Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Universität Stuttgart

Ergänzung des Gutachtens

Energieverbrauchsprognose für Bayern

– CO_2-Vermeidungskosten –

M. Blesl, U. Fahl, A. Voß

erstellt im Auftrag des
Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft,
Verkehr und Technologie

Juli 2001

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1

2 Methodische Vorgehensweise 3

3 Erneuerbare Energiequellen 9
3.1 Techniken zur Stromerzeugung 10
3.2 Techniken im Wärmemarkt 15

4 Alternative Maßnahmen im Gebäudebereich 21
4.1 Heizungssysteme 21
4.2 Gebäudehülle 23

5 Schlußbetrachtung 29

Literatur 33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1: Entwicklung des spezifischen Heizwärmebedarfes des Gebäudebestandes ... 24

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Energieträgerpreise frei Kraftwerk und für Haushaltskunden im Jahr 1999 /BMWi, 2000/ 7

Tabelle 3-1: Erneuerbare Energieoptionen zur Energieversorgung in Bayern 9

Tabelle 3-2: Spezifische Anlageninvestitionen ab Werk für Windkonverter unterschiedlicher elektrischer Leistung (Stand 2000) 11

Tabelle 3-3: Spezifische Investitionen für Photovoltaikanlagen (Stand 2000) 12

Tabelle 3-4: Spezifische CO_2-Minderungskosten regenerativer Stromerzeugungsoptionen im Vergleich zum bayerischen Strommix in DM/t CO_2 (heutiger Stand) 13

Tabelle 3-5: Technische und ökonomische Parameter für Anlagen zur Nutzung von Bioenergieträgern für die Stromerzeugung (Stand 2000) 14
Tabelle 3-6: CO_2-Minderungskosten für Stromerzeugungstechniken mit Bioenergieträgern gegenüber dem bayerischen Strommix in DM/t CO_2 15
Tabelle 3-7: Investitions- und Betriebskosten einer Wärmebereitstellung aus Holzpellets und Waldhackgut in Kleinanlagen (Stand 2000) 15
Tabelle 3-8: Spezifische Investitionen für ausgewählte Elektrowärmepumpen 18
Tabelle 3-9: Wärmebereitstellungskosten ausgewählter Elektrowärmepumpen (Altbau) 19
Tabelle 3-10: Spezifische CO_2-Minderungskosten regenerativer Wärmeerzeugungsoptionen im Vergleich zu einem konventionellen Ölkessel in DM/t CO_2 20
Tabelle 4-1: Jährliche Gesamtkosten und CO_2-Emissionen verschiedener Heizungssysteme für ein durchschnittliches Einfamilien- bzw. Mehrfamilienhaus des Gebäudebestandes 22
Tabelle 4-2: Zuordnung von Baualtersklassen und technischem Regelwerk für den Gebäudebestand 24
Tabelle 4-3: Übersicht ausgewählter Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle 26
Tabelle 4-4: Spezifischer Heizwärmebedarf für ein vor 1968 erstelltes Ein- und Zweifamilienhaus sowie Investitionen für wärmetechnische Maßnahmen bei unterschiedlichen Sanierungsvarianten 27
Tabelle 4-5: CO_2-Minderungskosten für den Gebäudebereich gegenüber einer Mixheizung in DM/t CO_2 28
Tabelle 5-1: CO_2-Minderungskosten für ausgewählte Minderungsmaßnahmen in Bayern im Vergleich in DM/t CO_2 (heutiger Stand) 30

1 Einleitung

Aufbauend auf den Ministerratsbeschluß vom 14. Juli 1998, wonach der Standortsicherungsplan für Wärmekraftwerke anläßlich der anstehenden Fortschreibung des Landesentwicklungsprogramms Bayern (LEP) überarbeitet und dem Landtag zur Zustimmung vorgelegt werden sollte, hatte das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie an das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart die Erstellung eines Gutachtens „Energieverbrauchsprognose für Bayern“ in Auftrag gegeben. Das Gutachten wurde im Mai 2000 fertiggestellt /Fahl, 2000/.

In dem Basisszenario des Gutachtens ergibt sich, dass die energiebedingten CO_2-Emissionen in Bayern im Jahr 2005 mit 84,4 Mio. t wieder nahezu das selbe Emissionsniveau wie im Jahr 1990 (84,5 Mio. t) erreichen. Danach ergibt sich dann im Basisszenario eine Verminderung der energiebedingten CO_2-Emissionen um ca. 1,7 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2010 auf dann 83,0 Mio. t.

Zwischenzeitlich wurde das Klimaschutzkonzept der bayerischen Staatsregierung vorgestellt, in dem das bayerische Klimaschutzziel wie folgt formuliert ist: Es wird eine Verminderung der Gesamt-CO_2-Emissionen in Bayern von derzeit (1997) rund 90 Mio. t bis zum Jahr 2010 auf einen Wert von 80 Mio. t pro Jahr angestrebt.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie die Deckungslücke in Höhe von rund 3 Mio. t CO_2 geschlossen werden kann, die sich aus einem Vergleich des bayerischen Klimaschutzziels mit dem Ergebnis des Basisszenarios der Energieverbrauchsprognose für das Jahr 2010 ergibt. In diesem Zusammenhang nehmen in der energiepolitischen Diskussion Maßnahmen für eine verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energiequellen eine breiten Raum ein.

Unabhängig von dem letztendlich notwendigen Umfang der CO_2-Minderung kommt bei der Formulierung von energiepolitischen Strategien und Konzepten zur Erreichung einer klimaverträglichen Energieversorgung der Differenzierung zwischen dem technisch Möglichen, dem wirtschaftlich Machbaren und dem ökologisch Effizienten eine besondere Bedeutung zu. Rein technisch gesehen stehen uns zumindest auf längere Sicht sehr weitgehende CO_2-Minderungsmöglichkeiten zur Verfügung. Aber nicht alles was technisch machbar ist, ist auch wirtschaftlich darstellbar und schon gar nicht effizient im Sinne der Nutzung knapper verfügbaren Ressourcen zur Vermeidung von Klimaveränderungen.

In Anbetracht der begrenzten Ressourcen bzw. Aufwendungen, die zur Minderung der CO_2-Emissionen zur Verfügung stehen und um möglichst schnell wirksam werdende Minderungen zu erreichen, kommt Kosten-Nutzen-Überlegungen eine besondere Bedeutung zu, auch um die Volkswirtschaft angesichts der gewaltigen Umstrukturierungsaufgabe der Energieversorgung nicht unvertretbar zu belasten.

Dieser Grundgedanke ist auch bei der Einordnung der Möglichkeiten und Grenzen der verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energiequellen zur CO_2-Minderung in Bayern zu befol-

gen. Vor diesem Hintergrund ist es Ziel des Ergänzungsgutachtens, die aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive für den heutigen Stand der Technik ermittelten CO_2-Vermeidungskosten einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen in Bayern denjenigen gegenüber zu stellen, die sich bei Maßnahmen beim baulichen Wärmeschutz bzw. bei der Heiztechnik ergeben. Damit werden grundlegende Informationen für eine Einordnung und Bewertung der betrachteten CO_2-Minderungsmaßnahmen bereitgestellt.

2 Methodische Vorgehensweise

Der Einsatz fossiler Primärenergieträger läßt sich dadurch reduzieren, dass entweder der fossile Energieverbrauch überhaupt verringert wird, oder indem fossile Primärenergiequellen durch nichtfossile ersetzt werden. Eine den Energiebedarf reduzierende CO_2-Minderung ist ihrerseits durch eine abnehmende Nachfrage nach Energiedienstleistungen möglich (allerdings geht das ohne Komfortverzicht nur, soweit vorherige Verschwendung abgebaut wird) oder durch eine entsprechende Erhöhung von Energieumwandlungs- und -anwendungswirkungsgraden. Die an der Verringerung der CO_2-Freisetzung aus fossilen Brennstoffen orientierten Minderungsmaßnahmen bestehen vorrangig in einer Substitution fester und flüssiger Brennstoffe durch Erdgas. In der Regel ist ein derartiger Wechsel des Energieträgers gleichzeitig mit weiteren technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Verbesserungen, darunter oft auch mit einer Steigerung von Umwandlungswirkungsgraden verbunden. Charakteristisch für alle im Rahmen fossiler Brennstoffe verbleibenden "konventionellen" Minderungsmaßnahmen ist der Umstand, dass sie mehr oder minder begrenzte Potenziale erschließen, und dass die Struktur des Energiesystems in seinen grundsätzlichen Eigenschaften und Proportionen erhalten bleibt.

Ein deutlich anderes Bild ergibt sich im Falle der Substitution fossiler durch nichtfossile Primärenergiequellen. Hier resultieren Grenzen für eine Emissionsminderung unter anderem daraus, dass neben einer direkten Nutzung auf der Energieanwendungsebene gegenwärtig im Wesentlichen nur Strom und Fernwärme bzw. gegebenenfalls Nahwärme als Sekundärenergieträger auf nichtfossiler Grundlage bereitgestellt werden können. So können aber bei weitem nicht alle Energieversorgungsaufgaben in vergleichbar einfacher Weise gelöst werden, wie das etwa heute mit den meist sehr flexibel anwendbaren fossilen Endenergieträgern möglich ist. Auch durch eine auf nichtfossiler Grundlage prinzipiell mögliche, physikalisch-technologisch aber problematische CO_2-freie elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff als Endenergieträger kann nur teilweise ein technischer Ersatz geschaffen werden. In ökonomischer Hinsicht stellt dieser Wasserstoff gewissermaßen eine Weiterverarbeitungsstufe von Strom dar, also eines bereits sehr hochwertigen, emissionsfrei anwendbaren Sekundärenergieträgers. Von seinen technischen Nutzungseigenschaften am ehesten mit Erdgas vergleichbar, wird dieser Wasserstoff als nichtfossiler (kohlenstofffreier) Brennstoff wirtschaftlich erst dann zum Einsatz gelangen können, wenn andere Substitutions- und Einsparmöglichkeiten weitgehend ausgeschöpft sind.

Wichtigstes Kriterium für den volkswirtschaftlich zweckmäßigen Beitrag einzelner Maßnahmen sind neben technischen Begrenzungen vor allem ihre Kosten. Zur Bewertung der relativen Wirtschaftlichkeit der einzelnen Optionen wird deshalb im Folgenden eine dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit Hilfe der Barwert-Methode durchgeführt, bei der die während der Nutzungsdauer der Anlage anfallenden Kosten mit Hilfe eines kalkulatorischen Zinssatzes[1]

[1] Der gewählte Kalkulationszinsfuß sollte bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise die Knappheit des Produktionsfaktors Kapital widerspiegeln und im Idealfall dem realen Kapitalmarktzins für langfristige Anlagepapiere entsprechen.

von real 5 %/a auf einen gemeinsamen Bezugspunkt diskontiert werden. Als Bezugspunkt wird das Jahr 2000 gewählt. Während dabei die Effektivität von Maßnahmen zur CO_2-Minderung die Wirksamkeit in Bezug auf ein vorgegebenes Minderungsziel in nicht emittierten t CO_2 angibt, sind die spezifischen CO_2-Minderungskosten (MK_{CO2}) in DM je t CO_2 ein Maß für die Effizienz von CO_2-Minderungsmaßnahmen d. h. für das Kosten-Nutzen-Verhältnis, da sie den monetär bewerteten Aufwand angeben, um eine Tonne CO_2 zu vermeiden. Eine negative Effizienzzahl ist hierbei ein Hinweis auf eine besonders effiziente Minderungsmaßnahme:

$$MK_{CO2} = \frac{K_{Alt} - K_{Ref}}{E_{Ref} - E_{Alt}} \qquad (2\text{-}1)$$

mit:	MK_{CO2}	Spezifische CO_2-Vermeidungskosten	[DM/t CO_2]
	K_{Alt}	Gesamtkosten der Alternative	[DM/a]
	K_{Ref}	Gesamtkosten des Referenzsystems	[DM/a]
	E_{Ref}	CO_2-Emissionen des Referenzsystems	[t CO_2/a]
	E_{Alt}	CO_2-Emissionen der Alternative	[t CO_2/a]

Bei der Interpretation und der Verwendung der spezifischen CO_2-Minderungskosten als Effizienzmaß sind die folgenden Gesichtspunkte zu beachten:

- Bei additiven CO_2-Minderungsmaßnahmen gilt die Priorität entsprechend den spezifischen CO_2-Minderungskosten. Unter dem Gesichtspunkt einer maximalen CO_2-Minderung sollten zunächst alle additiven CO_2-Minderungsmaßnahmen mit negativen spezifischen Minderungskosten durchgeführt werden, da negative spezifische Minderungskosten zum Ausdruck bringen, dass neben einer Verminderung der CO_2-Emissionen auch eine Verminderung des volkswirtschaftlichen Aufwandes erreicht werden kann. So kann z. B. die gleichzeitige Realisierung einer Wärmedämmaßnahme und eines Umstieges auf einen CO_2-ärmeren Energieträger bei der Stromerzeugung empfohlen werden, wenn beide Maßnahmen mit negativen spezifischen CO_2-Minderungskosten verbunden sind. Bei additiven Maßnahmen mit negativen spezifischen Minderungskosten spielt somit die Rangfolge der spezifischen (negativen) Minderungskosten keine Rolle.
- Bei alternativen (konkurrierenden) CO_2-Minderungsmaßnahmen und negativen spezifischen CO_2-Minderungskosten sollte unter der Zielsetzung einer möglichst großen CO_2-Minderung die Maßnahme mit dem höchsten Minderungspotenzial verwirklicht werden. Deshalb ist hier neben der Angabe der spezifischen Minderungskosten auch die Angabe der CO_2-Minderungspotenziale von Vorteil. Weist z. B. ein Kernkraftwerk in einem Vergleich mit einem Erdgas-GuD-Kraftwerk und einem Steinkohlekraftwerk die niedrigsten Stromgestehungskosten auf (Kernenergie: 7 Dpf/kWh_{el}, Erdgas: 9 Dpf/kWh_{el}, Kohle: 12 Dpf/kWh_{el}) und wird der Ersatz des Steinkohlekraftwerkes durch ein Erdgas-GuD-

oder ein Kernkraftwerk untersucht, so ergeben sich bei einer Nettoleistung der Anlagen von jeweils 1400 MW_{el} und einer Auslastung von 4000 h/a die folgenden CO_2-Minderungspotenziale und spezifischen CO_2-Minderungskosten:

	Kosten-differenz Mio. DM/a	Emissions-minderung Mio. t CO_2/a	Spezifische Minderungskosten DM/t CO_2
Steinkohle ersetzt durch			
Gas	-168,00	2,31	-72,8
Kernenergie	-280,00	4,36	-64,2

Bei diesem Beispiel lautet deshalb, unter der Randbedingung einer möglichst großen CO_2-Minderung, die Empfehlung, den Ersatz des Steinkohlekraftwerkes durch das Kernkraftwerk zu verwirklichen, da hier das CO_2-Minderungspotenzial gegenüber dem Erdgas-GuD-Kraftwerk größer ist. Dies kann dadurch bestätigt werden, dass in einem zweiten Schritt auch die Substitution des Erdgas-GuD-Kraftwerkes durch ein Kernkraftwerk möglich wäre:

	Kosten-differenz Mio. DM/a	Emissions-minderung Mio. t CO_2/a	Spezifische Minderungskosten DM/t CO_2
Gas ersetzt durch			
Kernenergie	-112,00	2,05	-54,6

- Bei <u>alternativen (konkurrierenden)</u> Maßnahmen, die <u>negative</u> spezifische CO_2-Minderungskosten und <u>die selben Minderungspotenziale</u> aufweisen, liefert das Kriterium der spezifischen Minderungskosten die richtige Handlungsempfehlung. Dies soll das leicht modifizierte obige Beispiel verdeutlichen. Wird anstelle des Erdgas-GuD-Kraftwerkes ein Windenergiepark betrachtet, der die selbe Stromerzeugung mit spezifischen Stromgestehungskosten von 10 Dpf/kWh_{el} bereitstellt, so ergibt sich die folgende Situation:

	Kosten-differenz Mio. DM/a	Emissions-minderung Mio. t CO_2/a	Spezifische Minderungskosten DM/t CO_2
Steinkohle ersetzt durch			
Windenergie	-112,00	4,36	-25,7
Kernenergie	-280,00	4,36	-64,2

Es zeigt sich, dass die Kosten-Effektivitäts-Analyse hier die richtige Handlungsempfehlung gibt, die Alternative mit den niedrigeren spezifischen Stromgestehungskosten (im Beispiel das Kernkraftwerk) weist auch die bessere Effizienz in Form der spezifischen

CO_2-Minderungskosten auf. Damit wurde gezeigt, dass entgegen anders lautenden Aussagen /Fichtner, 1996/ auch die Ausweisung der Höhe der negativen spezifischen Minderungskosten bei der Kosten-Effektivitäts-Analyse von CO_2-Minderungsmaßnahmen sinnvoll ist.

- Bei positiven spezifischen Minderungskosten liefern die spezifischen Minderungskosten in Verbindung mit den Minderungspotenzialen die Informationen für eine erste Einordnung der Maßnahmen. Die Untersuchung einer effizienten Gesamtminderungsstrategie sollte dabei jedoch unbedingt als weiterer Analyseschritt nachfolgen.

Es ist auch zu beachten, dass sich Emissionsminderungen im Umwandlungssektor und jene in den nachfolgenden Anwendungsbereichen gegenseitig beeinflussen, wobei Art und Grad der Wechselwirkung in starkem Maße von der Tiefe der notwendigen Reduktion abhängig sind. Je "weiter hinten" in der Energienutzungskette z. B. durch eine Energieeinsparung eine Verminderung von direkten Emissionen erfolgt, in desto stärkerem Maße entfallen hierdurch auch vorgelagerte Emissionen. Umgekehrt relativieren Emissionsminderungsmaßnahmen im Umwandlungssektor den Minderungseffekt derartiger "nachgelagerter" Maßnahmen. Wird beispielsweise Strom nicht mehr auf Basis von Kohle, sondern durch Erdgas, bei gleichzeitig erheblich gesteigertem Umwandlungswirkungsgrad, bereitgestellt, dann bedeutet die gleiche Verringerung des Stromverbrauches in der Endanwendung eine entsprechend kleinere spezifische Emissionsminderung. Im Extremfall eines weitgehenden Überganges zu nichtfossilen Primärenergiequellen haben die gleichen nachgelagerten Energieeinsparungen schließlich überhaupt keinen Einfluß mehr auf energiebedingte Treibhausgasemissionen (da es solche dann praktisch nicht mehr gibt).

Um für die folgenden Einzelbetrachtungen von CO_2-Minderungsmaßnahmen eine einheitliche Vorgehensweise zu erreichen, werden für die fossilen Energieträger stets nur die direkten CO_2-Emissionen betrachtet. Wird durch eine der Maßnahmen auf die Stromerzeugung Bezug genommen, z. B. durch Stromeinsparmaßnahmen oder durch Maßnahmen bei der Zusammensetzung der Stromerzeugungsstruktur, so wird als Vergleichsbasis für die Emissionssituation stets ein mittlerer Kraftwerkspark für Bayern definiert, der heute (1998) spezifische CO_2-Emissionen von 0,15 kg CO_2/kWh_{el} bei Strombereitstellungskosten (Vollkosten aus volkswirtschaftlicher Perspektive) frei Hochspannungsnetz von 6,0 Dpf/kWh_{el} aufweist. Auf der Wärmeseite wird entweder der gesamte Wärmemix mit einem auf die Nutzenergie bezogenen CO_2-Faktor von 0,27 kg CO_2/kWh_{th} berücksichtigt oder es wird zwischen unterschiedlichen Gebäudetypen (Ein/-Zweifamilien- bzw. Mehrfamilienhaus) mit Wärmebereitstellungskosten von 122,65 bzw. 93,46 DM/MWh_{th} im Mittel unterschieden.

Die unterstellten Energiepreise sind eine weitere wesentliche Annahme für die Abschätzung der spezifischen CO_2-Minderungskosten. Hierzu wird im vorliegenden Gutachten auf die Preissituation im Jahr 1999 abgestellt. Die Verhältnisse in diesem Jahr erscheinen hier repräsentativer zu sein wie die im Jahr 2000, das doch durch wesentliche Preisirritationen auf den internationalen Energiemärkten gekennzeichnet war. Es wird somit davon ausgegangen, dass für heu-

tige Gegebenheiten im Schnitt eher von niedrigeren Preisen für die fossilen Energieträger auszugehen ist. Die Annahmen sind in Tabelle 2-1, differenziert für die Stromerzeugung und die Energiepreise frei Haushalte, zusammengestellt.

Tabelle 2-1: Energieträgerpreise frei Kraftwerk und für Haushaltskunden im Jahr 1999 /BMWi, 2000/

Einstandspreis frei Kraftwerk	DM/MWh
Braunkohle	9,36
Steinkohle	11,10
Heizöl (schwer)	15,89
Erdgas	24,05
Verbrauchspreis inkl. Leistungspreis (Haushaltskunden)	[Dpf/l] bzw. [Dpf/kWh]
Heizöl (leicht)	51,87
Erdgas	5,199

3 Erneuerbare Energiequellen

Im Folgenden werden die derzeitigen Systemkosten und daraus resultierenden Wärme- oder Stromgestehungskosten und die spezifischen CO_2-Minderungskosten für einzelne erneuerbare Energiequellen in Bayern dargestellt. Derzeit basiert die Energieversorgung im Freistaat Bayern im Wesentlichen auf fossilen Energieträgern, Kernenergie und Wasserkraft. Der Anteil der erneuerbaren Energiequellen am gesamten Primärenergiebedarf in Bayern betrug im Jahr 1999, ermittelt nach dem Substitutionsprinzip, etwa 10,4 %. Tabelle 3-1 zeigt eine Übersicht der erneuerbaren Energien, die im Rahmen der Analysen einer CO_2-Minderung im Energiesektor für Bayern von Bedeutung sein können.

Tabelle 3-1: Erneuerbare Energieoptionen zur Energieversorgung in Bayern

Elektrische Energie	Wärmebereitstellung	Brennstoffe
Wasserkraft * Neubau, Revitalisierung	**Dezentrale Solarkollektoren**	**Feste Biomasse** * Restholz, Reststroh * Getreide, Gräser, Hölzer
Windenergie * Binnenland	**Solare Nahwärme**	**Biogas** * Landwirtschaft, Industrie * Klär-, Deponiegas
Photovoltaik * netzverbundene Anlagen	**Wärmepumpen**	**Bioöle** * Rapsöl, RME * Pflanzenölimport
Solarstromimport * solarthermisch, photovoltaisch	**Geothermie**	**Bioethanol** * stärke- und zuckerh. Stoffe * Ethanolimport
		Müll, Klärschlamm

Die betrachteten Nutzungssysteme lassen sich allgemein danach unterscheiden, ob mit ihnen elektrische Energie, Niedertemperaturwärme oder Brennstoffe bereitgestellt werden. Diese Unterscheidung ist deshalb wichtig, da hiervon in starkem Maße die Möglichkeiten der Speicherung und des Transports abhängen. Sind keine oder nur geringe Speicherungsmöglichkeiten vorhanden, spielen Aspekte der zeitlichen und räumlichen Verteilung des natürlichen Energieangebotes eine wichtige Rolle. Im Folgenden werden von den in Tabelle 3-1 genannten Systemen die Techniken für die Erzeugung flüssiger Energieträger für verkehrliche Zwecke nicht behandelt.

Den im Folgenden dargestellten Kostenanalysen für die erneuerbaren Energieträger in Bayern liegt eine volkswirtschaftliche Betrachtungsweise zugrunde. Es werden folglich keine betriebswirtschaftlichen Kosten unter Berücksichtigung von Subventionen, z. B. durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), und Steuern dargestellt, sondern reale volkswirtschaftliche Aufwendungen, berechnet nach der Annuitätenmethode. Es wird grundsätzlich im Geldwert von

2000 gerechnet und ein realer Zinssatz von 5 % zugrunde gelegt. Als Abschreibungsdauer wird die mittlere technische Lebensdauer der jeweiligen Konversionstechnik gewählt. Grundsätzlich sind der gegenwärtige Stand der Technik, die derzeitigen volkswirtschaftlichen Kosten und momentanen Rand- und Rahmenbedingungen die Bezugsgröße. Sie können mit der Zeit erheblichen Variationen unterworfen sein und beschreiben deshalb lediglich die derzeitigen Gegebenheiten.

3.1 Techniken zur Stromerzeugung

Bei den für die *Stromerzeugung* in Bayern nutzbaren erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft, Biomasse, Windenergie, Photovoltaik) liegen die spezifischen Gesamtinvestitionen für Wasserkraftwerke bei neuen Anlagen im kleinen Leistungsbereich bei rund 11000 bis 14000 DM/kW; sie sinken mit zunehmender installierter Leistung und variieren z. B. bei installierten Leistungen von rund 5 MW zwischen 8000 und 9500 DM/kW. Die Aufwendungen für eine Renovierung zwischenzeitlich stillgelegter Anlagen liegen relativ unabhängig von der Anlagenleistung bei etwa 5000 bis 6000 DM/kW; bei Kleinwasserkraftanlagen können sie deutlich höher liegen. Werden nur die Maschinensätze ausgewechselt, sind bei größeren Anlagen Kosten von etwa 2500 DM/kW und bei Kleinanlagen bis etwa 4000 DM/kW zu erwarten. Für die Investitionen ist es ganz entscheidend, ob die Wasserkraftanlage als ein Mehrzweckprojekt ausgeführt wird. Davon unabhängig können die Kosten für die heute verstärkt geforderten ökologischen Ausgleichsmaßnahmen bei 10 bis 20 % der Anlagenkosten liegen. Bei optimal ausgelegten und wartungsarmen Wasserkraftanlagen sind die Betriebskosten sehr niedrig. Betriebskosten fallen dabei u. a. für Personal, Instandhaltung, Verwaltung, Rückstellungen für Anlagenerneuerungen, Rechengutbeseitigung und Versicherung an. Die einzelnen Kostenanteile sind von Anlage zu Anlage sehr verschieden. Insgesamt liegt der jährliche Betriebsaufwand näherungsweise bei rund 1 bis 2 % der Baukosten.

Aus den Gesamtinvestitionen errechnen sich die über die Abschreibungsdauer einer Wasserkraftanlage konstanten jahresmittleren realen Kosten (Zinssatz 5 %). Dabei wird von einer technischen Lebensdauer der baulichen Anlagen von 80 Jahren und der maschinellen und elektrischen Anlagenteile von 40 Jahren ausgegangen. Unter normalen Gegebenheiten (Durchschnitt der EVU-Wasserkraftanlagen in Bayern) ist bei Laufwasserkraftwerken an rund 6000 h/a und bei Kleinwasserkraftanlagen an rund 3000 bis 4000 h/a die volle Leistungsabgabe gewährleistet. Daraus ergeben sich spezifische Stromgestehungskosten bei Anlagen mit einer Leistung von rund 2,5 MW von etwa 12 Dpf/kWh. Bei kleineren Laufwasserkraftwerken (rund 100 kW) ist mit ca. 15 bis 20 Dpf/kWh zu rechnen. Auf Grund der in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Umweltschutzauflagen können sich aber auch erheblich höhere Kosten für neue Wasserkraftwerke in allen Leistungsbereichen ergeben. Die spezifischen Stromgestehungskosten können dann deutlich niedriger sein, wenn bereits vorhandene Anlagen reaktiviert oder modernisiert werden können. Trotz der großen Standortabhängigkeit dürften hier die Kosten zwischen 7 und 9 Dpf/kWh liegen. Müssen nur die Maschinensätze erneuert werden, sind noch niedrigere Stromgestehungskosten möglich.

Bei der Windenergie weist der überwiegende Anteil der derzeit in Deutschland marktgängigen Horizontalachsenkonverter installierte Leistungen von ca. 300 kW bis über 900 kW auf. Des Weiteren werden bereits Anlagen mit installierten Leistungen von mehr als 1300 kW angeboten. Der Trend geht derzeit eindeutig zu Konvertern höherer Leistung. Für derartige Anlagen zeigt Tabelle 3-2 die gegenwärtigen spezifischen Aufwendungen ab Werk. Demnach sinken mit steigender Anlagenleistung die spezifischen Anlageninvestitionen. Dies liegt u. a. in den Kostenreduktionen in Folge der spezifisch geringeren Materialaufwendungen bei größeren Anlagen. Zusätzlich zu den Anlagenaufwendungen ab Werk fallen bei der Installation eines Windkonverters standortspezifische Kosten an. Darunter werden die Kosten für die Planung, das Standortgutachten, die Bereitstellung einer entsprechenden Zufahrtsmöglichkeit zum potentiellen Standort, für den Netzanschluß, für das Fundament etc. zusammengefaßt. Diese Aufwendungen können je nach Standort sehr unterschiedlich sein. Im Durchschnitt kann von 20 bis 45 % der Anlagenkosten ausgegangen werden. Neben den Investitionen fallen Betriebskosten an. Sie ergeben sich im Wesentlichen aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten, ggf. den Pachtkosten für das Aufstellungsgelände und den Versicherungskosten. Insgesamt muß mit jährlichen Kosten gerechnet werden, die bei ca. 3,0 % der Anlagenkosten ab Werk liegen.

Tabelle 3-2: Spezifische Anlageninvestitionen ab Werk für Windkonverter unterschiedlicher elektrischer Leistung (Stand 2000)

Leistungsklasse	Turmhöhe	Anlageninvestitionen
200 - 400 kW	25 – 50 m	1900 DM/kW
400 - 900 kW	25 – 50 m	1685 DM/kW
900 - 1500 kW	50 – 75 m	1615 DM/kW

Aus den Investitionen für derzeit marktgängige Windkraftanlagen und den Betriebskosten lassen sich auf der Basis der zugrunde gelegten Rahmenbedingungen (Zinssatz 5 %; Abschreibungsdauer entspricht der unterstellten technischen Lebensdauer von 20 Jahren) die mittleren annuitätischen Kosten aus volkswirtschaftlicher Sicht berechnen. Demnach ergeben sich spezifische Stromgestehungskosten zwischen 29 und 36 Dpf/kWh bei mittleren Windgeschwindigkeiten von 3 bis 4 m/s, zwischen 14 und 19 Dpf/kWh bei Geschwindigkeiten von 4 bis 5 m/s und zwischen 9 und 12 Dpf/kWh für 5 bis 6 m/s. Die Stromgestehungskosten zeigen eine deutliche Abnahme mit zunehmender elektrischer Leistung der Windkraftanlagen. Auch bei noch höheren Leistungen dürften bei neuen marktgängigen Anlagen weitere geringfügige Reduktionen der spezifischen Gestehungskosten realisierbar sein.

Ein Photovoltaiksystem als weiteres betrachtetes erneuerbares Stromerzeugungssystem kann auf Grund seines modularen Aufbaus nahezu in jeder beliebigen Leistungsgröße aufgebaut werden. Die gesamten Kosten für die Errichtung photovoltaischer Generatoren setzen sich aus den Aufwendungen für die Module, den Wechselrichter, die Gestelle, die Netzanbindung, die

Planung, die Installation und den sonstigen Aufwendungen zusammen. Tabelle 3-3 zeigt mittlere Werte. Die derzeitigen Systemkosten für netzverbundene Photovoltaikdachanlagen liegen demnach zwischen 16000 und 18000 DM/kW, wobei größere Einheiten von 40 kW und mehr eher am unteren Ende liegen, kleinere Anlagen mit wenigen kW eher am oberen Ende der aufgezeigten Bandbreite. Die Betriebskosten liegen bei Anlagen auf Gebäudedächern zwischen rund 0,24 und 0,26 DM/(W•a). Dazu gehören im Wesentlichen die Wartungs- und Reparaturkosten, die Versicherungskosten und u. U. die Aufwendungen für die Zählermiete. Bei Photovoltaikkraftwerken im Leistungsbereich von 1 Megawatt und mehr liegen die zu erwartenden Aufwendungen bei rund 10000 DM/kW. Davon entfällt mehr als die Hälfte auf die Solarmodule (5500 bis 6500 DM/kW). Außerdem muß von jährlich anfallenden Betriebskosten von rund 0,12 bis 0,15 DM/(W•a) ausgegangen werden.

Tabelle 3-3: Spezifische Investitionen für Photovoltaikanlagen (Stand 2000)

Anlagenleistung	Module	Wechselrichter	Gesamtinvestitionen
	Kosten in DM/kW		
ca. 8 kW	14285	3400	17685
ca. 42 kW	13570	2500	16070
ca. 1 MW	8950	900	9850

Aus den Anlageninvestitionen und den Betriebskosten können die über die Abschreibungsdauer der Photovoltaikanlage konstanten mittleren Stromgestehungskosten berechnet werden. Dabei werden wieder die bereits diskutierten ökonomischen Rahmenbedingungen zugrunde gelegt. Unter den in Bayern gegebenen Einstrahlungsbedingungen führen solche Investitionen überschlägig zu Stromgestehungskosten in Höhe von 139 bis 154 Dpf/kWh. Die Stromgestehungskosten von Anlagen auf Dachflächen variieren dabei um ± 20 % um den aufgezeigten Mittelwert. Die spezifischen Stromgestehungskosten, wie sie sich unter den diskutierten Annahmen für ein Photovoltaikkraftwerk mit einer Leistung von rund 1 MW ergeben würden, werden ebenfalls stark von der Anlagengröße und dem Strahlungsangebot beeinflußt. Hier liegen die mittleren spezifischen Aufwendungen etwa bei 98 Dpf/kWh.

Da die regenerative Stromerzeugung dargebotsabhängig (Strahlung, Wind, Laufwasserkraft) und, in unterschiedlicher Ausprägung, nur eingeschränkt entsprechend der Stromnachfrage erfolgt, müssen Speicher und/oder andere Kraftwerke die Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage ausgleichen, um mit dem derzeit üblichen Grad der Versorgungssicherheit die Nachfrage nach elektrischer Energie zu decken. Derartige Fragestellungen, die auch unter dem Schlagwort des Leistungseffektes der erneuerbaren Energien diskutiert werden, sollen im Folgenden nicht weiter verfolgt werden. Hier wird davon ausgegangen, dass derartige Kosten für Back-up Systeme sich gerade mit ebenfalls diskutierten Kosteneinsparungen durch erneuerbare

Stromerzeugungssysteme auf der Netzebene kompensieren. Unter diesen Annahmen wird für das Referenzsystem des bayerischen Strommix entsprechend Abschnitt 2 von mittleren Strombereitstellungskosten von 6,0 Dpf/kWh ausgegangen, anhand denen sich die Stromerzeugungskosten der erneuerbaren Energiequellen messen lassen müssen.

Damit liegen für die Wasserkraft die spezifischen CO_2-Minderungskosten gegenüber dem bayerischen Strommix heute bei - 175 bis + 942 DM/t CO_2 (vgl. Tabelle 3-4), für die Windenergie bei + 228 bis + 2011 DM/t CO_2/a und bei der Photovoltaik zwischen + 6125 und + 9848 DM/t CO_2. Dabei ist zu beachten, dass die jeweils günstigsten CO_2-Minderungskosten bei der Windenergie mit der Stromerzeugung in der Windklasse zwischen 5 und 6 m/s und bei der Wasserkraft mit der Modernisierung bzw. Reaktivierung von bestehenden Anlagen verbunden sind. Diese Maßnahmen weisen jedoch in Bayern jeweils nur sehr niedrige CO_2-Minderungspotenziale auf.

Tabelle 3-4: Spezifische CO_2-Minderungskosten regenerativer Stromerzeugungsoptionen im Vergleich zum bayerischen Strommix in DM/t CO_2 (heutiger Stand)

		DM/t CO_2
Wasserkraft	Wasserkraftanlage (neu) > 1 MW	389
	Mittlere Wasserkraftanlage (neu) < 1MW und > 100 kW	588
	Kleinwasserkraftanlage (neu) < 100 kW	942
	Reaktivierung einer Wasserkraftanlage	94
	Modernisierung einer Wasserkraftanlage	-175
Windenergie	3 bis 4 m/s mittlere Windgeschwindigkeit	1501 bis 2011
	4 bis 5 m/s mittlere Windgeschwindigkeit	517 bis 891
	5 bis 6 m/s mittlere Windgeschwindigkeit	228 bis 422
Photovoltaik	Dachfläche (60 m^2)	9848
	Dachfläche (300 m^2)	8876
	Freifläche	6125

Die <u>feste Biomasse</u> wird bisher zumeist thermisch in einem Dampfkraftprozess genutzt. Hierbei kommen zumeist Rostfeuerungen und Dampfturbinen zum Einsatz. Da es sich hierbei um konventionelle Techniken handelt, sind nur geringe Weiterentwicklungen zu erwarten. Dagegen befindet sich die Holzvergasung mit anschließender Nutzung des Holzgases in einem BHKW im Pilotanlagenstadium. D. h., die noch recht hohen Stückkosten werden wohl einer stärkeren Kostendegression unterworfen sein.

Die spezifischen Investitionen belaufen sich bei Kleinanlagen bis 0,1 MW_{el} auf 25 bis 30 TDM/kW_{el}, bei Anlagen zwischen 0,1 und 1 MWel auf ca. 10 bis 13 TDM/kW_{el} und bei Anlagen mit ca. 2 MWel auf 4 bis 6 TDM/kW_{el} (vgl. Tabelle 3-5). Hieraus resultieren Strom-

gestehungskosten von ca. 13 bis 21 Dpf/kWh$_{el}$ bei Großanlagen unter der Voraussetzung, dass die erzeugte Wärme mit 30 DM/MWh vergütet wird.

Tabelle 3-5: Technische und ökonomische Parameter für Anlagen zur Nutzung von Bioenergieträgern für die Stromerzeugung (Stand 2000)

Parameter	**Holz-HKW** 2 MWel	**Holzvergasung** 2 MWel	**Rapsöl-BHKW** 1x60 kWel	**Vergärungs-BHKW** 1x60 kWel
Anzahl der Einheiten	1	1	1	1
el. Wirkungsgrad	16 %	26 %	30 %	28 %
th. Wirkungsgrad	64 %	54 %	58 %	60 %
Nutzungsdauer [a]	20 / 12	12 / 15	10 / 15	10 / 20
Ökonomische Daten der KWK-Anlagen				
spez. Investitionen [DM/kW Brennstoff]	1012	1186	890	3400
Wartung [DM/MWh]	10,00	30,00	45,00	35,00
Sonst. Kosten [%/a der Investitionskosten]	7,0	5,5	5,5	5,0
Brennstoffpreis [DM/MWh]	15	15	93	0

Klär- und Deponiegas wird in konventionellen Gas-BHKWs genutzt, um Strom und Wärme zu erzeugen; zum Teil werden noch verschiedene Gasreinigungsstufen vorgeschaltet. Da es sich bei den BHKWs um konventionelle Technik handelt, sind hier nur geringe Weiterentwicklungen und Kostendegressionen zu erwarten.

Die spezifischen Investitionskosten belaufen sich bei Deponiegasanlagen mit 60 kW$_{el}$ auf ca. 2500 DM/kW$_{el}$ für die KWK-Technik sowie ca. 750 DM/kW$_{el}$ für sonstige Technik (Trafo etc.). Hieraus resultieren Stromgestehungskosten von 21 Dpf/kWh$_{el}$; hierbei sind keine Kosten für die Deponietechnik berücksichtigt. Für Klärgasanlagen ergeben sich vergleichbare Kosten, mit Feuerungswärmeleistungen zwischen 10 und 30 MW gehen sie auf 10 bis 12 Dpf/kWh$_{el}$ zurück.

Damit können auch für die Nutzung von Bioenergieträgern zur Stromerzeugung in Bayern die CO_2-Minderungskosten gegenüber dem bayerischen Strommix für die heutigen Verhältnisse ermittelt werden. Es ergibt sich (vgl. Tabelle 3-6), dass das Holz-Heizkraftwerk hier mit rund 120 DM/t CO_2 die niedrigsten Minderungskosten aufweist, gefolgt vom Heizkraftwerk mit Holzvergasung mit ca. 145 DM/t CO_2, dem Vergärungs-BHKW mit rund 225 DM/t CO_2 und dem Rapsöl-BHKW mit ca. 495 DM/t CO_2. Die relativ hohen CO_2-Minderungskosten sind bei der letztgenannten Technologie insbesondere mit der aufwendigen Herstellung des Biotreibstoffs verbunden, die wesentlich die Höhe der Stromgestehungskosten bestimmt.

Tabelle 3-6: CO_2-Minderungskosten für Stromerzeugungstechniken mit Bioenergieträgern gegenüber dem bayerischen Strommix in DM/t CO_2

Holz-HKW	118
Holzvergasung	143
Rapsöl-BHKW	496
Vergärungs-BHKW	225

3.2 Techniken im Wärmemarkt

Unter den erneuerbaren Energien in Bayern sind neben der Nutzung von Biomasse die solarthermische und die geothermische *Bereitstellung von Niedertemperaturwärme* durch hohe Potenziale gekennzeichnet. Außerdem ist die Nutzung der Umgebungswärme mit Hilfe von Wärmepumpen für die Wärmebereitstellung zu beachten. Die energetische Nutzung fester Bioenergieträger zur Wärmebereitstellung kann entsprechend dem breiten Spektrum biogener Festbrennstoffe sowie in Abhängigkeit von der Aufbereitungsform dieser Brennstoffe durch eine Vielzahl unterschiedlicher Feuerungstechniken erfolgen. Eine Unterscheidung der Feuerungsanlagen ist prinzipiell in handbeschickte (z. B. Kaminofen, Kachelofen) und automatisch beschickte Feuerungen möglich (z. B. Rostfeuerung, Wirbelschichtfeuerung). Während handbeschickte Feuerungen überwiegend im unteren Leistungsbereich (bis etwa 500 kW) mit Scheitholz und Briketts als Brennstoff betrieben werden, werden in automatisch beschickten Anlagen mit Feuerungsleistungen von wenigen kW bis zu mehreren MW vor allem Hackschnitzel, Pellets sowie Strohballen und ggfs. andere biogene Festbrennstoffe (z. B. Klärschlamm) verfeuert.

Die Kostenstruktur von mit Pellets und Waldhackgut als Brennstoff betriebenen kleintechnischen Biomassefeuerungen wird im Folgenden anhand der in Tabelle 3-7 definierten Kleinanlagen diskutiert /Neubarth, Kaltschmitt, 2000/.

Tabelle 3-7: Investitions- und Betriebskosten einer Wärmebereitstellung aus Holzpellets und Waldhackgut in Kleinanlagen (Stand 2000)

	Einfamilienhaus		**Mehrfamilienhaus**	
Kesselleistung in kW	9	20	30,8	38
Brennstoff	Pellets	Pellets	Hackgut	Hackgut
Investitionen				
Kessel, Speicher, Regelung [DM]	18700	20000	31300	36300
Montage und Installation [DM]	2000	2000	2300	2300
Heizraum. Brennstofflager, Kamin [DM]	10000	12900	23800	28100
Summe [DM]	30700	34900	57400	66700
Betriebskosten [DM/a]	560	630	900	1120
Brennstoffkosten [DM/a]	1270	2820	2850	3520

Die Höhe der spezifischen Investitionen für pellets- und hackgutbefeuerte Biomasseanlagen werden im Wesentlichen von den eingesetzten Brennstoffen sowie der Systemgröße bestimmt. Dabei zeigen pelletsbefeuerte Anlagen durch die geringeren baulichen Aufwendungen für das Lager (höhere Schüttdichte als das Hackgut) sowie die niedrigeren monetären Aufwendungen für u. a. Kessel und Lageraustrag Kostenvorteile gegenüber hackgutbefeuerten Anlagen. Dadurch liegen die spezifischen Investitionskosten des hackgutbefeuerten Anlage im Mehrfamilienhaus mit 30,8 kW mit 1860 DM/kW höher als bei der 20 kW-Pelletanlage im Einfamilienhaus mit 1745 DM/kW. Die Systemgröße stellt dabei im Prinzip einen weiteren Kostenfaktor dar; dabei sinken mit zunehmender Anlagengröße generell die spezifischen Kosten. So liegen etwa die spezifischen Investitionskosten der betrachteten Pelletanlagen zwischen rund 3400 DM/kW für die Kleinanlage mit 9 kW und 1745 DM/kW für die Anlage mit 20 kW. Die Betriebskosten beinhalten Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Anlage (z. B. Kaminkehrer) sowie Kosten für die Entsorgung der Verbrennungsrückstände und die für den Betrieb benötigte elektrische Energie (u. a. Gebläse für Verbrennungsluft, Brennstoffförderung, Regelung). In Abhängigkeit von der Anlagengröße bewegen sich die Betriebskosten zwischen knapp 560 und 1120 DM/a. Nicht enthalten sind darin die Brennstoffkosten. Diese sind in Tabelle 3-7 gesondert aufgeführt. Für Pellets wird dabei von einem Preis von 58 DM/MWh und für Waldhackgut von 38 DM/MWh ausgegangen. Dies stellt nur eine Orientierung dar, da die tatsächlich anzusetzenden Kosten davon abhängen, ob der Einsatzstoff ggfs. als Rest- oder Abfallstoff bzw. als Nebenprodukt der Waldbewirtschaftung anfällt.

Auf Basis der zugrunde liegenden finanzmathematischen Rahmenbedingungen (Zinssatz 5 %, Abschreibung über die technische Lebensdauer) können für die betrachteten Referenzanlagen die Wärmegestehungskosten bestimmt werden. Für Kessel, Wärmespeicher, Lageraustrag und Brauchwasserbereitung werden 15 Jahre, für Heizraum, Lagerraum und Kamin 35 Jahre technische Anlagenlebensdauer unterstellt. Damit liegen in Abhängigkeit von der Anlagengröße und dem eingesetzten Brennstoff die Wärmegestehungskosten zwischen 17 und 26 Dpf/kWh für das Einfamilienhaus und zwischen 14 und 15 Dpf/kWh für das Mehrfamilienhaus.

Die Investitionen für Anlagen zur solarthermischen Niedertemperaturwärmeerzeugung streuen in einem weiten Bereich. Deshalb sind nur durchschnittliche Kosten angebbar; sie können im Einzelfall auch sehr unterschiedlich sein. Die Anlageninvestitionen setzen sich aus denen für den Kollektor, den Speicher und sonstige Systemkomponenten sowie aus den Montage- und Inbetriebnahmekosten zusammen.

- Die Aufwendungen für Kollektoren liegen etwa zwischen 80 und 2500 DM/m^2 je nach verfügbaren Kollektortypen. Einfache Absorbermatten z. B. weisen Kosten zwischen 80 und 150 DM/m^2 auf, einfachverglaste Flachkollektoren zwischen 400 und 800 DM/m^2 und Vakuumröhrenkollektoren, mehrfach abgedeckte Flachkollektoren oder mit transparenter Wärmedämmung verbesserte Kollektoren über 2000 DM/m^2.

- Die Speicherkosten hängen wesentlich vom gespeicherten Volumen ab; bei kleinen Systemen mit 200 und 500 l liegen die Investitionen einschließlich Wärmetauscher zwischen 5 und 8 DM/l Speichervolumen bzw. 300 bis 700 DM/m^2 Kollektorfläche. Isolierte Stahltanks bis 100 m^3 kosten etwa 800 DM/m^3 und für Erdbeckenspeicher mit ca. 12000 m^3 wurden Gesamtkosten zwischen 150 und 160 DM/m^3 abgeschätzt.
- Sonstige Systemkomponenten sind die Rohrleitungen, die Meß- und Regeleinrichtungen, die Pumpe, das Frostschutzmittel sowie alle sicherheitstechnischen Einrichtungen. Die entsprechenden Kosten liegen bei 160 bis 320 DM/m^2 für dezentrale solarthermische Brauchwassersysteme und zwischen 130 und 260 DM/m^2 bei zentralen Brauchwassersystemen.
- Solarthermische Systeme zur Brauchwassererwärmung werden oft in Eigenleistung montiert. Wird die Anlage kommerziell montiert, liegen die Montagekosten bei rund 140 bis 600 DM/m^2 Kollektorfläche. Bei größeren Anlagen sind sie oft geringer und liegen zwischen 10 und 20 % der Kollektorkosten bzw. zwischen 60 bis 100 DM/m^2. Die gesamten Kosten für die Montage und Inbetriebnahme dürften sich bei etwa 100 bis 150 DM/m^2 bewegen.

Im Normalbetrieb fallen Wartungskosten nur für den Austausch des Wärmeträgermediums und für kleinere Reparaturen an. Für den Betrieb wird außerdem Hilfsenergie benötigt. Bei Strompreisen von 15 bis 25 Dpf/kWh und einen Stromverbrauch zwischen 0,02 bis 0,05 kWh je bereitgestellter Kilowattstunde solarthermischer Energie ergeben sich Betriebskosten von rund 5 bis 21 DM/a. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung der meisten Anlagenteile liegen bei rund 1 bis 2 % der Investitionen. Damit bewegen sich die gesamten jährlichen Kosten bei etwa 0,9 bis 1,8 % der Gesamtinvestitionen. Handelt es sich um eine zentrale solarthermische Brauchwasserunterstützung oder um ein größeres solares Nahwärmesystem, kann von jährlich anfallenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Sonstiges von etwa 1 % der Investitionen ausgegangen werden. Dazu addieren sich die Stromkosten für die Kollektorkreispumpe.

Damit können die Energiebereitstellungskosten bestimmt werden. Die technische Anlagenlebensdauer und damit bei der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise auch die Abschreibungsdauer liegt hier bei 20 Jahren. Demnach ergeben sich für die dezentrale solarthermische Warmwasserbereitung in privaten Haushalten Kosten für die solar bereitgestellte Wärme zwischen 34 und 47 Dpf/kWh (96 bis 132 DM/GJ). Die zentrale solarthermische Brauchwasserunterstützung ist durch Wärmekosten zwischen 18 und 20 Dpf/kWh (50 bis 58 DM/GJ) gekennzeichnet. Beim solaren Nahwärmesystem liegen diese Kosten zwischen etwa 22 und 31 Dpf/kWh (62 bis 85 DM/GJ).

Diesen Wärmegestehungskosten bei den dezentralen und zentralen Einzelanlagen sind die entsprechenden äquivalenten Brennstoffkosten gegenüberzustellen. Darunter werden die Kosten der solaren Nutzenergie am Speicherausgang, bewertet mit dem Nutzungsgrad des konventionellen Heizkessels, der in Verbindung mit der Solaranlage Wärme bereitstellt, verstanden. Für die Entscheidung eines Hausbesitzers für oder gegen die Installation einer solarthermischen Anlage sind diese äquivalenten Brennstoffkosten maßgebend, da damit und mit

der zu erwartenden jährlichen Brennstoffeinsparung direkt die jährliche Kosteneinsparung berechnet werden kann. Diese äquivalenten Brennstoffkosten belaufen sich für die dezentrale solarthermische Warmwasserbereitung in privaten Haushalten zwischen 28 und 38 Dpf/kWh (76 bis 106 DM/GJ). Die zentrale solarthermische Brauchwasserunterstützung ist durch Wärmekosten zwischen 18 und 21 Dpf/kWh (49 bis 57 DM/GJ) gekennzeichnet.

Entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 2 beliefen sich die Preise für Erdgas frei Haushalt in 1999 beispielsweise bei etwa 14,4 DM/GJ und die Preise für leichtes Heizöl frei Haushalt bei rund 14,5 DM/GJ. Der Vergleich dieser Preise mit den äquivalenten Brennstoffkosten der solarthermischen Wärmeerzeugung verdeutlicht, dass derzeit die dezentrale wie auch die zentrale solarthermische Brauchwasserunterstützung in Haushalten wie auch solare Nahwärmesysteme im Regelfall deutlich teurer sind als die konventionelle Raumwärme- bzw. Warmwasserbereitstellung.

Wärmepumpenanlagen sind sehr kapitalintensiv. Ihre Kosten umfassen nicht nur diejenigen für das Aggregat selbst, sondern zusätzlich solche für die Wärmequellenanlage sowie für den ggf. einzusetzenden Pufferspeicher. Alle Kostendaten weisen eine große Bandbreite auf. Tabelle 3-8 zeigt für Anlagen mit dem Erdreich als Wärmequelle spezifische Systemkosten (bezogen auf die Heizleistung der Wärmepumpen; einschließlich Montage- und Inbetriebnahmekosten aber ohne Mehrwertsteuer; Kostenangaben in Preisen von 2000) für Einfamilien- und für Mehrfamilienhäuser. Je nach Systemkonfiguration liegen die spezifischen Anlagenkosten bei den betrachteten Elektrowärmepumpenanlagen mit einer Heizleistung von 12 kW bis 38 kW zwischen rund 1450 DM und reichlich 1700 DM je kW Heizleistung.

Tabelle 3-8: Spezifische Investitionen für ausgewählte Elektrowärmepumpen

	Wärmequelle	Heizleistung in kW	Nutzung der Wärmepumpenanlage	Wärmepumpenaggregat	Wärmequellenanlage	Pufferspeicher	Summe
				DM je kW Heizleistung			
Sole/Wasser-EWP, Kompaktanlage mit Pufferspeicher, Innenaufstellung	Erdreich	12	Einfamilienhaus	873	394	200	1467
		38	Mehrfamilienhaus	1083	424	200	1707
Einschließlich Montage- und Inbetriebnahmekosten, ohne Mehrwertsteuer							

Unter Nutzung der zuvor skizzierten spezifischen Systemkosten sowie unter Berücksichtigung von Annahmen über die Nutzungsdauer, die Instandhaltungs- und Wartungskosten, die Jahresarbeits- bzw. Heizzahlen sowie der maßgeblichen (heutigen) Preise für die Einsatzenergien, der Kosten für die Hilfsenergien und der Beseitigungskosten der Wärmepumpensysteme können die Wärmebereitstellungskosten ermittelt werden. Die Ergebnisse sind für die ausgewählten Systeme in Tabelle 3-9 zusammengestellt. Danach können die spezifischen Wärmebereitstellungskosten bei den Elektrowärmepumpenanlagen auf reichlich 14 bis etwa 18 Dpf/kWh veranschlagt werden.

Tabelle 3-9: Wärmebereitstellungskosten ausgewählter Elektrowärmepumpen (Altbau)

	Wärmequelle	Heiz-leistung kW	Nutzung der Wärmepumpen-anlage	Bereitstel-lungskosten Dpf/kWh
Sole/Wasser-EWP, Kompaktanlage mit Pufferspeicher, Innenaufstellung	Erdreich	12 38	Einfamilienhaus Mehrfamilienhaus	14,3 18,0

Diesen Ergebnissen stehen heute bei neuen konventionellen Heizungsanlagen mittlere Wärmebereitstellungskosten von rund 12,3 bis 9,3 Dpf je kWh gegenüber (vgl. Abschnitt 2). Bei diesen Relationen sind Wärmepumpen aus heutiger Sicht nur unter sehr günstigen Randbedingungen konkurrenzfähig. Dies trifft beispielsweise dann zu, wenn die Wärmepumpe monovalent betrieben und in Einfamilienhäusern installiert wird. Das schränkt das wirtschaftliche Wärmepumpenpotenzial auf ein vergleichsweise kleines Marktsegment ein. Der Einsatz von bivalent betriebenen Anlagen, bei denen das ohnehin vorhandene konventionelle System ergänzt wird, ist wegen der damit verbundenen zusätzlichen Kapitalkosten unter ökonomischen Aspekten derzeit eine kaum sinnvolle Lösung.

Die für die Gewinnung hydrothermaler Energie anfallenden Gesamtkosten setzen sich aus den fixen Aufwendungen (u. a. jährlicher Kapitaldienst, Instandhaltungs-, Personal- und sonstige Fixkosten) und variablen Kosten zusammen (u. a. Einsatz von Hilfsenergie).

Die Investitionen geothermischer Heizwerke resultieren im Wesentlichen aus den Aufwendungen für die Bohrungen mit Installation (Untertageteil), für den obertägigen Thermalwasserkreislauf, für wärmetechnische Ausrüstungen (Wärmetauscher, ggfs. Wärmepumpe) sowie für die übrige technische Ausrüstung, für Grundstücke und für Bauwerke. Die Kosten für die Förder- und Reinjektionsbohrung liegen im Tiefenbereich von rund 1600 m bei etwa 8 Mio. DM und im Tiefenbereich von rund 2850 m bei etwa 13 Mio. DM. Die Kosten für die übrigen obertägigen Investitionen resultieren aus der Thermalwasserleitung mit rund 600 DM/m, den Systemkomponenten Filter, Slop, Behälter usw. mit ca. 50 DM/kW und dem Wärmetauscher mit ca. 25 DM/kW. Dazu kommen neben der Wärmepumpe mit 500 bis 1000 DM/kW Kühlleistung noch die Rohrleitungen, die Steuerung sowie die Stromversorgung mit rund 100 DM/kW. Außerdem sind Gebäude und Grundstücke mit ca. 750 TDM zu berücksichtigen. Sonstige Kosten und Baunebenkosten liegen bei etwa 15 % der Gesamtinvestitionen.

Der hohe Fixkostenanteil bewirkt bei steigender Auslastung deutlich sinkende Wärmekosten. Lediglich die Energiekosten für den zur Umwälzung des Thermalwassers und andere Antriebe benötigten Strom sind verbrauchsabhängig. Der jährlich anfallende Kapitaldienst wurde bei der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung für eine 50-jährige (Wärmequelle) bis 20-jährige (Wärmepumpe, Spitzenlastanlage) technische Nutzungsdauer ermittelt. Demnach ergeben sich bei Vollaststunden von rund 5000 h/a (d. h. hoher Grundlastanteil) Wärmegestehungskosten von 14,3 Dpf/kWh (inkl. Spitzenlastanlage). Bei geringeren Vollaststunden

kommt es zu entsprechend höheren Kosten. Gegenüber den konventionellen Vergleichssystemen sind zusätzlich noch die Wärmeverteilkosten (rund 3 Dpf/kWh) zu berücksichtigen, da eine geothermische Anlage in der Regel eine Zentralisierung der Wärmeversorgung darstellt. Das bedeutet nur in den günstigsten Fällen eine Erreichung der Wirtschaftlichkeitsgrenze.

Aufbauend auf den geschilderten Annahmen zu den Wärmegestehungskosten für die erneuerbaren Energien lassen sich nun die spezifischen CO_2-Minderungskosten im Vergleich mit den in Abschnitt 2 beschriebenen konventionellen Heizungssystemen bzw. dem bayerischen Wärmemix für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ermitteln. Die Nutzung von Biomasse in pellet- oder hackgutbefeuerten Kleinanlagen führt zu CO_2-Vermeidungskosten gegenüber dem Wärmemix von rund + 165 bis + 505 DM/t CO_2 bei Einfamilienhäusern und bei Mehrfamilienhäusern von ca. + 170 bis + 190 DM/t CO_2/a (vgl. Tabelle 3-10). Für die solarthermische Wärmeerzeugung liegen heute die spezifischen CO_2-Minderungskosten bei der Warmwasserbereitung gegenüber dem Wärmemix bei rund + 200 bis + 245 DM/t CO_2 bei Einfamilienhäusern und bei Mehrfamilienhäusern bei ca. + 210 bis + 410 DM/t CO_2/a. Bei den Wärmepumpensystemen bewegen sich die CO_2-Minderungskosten gegenüber dem bayerischen Wärmemix heute zwischen + 90 bis + 470 DM/t CO_2. Bei der geothermischen Wärmeerzeugung ergeben sich derzeit spezifische CO_2-Minderungskosten von + 420 bis + 565 DM/t CO_2.

Tabelle 3-10: Spezifische CO_2-Minderungskosten regenerativer Wärmeerzeugungsoptionen im Vergleich zu einem konventionellen Ölkessel in DM/t CO_2

		Heutige CO_2-Minderungskosten
Feste Biomasse		
Ein/Zweifamilienhaus	Altbau	+166
	Neubau	+506
Mehrfamilienhaus	Altbau	+171
	Neubau	+188
Solarthermische Warmwassererzeugung		
Ein/Zweifamilienhaus	Altbau	+197
	Neubau	+246
Mehrfamilienhaus	Altbau	+208
	Neubau	+405
Wärmepumpe		
Ein/Zweifamilienhaus	Altbau	+89
	Neubau	+147
Mehrfamilienhaus	Altbau	+385
	Neubau	+469
Geothermische Wärmeerzeugung		
Ein/Zweifamilienhaus		+423
Mehrfamilienhaus		+565

4 Alternative Maßnahmen im Gebäudebereich

Die Höhe der jährlichen CO_2-Emissionen in den Endverbrauchersektoren wird einerseits durch die vom Endverbraucher nachgefragte Höhe der Energiedienstleistungen und andererseits durch die in den Sektoren eingesetzten Energieanwendungstechnologien bestimmt. Daher kommt bei der Untersuchung von Emissionsminderungsmaßnahmen der Analyse von energieeffizienten Anwendungstechnologien in den Nachfragesektoren und den Maßnahmen zur Einsparung von Energie eine große Bedeutung zu.

Prinzipiell kann eine Senkung des Energiebedarfes und damit eine Emissionsminderung auf drei Ebenen erfolgen: der Ebene der Endenergie, z. B. durch eine effizientere Gerätetechnik, auf der Ebene der Nutzenergie, z. B. durch Wärmedämmaßnahmen an der Gebäudehülle, oder auf der Ebene der Energiedienstleistung, z. B. durch verändertes Verbraucherverhalten. Die technischen Optionen zur Minderung der Treibhausgasemissionen auf der Nachfrageseite lassen sich wiederum zwei Kategorien zuordnen: Technologie- und Brennstoffsubstitutionseffekte. Der *Brennstoffsubstitutionseffekt* stellt die Substitution von kohlenstoffreichen durch kohlenstoffarme bzw. kohlenstofffreie Energieträger dar. Rationelle Energieanwendung wie Nutzungsgradverbesserungen und die technischen Maßnahmen zur Einsparung von Energie werden demgegenüber dem *Technologieeffekt* zugeordnet.

Von der Vielzahl der möglichen technischen Maßnahmen auf der Nachfrageseite sollen im Folgenden exemplarisch einige Optionen mit ihren spezifischen CO_2-Minderungskosten diskutiert und den zuvor beschriebenen Maßnahmen einer verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energiequellen gegenübergestellt werden. Da gut 40 % des Endenergieverbrauches im Freistaat Bayern für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser aufgewendet wird, bilden die Heizungssysteme als Technologien zur Wärmeerzeugung und die Maßnahmen zur Verringerung des Wärmebedarfes den Schwerpunkt.

4.1 Heizungssysteme

Seit Beginn der siebziger Jahre sind im Bereich der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung erhebliche Fortschritte erzielt worden. Heizungsanlagen konnten in den letzten 20 Jahren Effizienzverbesserungen von über 25 % realisieren, für moderne Gas-Brennwerttechnologien ergeben sich sogar Effizienzsteigerungen von knapp 40 %. Die gegenüber den Altanlagen deutlich verbesserten Nutzungsgrade der Wärmeerzeuger bewirken, dass sich bereits durch den ohnehin im Erneuerungszyklus von etwa 20 Jahren anfallenden Austausch der Altanlagen durch Neuanlagen Emissionsminderungen von gut 25 % einstellen werden. Diese Verringerung der Emissionen kann erzielt werden, ohne dass gegenüber den ohnehin anfallenden Kosten des Austausches zusätzliche Investitionen getätigt werden müssen.

Darüber hinaus bestehen weitere technische Maßnahmen zur Emissionsminderung, die in der Regel mit investiven Mehrkosten verbunden sind. Brennstoffsubstitutionseffekte lassen sich

durch den Austausch von Festbrennstoffen hin zu Heizöl oder Erdgas bzw. von Heizöl hin zu Erdgas erzielen. Strom und Fernwärme sind als Endenergieträger zwar emissionsfrei, jedoch sind im Hinblick auf das mögliche Emissionsminderungspotenzial durch eine Brennstoffsubstitution die bei der Strom- und Fernwärmeerzeugung anfallenden Emissionen im Umwandlungssektor zu berücksichtigen. Optionen, die dem Technologieeffekt zuzuordnen sind, sind neben Maßnahmen in der Gebäudeleittechnik die Brennwerttechnik sowie der Einsatz solarer Wärmesysteme oder von Wärmepumpen (vgl. Abschnitt 3.2).

Mögliche CO_2-Minderungspotenziale und ihre zugehörigen Minderungskosten können in einem paarweisen Technologievergleich ermittelt werden. Tabelle 4-1 zeigt dies exemplarisch für einen Austausch einer zentralen Heizungsanlage in einem durchschnittlichen Einfamilienhaus (120 m^2 Wohnfläche bei 190 kWh/m^2a) bzw. durchschnittlichen Mehrfamilienhaus (480 m^2 Wohnfläche bei 152 kWh/m^2a) des Gebäudebestandes. Als Referenzsystem dient eine Öl-Niedertemperaturheizung (NT) mit einer Kesselleistung von 12 bzw. 38 kW bei 1900 Vollbenutzungsstunden. Die jährlichen Gesamtkosten ergeben sich aus den über der Lebensdauer annuisierten Investitionskosten, den jährlichen Fixkosten sowie den jährlichen Brennstoffkosten. Die Annahmen zu den jeweiligen Energiepreisen sind in Abschnitt 2 beschrieben.

Tabelle 4-1: Jährliche Gesamtkosten und CO_2-Emissionen verschiedener Heizungssysteme für ein durchschnittliches Einfamilien- bzw. Mehrfamilienhaus des Gebäudebestandes

Kesseltyp	Jahresnutzungs-grad in %	jährl. Gesamtkosten in DM_{00}/a	CO_2-Emissionen in t CO_2/a
Einfamilienhaus			
Öl-NT-Kessel	0,90	3269	6,74
Gas-Spezial-Kessel	0,90	3233	5,10
Gas-Brennwert-Kessel	0,98	3308	4,69
Mehrfamilienhaus			
Öl-NT-Kessel	0,88	8302	22,01
Gas-Spezial-Kessel	0,88	8488	16,65
Gas-Brennwert-Kessel	0,97	8444	15,17

Für ein einzelnes Einfamilienhaus bedeutet dies, dass bei einem Einsatz einer Gas-Niedertemperaturheizung (ohne Gebläsebrenner) gegenüber einer Öl-Niedertemperaturheizung etwa 1,64 t CO_2/a eingespart werden können. Da gleichzeitig auch die Jahreskosten der Gasheizung niedriger sind als der Ölheizung sind die CO_2-Minderungskosten dieser Option negativ und betragen – 22 DM/t CO_2. Um mit dieser Maßnahme jährlich 1 Mio. t CO_2 mindern zu können, müßten etwa 610000 derartige Einfamilienhäuser umgerüstet werden. Der Austausch einer Öl-

NT-Anlage gegen einen Gas-Brennwertkessel mindert dagegen pro Anlage 2,05 t CO_2/a, wobei die Minderungskosten etwa 19 DM/t CO_2 betragen. In diesem Falle wären etwa 490000 Einfamilienhäuser umzurüsten, um 1 Mio. t CO_2/a einsparen zu können. Eine entsprechende Betrachtung führt bei einem typischen Mehrfamilienhaus des Gebäudebestandes zu spezifischen CO_2-Minderungskosten von 35 DM/t CO_2 für den Austausch einer Ölheizung durch eine Gas-Niedertemperaturheizung (ohne Gebläsebrenner) und von 21 DM/t CO_2 für den Einsatz eines Gas-Brennwert-Kessels.

4.2 Gebäudehülle

Die Bereitstellung von Raumwärme hatte 1997 im Freistaat Bayern einen Anteil von knapp 36 % am Endenergieverbrauch. Damit ist die Raumwärme in Bayern der wichtigste Energieanwendungsbereich. Die Höhe des für die Raumwärmebedarfsdeckung benötigten Endenergieverbrauches wird primär durch den wärmetechnischen Zustand der Gebäudesubstanz und dem daraus resultierenden Nutzenergiebedarf sowie durch die Umwandlungseffizienz des installierten Heizungssystems (vgl. Abschnitt 4.1) bestimmt. Darüber hinaus haben weitere Größen, wie das Nutzerverhalten oder die jeweiligen Witterungsverhältnisse, Auswirkungen auf die Höhe des Energieverbrauches. Daher ist bei der Analyse möglicher Potenziale zur Energieeinsparung und Emissionsminderung zwischen den technischen und den nicht-technischen Einflußgrößen und den sich teilweise überlagernden Effekten zu trennen. Im Folgenden sollen ausschließlich die technischen Maßnahmen an der Gebäudesubstanz betrachtet werden.

Der Bedarf an Nutzenergie, der dem Gebäude kontinuierlich zugeführt werden muß, resultiert aus den Wärmeverlusten durch den Wärmedurchgang an der Gebäudehülle (Transmission) und den Wärmeverlusten durch den Luftaustausch. Da im Gebäudebereich die Wärmeverluste auf Grund der Transmission etwa 75 % des gesamten Nutzwärmebedarfes betragen, kommen den Maßnahmen zur Verringerung der Transmissionsverluste der Gebäudehülle eine große Bedeutung zu. Die Lüftungsverluste dagegen können z. B. durch den Einsatz von Anlagen zur kontrollierten Lüftung mit Wärmerückgewinnung oder aber durch ein verändertes Nutzerverhalten reduziert werden.

Ähnlich wie bei den Wärmeerzeugungsanlagen ist in den letzten Jahren eine erhebliche Verringerung der Transmissionsverluste durch einen verbesserten baulichen Wärmeschutz bei den Gebäudeneubauten erzielt worden (vgl. Abbildung 4-1). Die Transmissionswärmeverluste werden sowohl durch den Wärmedurchgangskoeffizienten der eingesetzten Bauteile als auch durch die Gebäudegeometrie bestimmt. Die Verwendung von Materialien mit höherer Dämmfähigkeit und der Einsatz zusätzlicher Dämmaterialien haben den spezifischen Heizwärmebedarf kontinuierlich gesenkt, so dass der Nutzwärmebedarf für ein neugebautes Einfamilienhaus nach dem Standard der Wärmeschutzverordnung ’95 um durchschnittlich 73 % geringer ist gegenüber einem 1950 errichteten Einfamilienhaus. Im gleichen Zeitraum hat sich der spezifische Heizwärmebedarf für die Mehrfamilienhäuser um etwa 67 % gesenkt. Diese Entwicklung wurde durch den technischen Fortschritt erzielt, der durch einen zunehmenden Kenntnisstand der Bauherren

und die Einführung eines technischen Regelwerkes mit verschiedenen, vorgeschriebenen Stufen der Verbesserung des Wärmedämmstandards umgesetzt wurde (vgl. Tabelle 4-2).

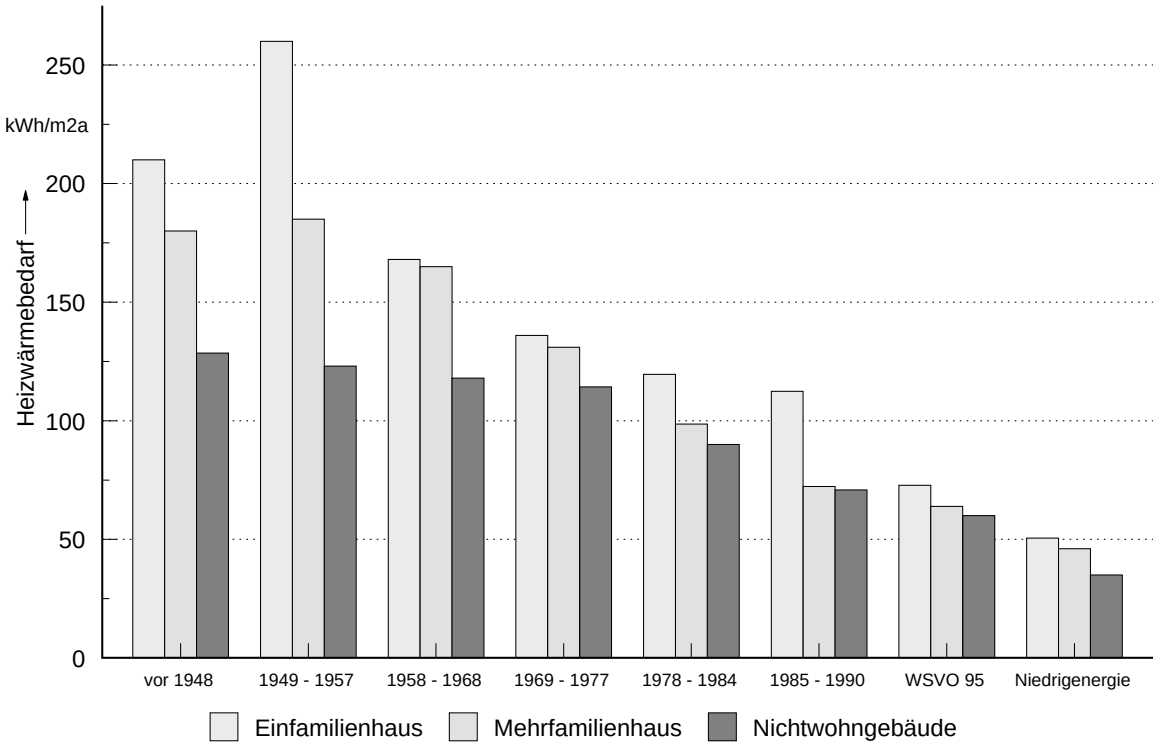

Abbildung 4-1: Entwicklung des spezifischen Heizwärmebedarfes des Gebäudebestandes

Tabelle 4-2: Zuordnung von Baualtersklassen und technischem Regelwerk für den Gebäudebestand

Baualtersklasse	Technisches Regelwerk
vor 1948	
1949 – 1957	Nachkriegsjahre mit Materialmangel
1958 – 1968	DIN 4108 (Wärmeschutz im Hochbau) wird wirksam
1969 – 1977	Ergänzung zur DIN 4108 ist gültig
1978 – 1983	I. Wärmeschutzverordnung (WSVO) ist wirksam
1984 – 1995	1. Novellierung der WSVO ist wirksam
1995 – 2000	2. Novellierung der Wärmeschutzverordnung (Wärmeschutzverordnung ‘95)
ab 2001	Energiesparverordnung

Während beim Neubau erhöhte Anforderungen an den Wärmeschutz schon bei der Gebäudegeometrie (z. B. bezüglich des Verhältnisses von Außenfläche zu Innenraum) oder der

Ausrichtung (z. B. nutzbare Wärmegewinne durch solare Einstrahlung) berücksichtigt werden können, sind die Möglichkeiten zur Verringerung des Wärmedurchganges bei dem Gebäudebestand sehr viel eingeschränkter. Dennoch lassen sich durch gezielte Maßnahmen zur Verbesserung der Wärmedämmeigenschaften der Gebäudehülle bis zu 2/3 des Heizwärmebedarfes im gesamten Bestand einsparen, wobei im Einzelfall das Potenzial auch höher sein kann. Bei neueren Gebäuden, die nach 1984 fertiggestellt worden sind und somit bereits einen recht guten wärmetechnischen Zustand aufweisen, liegt das Potenzial immerhin noch bei gut 50 %.

Maßnahmen zur Verringerung der Transmissionswärmeverluste können entsprechend den Hauptbauteilen der Gebäudehülle in 4 Kategorien unterteilt werden:

- Maßnahmen zur Verringerung des Wärmedurchganges an Fensterflächen,
- Maßnahmen zur Verringerung des Wärmedurchganges an Gebäudedächern,
- Maßnahmen zur Verringerung des Wärmedurchganges an Außenwänden sowie
- Maßnahmen zur Verringerung des Wärmedurchganges an Kellerwänden und -decken.

Innerhalb dieser Kategorien lassen sich Maßnahmen an den Bauteilen mit unterschiedlichen Wärmedämmeigenschaften durchführen, wie z. B. der Austausch von Fenstern mit Einfachverglasung durch Isolierverglasung, Wärmeschutzverglasung bzw. Superverglasung oder einer Fassadendämmung in der Stärke von 8 cm oder 12 cm Dämmschichtdicke. Während die Maßnahmen innerhalb einer Bauteilkategorie meist Alternativen sind und nicht additiv erfolgen können, sind Maßnahmen an unterschiedlichen Bauteilkategorien vielfältig kombinierbar. In Abhängigkeit des Gebäudetyps (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus oder Nichtwohngebäude) und des bestehenden wärmetechnischen Ausgangszustandes der Bausubstanz kann mit der gleichen Einzelmaßnahme oder Maßnahmenkombination ein unterschiedliches Potenzial der Energieeinsparung erschlossen werden.

In Tabelle 4-3 sind einige Einzelmaßnahmen für die Sanierung von Fensterflächen, Dach, Außenwände sowie Kellerdecken zusammengestellt. Die aufgeführten Maßnahmen in den Bauteilgruppen Dach, Außenwand und Kellerdecke bezeichnen Sanierungsarbeiten, die zu den bereits bestehenden Schichten der Gebäudehülle *zusätzliche* Dämmschichten auftragen. Bei den Maßnahmen an der Fensterfläche verbessert sich hingegen der Koeffizient des Wärmedurchganges (k-Wert) der Verglasung durch den Austausch des Fensterglases bzw. des kompletten Fensters mit Rahmen. Die Maßnahmen für jede Bauteilgruppe unterscheiden sich in zwei bis drei alternativen Stufen, die jeweils zu einem verbesserten Wärmeschutz führen.

Aus der Fülle der möglichen Maßnahmen zur Verringerung der Transmissionswärmeverluste können einige gängige ausgewählt werden und zu Maßnahmenpaketen zusammengefaßt werden. Eine detaillierte Beschreibung der Einzelmaßnahmen und Maßnahmenpaketen mit den zugehörigen Kosten findet sich in /Gruson, Kerschberger, 1992/ bzw. /Deutscher, 1999/.

Tabelle 4-3: Übersicht ausgewählter Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle

Maßnahmen an Fensterflächen	
Fensteraustausch mit Blendrahmenaufdopplung, Kunststoff	Isolierverglasung (k=2,6 W/m^{2}K)
	Wärmeschutzverglasung (k=1,4 W/m^{2}K)
	Superglazing (k=0,9 W/m^{2}K)
Fensterglasaustausch Isolierverglasung gegen Wärmeschutzverglasung (k=1,4 W/m^{2}K)	
Maßnahmen am Dach	
Dachbodenfläche mit Dämmplatte belegen, begehbar	60 mm Dämmschichtdicke
	120 mm Dämmschichtdicke
Steildach, Aufsparrendämmung, neue Betonsteindachdeckung	80 mm Dämmschichtdicke
	140 mm Dämmschichtdicke
Flachdach-Warmdach, Wärmedämmung verstärken mit neuer Feuchtigkeitsabdichtung	80 mm Dämmschichtdicke
	120 mm Dämmschichtdicke
Maßnahmen an Außenwänden	
Innendämmung Außenwand mit Dampfsperre und Gipskartonverkleidung	40 mm Dämmschichtdicke
	80 mm Dämmschichtdicke
Wärmedämmverbundsystem mit Polystyrol-Dämmplatten	80 mm Dämmschichtdicke
	120 mm Dämmschichtdicke
Wärmedämmverbundsystem mit Mineralfaser-Dämmplatten	80 mm Dämmschichtdicke
	120 mm Dämmschichtdicke
Maßnahmen an Kellerdecke	
Kellerdecke, Wärmedämmung auf Deckenunterseite ohne zusätzliche Bekleidung	40 mm Dämmschichtdicke
	80 mm Dämmschichtdicke

Die erzielbare Einsparung an Nutzenergie aus den Maßnahmenkombinationen kann den dafür aufzuwendenden Zusatzkosten für die Wärmedämmung gegenübergestellt werden. Hier ist zu berücksichtigen, dass hinsichtlich der anzurechnenden Investitionen zu unterscheiden ist, ob die Maßnahmen zur Energieeinsparung im Sanierungszyklus oder außerhalb des Sanierungszyklus stattfinden, d. h., es wird zwischen Gesamtinvestitionen und Zusatzinvestitionen unterschieden. Letztere beziehen sich auf den Anteil der Investitionen, die bei Durchführung der Maßnahme im Renovierungszyklus für erhöhten Wärmeschutz anfallen, d. h., es wird die Differenz zwischen Gesamtinvestitionen und „Sowiesoinvestitionen“ gebildet. Sowiesoinvestitionen sind z. B. bei einer Außenwandsanierung die Kosten für Gerüst, Malerarbeiten oder Putzerneuerung. Die Zusatzinvestitionen sind in diesem Fall die Kosten für zusätzliche Wärmedämmung innerhalb des Sanierungszyklus.

Je höher der Einspareffekt durch die Maßnahmenkombination an der Gebäudehülle sein soll, desto größer sind die dazu erforderlichen Mehrkosten, wobei die Zusatzkosten der Wärme-

dämmung im Verlauf stärker ansteigen als die erzielbare Einsparung. Um die zugehörigen CO_2-Minderungskosten für Maßnahmen im Gebäudebestand ermitteln zu können, ist eine Einteilung der Bausubstanz in Gebäudeklassen gemäß ihres wärmetechnischen Ausgangszustandes und dem Verhältnis der Hüllfläche zur Nutzfläche erforderlich. Für die Wohngebäude bietet sich eine Einteilung in *Baualtersklassen* an. Die Zuordnung der Zeitabschnitte der Baufertigstellung zu dem Wärmedämmstandard orientiert sich an dem zu dieser Zeit gültigem Regelwerk (siehe Tabelle 4-2). Innerhalb der Baualtersklassen für die Wohngebäude (vor 1948, 1949 bis 1957, 1958 bis 1968, 1969 bis 1977, 1978 bis 1983, 1984 bis 1990) werden nach /Gülec, 1994/ folgende Gebäudetypen unterschieden:

- freistehendes Einfamilienhaus,
- Reihen- und Doppelhaus,
- kleines Mehrfamilienhaus (bis 6 Wohneinheiten),
- großes Mehrfamilienhaus (7 bis 12 Wohneinheiten) und
- Hochhaus (mehr als 12 Wohneinheiten).

Im Folgenden wird hier eine exemplarische Betrachtung der beiden Gebäudetypen Freistehendes Ein- und Zweifamilienhaus sowie Großes Mehrfamilienhaus vorgenommen, wobei drei Altersklassen unterschieden werden (bis 1968; 1968 bis 1983; 1984 bis 1995). Für diese Typen des Wohngebäudebestandes können die Kosten von Einzelmaßnahmen oder Maßnahmenkombinationen und deren Potenziale der Energieeinsparung ermittelt werden, jeweils getrennt nach den unterschiedlichen Baualtersklassen. Tabelle 4-4 beleuchtet dies anhand des Beispiels eines vor 1968 erstellten Ein- und Zweifamilienhauses.

Tabelle 4-4: Spezifischer Heizwärmebedarf für ein vor 1968 erstelltes Ein- und Zweifamilienhaus sowie Investitionen für wärmetechnische Maßnahmen bei unterschiedlichen Sanierungsvarianten

		Istzustand	Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung (kF=1,4 W/ (m² K))	Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung (kF=1,4 W/(m² K)), Dachdämmung (normal)	Fensteraustausch mit Superverglasung (kF=1,0 W/ (m² K)), Dachdämmung (verstärkt), Außenwanddämmung (normal)	Fensteraustausch mit Superverglasung (kF=1,0 W/ (m² K)), Dachdämmung (verstärkt), Außenwanddämmung (verstärkt), Wärmedämmung auf Kellerdeckenunterseite 8 cm
spez. Jahresheizwärmebedarf	[kWh/m²]	187,64	168,36	142,67	84,23	61,61
Gesamtinvestitionen für wärmetechnische Maßnahmen	[DM/m²]	0,00	85,74	166,04	515,94	606,13
Zusatzinvestitionen für wärmetechnische Maßnahmen	[DM/m²]	0,00	8,56	31,68	164,10	227,83

Unter der Annahme eines Referenzsystems zur Wärmeerzeugung (vgl. Abschnitt 2) können dann die spezifischen CO_2-Minderungskosten für die Durchführung der Maßnahmen innerhalb des Sanierungszyklus abgeschätzt werden (vgl. Tabelle 4-5). Als Kosten der CO_2-Minderung gelten dabei diejenigen Zusatzkosten der Wärmedämmung, die gegenüber den im Rahmen

einer ohnehin anfallenden Renovierung der Gebäudesubstanz zusätzlich für die Maßnahmen der Wärmedämmung aufgebracht werden müssen. Innerhalb des Sanierungszyklus bewegen sich die spezifischen CO_2-Minderungskosten für Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand der Ein- und Zweifamilienhäuser heute zwischen – 365 und + 615 DM/t CO_2 und für Mehrfamilienhäuser zwischen – 295 und + 580 DM/t CO_2. Werden nicht nur die Zusatzinvestitionen berücksichtigt, sondern die Gesamtinvestitionen angesetzt, wie es für eine Sanierung außerhalb des Sanierungszyklus notwendig wäre, so erhöhen sich die spezifischen CO_2-Minderungskosten auf – 20 bis + 2220 DM/t CO_2 für Ein- und Zweifamilienhäuser und auf + 100 bis + 2090 DM/t CO_2 für Mehrfamilienhäuser. Wird bereits bei der Planung von Neubauten ein verbesserter Wärmedämmstandard berücksichtigt, so sind hier CO_2-Minderungskosten zwischen – 95 und + 385 DM je t CO_2 anzusetzen.

Tabelle 4-5: CO_2-Minderungskosten für den Gebäudebereich gegenüber einer Mixheizung in DM/t CO_2

Altbau				
Maßnahme	M1	M2	M3	M4
	innerhalb des Sanierungszyklus			
Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter bis 1968	-364,21	-155,21	3,09	21,05
Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	-351,32	-19,47	61,80	305,07
Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	-335,94		204,57	615,12
Mehrfamilienhäuser; Baualter bis 1968	-296,40	-21,68	-10,16	38,25
Mehrfamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	-288,13	-45,44	63,13	70,07
Mehrfamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	-263,04		125,74	577,71
	außerhalb des Sanierungszyklus			
Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter bis 1968	63,64	102,76	429,77	448,14
Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	-19,43	83,81	512,07	1285,72
Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995		418,85	602,12	2218,16
Mehrfamilienhäuser; Baualter bis 1968	102,35	116,31	340,15	385,67
Mehrfamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	126,63	161,00	384,00	588,56
Mehrfamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995		125,74	520,11	2091,22
Neubau				
Variante	N1	N2		
Ein- und Zweifamilienhäuser; Neubau ab 1996	-93,10	246,51		
Mehrfamilienhäuser; Neubau ab 1996	61,73	383,01		

M1: Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung (kF=1,4 W/(m² K))
M2: Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung (kF=1,4 W/(m² K)), Dachdämmung (normal)
M3: Fensteraustausch mit Superverglasung (kF=1,0 W/(m² K)), Dachdämmung (verstärkt), Außenwanddämmung (normal)
M4: Fensteraustausch mit Superverglasung (kF=1,0 W/(m² K)), Dachdämmung (verstärkt), Außenwanddämmung (verstärkt), Wärmedämmung auf Kellerdeckenunterseite 8 cm
N1: ca. 15 % verbessert gegenüber Wärmeschutzverordnung 95
N2: ca. 30 % verbessert gegenüber Wärmeschutzverordnung 95

5 Schlussbetrachtung

Das Ziel der Untersuchung war die vergleichende Gegenüberstellung von Maßnahmen zur CO_2-Minderung durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen mit Maßnahmen, die den Gebäudebereich betreffen. Hierzu wurde von heutigen Verhältnissen hinsichtlich der technischen und ökonomischen Charakterisierung der Anlagen bzw. Minderungsmaßnahmen ausgegangen sowie die bayerischen Gegebenheiten bezüglich der Referenzsysteme der CO_2-Einsparung berücksichtigt. Schließlich handelt es sich um eine volkswirtschaftliche Betrachtung, die von Steuern und Subventionen abstrahiert und die längerfristige Betrachtungen hinsichtlich des Kapitaleinsatzes vornimmt.

Unter diesen Randbedingungen ergibt sich das in Tabelle 5-1 dargestellte Ranking der insgesamt untersuchten 91 einzelnen CO_2-Minderungsmaßnahmen. Es zeigt sich dabei, dass 18 Maßnahmen negative CO_2-Minderungskosten aufweisen, d. h., neben der Minderung von CO_2-Emissionen kann durch die Durchführung dieser Maßnahmen auch der volkswirtschaftliche Mitteleinsatz reduziert werden. Weitere 7 Maßnahmen weisen CO_2-Minderungskosten unter 60 DM/t CO_2 auf, was typischerweise als möglicher Zertifikatspreis in einem internationalen CO_2-Emissionshandelssystem angesehen wird. Alle anderen Maßnahmen liegen mehr oder weniger weit darüber.

Die hinsichtlich der CO_2-Minderungskosten günstigste Maßnahme mit Bezug zu den erneuerbaren Energiequellen reiht sich an 9. Stelle der Liste ein. Es handelt es sich dabei um die Modernisierung einer bereits bestehenden Wasserkraftanlage mit –175 DM/t CO_2. Danach folgt dann an 32. Stelle mit schon 89 DM/t CO_2 der Einsatz einer Wärmepumpenanlage in einem bestehenden Einfamilienhaus. In einer ähnlichen Größenordnung liegen auch die CO_2-Minderungskosten der Reaktivierung einer Wasserkraftanlage mit 94 DM/t CO_2. Bei der Biomasse ist dabei tendenziell festzustellen, dass ein Einsatz für Wärmeanwendungen in größeren Leistungseinheiten hinsichtlich der CO_2-Minderung kosteneffizienter erscheint als eine Orientierung an der Stromerzeugung.

Das Ende der Liste der für bayerische Verhältnisse untersuchten Minderungsmaßnahmen wird mit CO_2-Vermeidungskosten von etwa 1000 DM/t CO_2 und mehr durch den Neubau von Kleinwasserkraftwerken, durch Windkraftanlagen an Standorten mit mittleren Windgeschwindigkeiten unter 4 m/s, durch die Durchführung von extremen Sanierungsmaßnahmen außerhalb des Sanierungszyklus an neueren Gebäuden des Gebäudebestandes sowie durch Photovoltaikanlagen auf Frei- oder auf Dachflächen dargestellt. Hier betragen die CO_2-Minderungskosten dann bereits 6000 DM/t CO_2 und mehr.

Insgesamt wird damit durch die Vergleichsmöglichkeit der in Tabelle 5-1 dargestellten Ergebnisse eine fundierte Basis für den Vergleich von heute möglichen CO_2-Minderungsmaßnahmen durch eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Vergleich zu Maßnahmen im Gebäudebereich unter den in Bayern vorzufindenden Verhältnissen geliefert. Zu be-

rücksichtigen sind darüber hinaus die jeweiligen CO_2-Minderungspotenziale der einzelnen Maßnahmen sowie die mögliche zeitliche Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten.

Tabelle 5-1: CO_2-Minderungskosten für ausgewählte Minderungsmaßnahmen in Bayern im Vergleich in DM/t CO_2 (heutiger Stand)

Heutige CO_2-Minderungskosten	CO_2-Minderungsmaßnahme	
-399	Umstellung von Öl-NT- auf Gas-NT-Heizung im EFH-Neubau	(1)
-364	Sanierungsmaßnahme M1 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter bis 1968	(2)
-351	Sanierungsmaßnahme M1 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(3)
-336	Sanierungsmaßnahme M1 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(4)
-296	Sanierungsmaßnahme M1 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter bis 1968	(5)
-288	Sanierungsmaßnahme M1 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(6)
-271	Umstellung von Öl-NT- auf Gas-Brennwert-Heizung im EFH-Neubau	(7)
-263	Sanierungsmaßnahme M1 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(8)
-175	Modernisierung einer Wasserkraftanlage	(9)
-155	Sanierungsmaßnahme M2 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter bis 1968	(10)
-93	Neubauvariante N1 bei Ein- und Zweifamilienhäuser ab 1995	(11)
-55	Umstellung von Öl-NT- auf Gas-NT-Heizung im MFH-Neubau	(12)
-45	Sanierungsmaßnahme M2 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(13)
-22	Umstellung von Öl-NT- auf Gas-NT-Heizung im EFH-Altbau	(14)
-22	Sanierungsmaßnahme M2 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter bis 1968	(15)
-19	Sanierungsmaßnahme M2 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(16)
-19	Sanierungsmaßnahme M1 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(17)
-10	Sanierungsmaßnahme M3 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter bis 1968	(18)
3	Sanierungsmaßnahme M3 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter bis 1968	(19)
10	Umstellung von Öl-NT- auf Gas-Brennwert-Heizung im MFH-Neubau	(20)
19	Umstellung von Öl-NT- auf Gas-Brennwert-Heizung im EFH-Altbau	(21)
21	Umstellung von Öl-NT- auf Gas-Brennwert-Heizung im MFH-Altbau	(22)
21	Sanierungsmaßnahme M4 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter bis 1968	(23)
35	Umstellung von Öl-NT- auf Gas-NT-Heizung im MFH-Altbau	(24)
38	Sanierungsmaßnahme M4 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter bis 1968	(25)
62	Neubauvariante N1 bei Mehrfamilienhäuser ab 1995	(26)
62	Sanierungsmaßnahme M3 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(27)
63	Sanierungsmaßnahme M3 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(28)

64	Sanierungsmaßnahme M1 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter bis 1968	(29)
70	Sanierungsmaßnahme M4 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(30)
84	Sanierungsmaßnahme M2 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(31)
89	Wärmepumpe im EFH-Altbau	(32)
94	Reaktivierung einer Wasserkraftanlage	(33)
102	Sanierungsmaßnahme M1 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter bis 1968	(34)
102	Sanierungsmaßnahme M2 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter bis 1968	(35)
116	Sanierungsmaßnahme M2 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter bis 1968	(36)
118	Holz-Heizkraftwerk	(37)
126	Sanierungsmaßnahme M3 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(38)
126	Sanierungsmaßnahme M2 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(39)
127	Sanierungsmaßnahme M1 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(40)
143	Holzvergasungs-Heizkraftwerk	(41)
147	Wärmepumpe im EFH-Neubau	(42)
161	Sanierungsmaßnahme M2 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(43)
166	Biomasseheizung (Pellets) im EFH-Altbau	(44)
171	Biomasseheizung (Hackgut) im MFH-Altbau	(45)
188	Biomasseheizung (Hackgut) im MFH-Neubau	(46)
197	Solarthermische Warmwassererzeugung im EFH-Altbau	(47)
205	Sanierungsmaßnahme M3 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(48)
208	Solarthermische Warmwassererzeugung im MFH-Altbau	(49)
225	Vergärungs-BHKW	(50)
228	Große Windkraftanlage (5,5 m/s)	(51)
246	Solarthermische Warmwassererzeugung im EFH-Neubau	(52)
247	Neubauvariante N2 bei Ein- und Zweifamilienhäuser ab 1995	(53)
305	Sanierungsmaßnahme M4 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(54)
313	Mittlere Windkraftanlage (5,5 m/s)	(55)
340	Sanierungsmaßnahme M3 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter bis 1968	(56)
383	Neubauvariante N2 bei Mehrfamilienhäuser ab 1995	(57)
384	Sanierungsmaßnahme M3 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(58)
385	Wärmepumpe im MFH-Altbau	(59)
386	Sanierungsmaßnahme M4 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter bis 1968	(60)
389	Wasserkraftanlage (neu) > 1 MW	(61)
405	Solarthermische Warmwassererzeugung im MFH-Neubau	(62)
419	Sanierungsmaßnahme M2 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(63)
422	Kleine Windkraftanlage (5,5 m/s)	(64)
423	Geothermische Wärmeerzeugung für Ein-/Zweifamilienhaus	(65)

430	Sanierungsmaßnahme M3 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter bis 1968	(66)
448	Sanierungsmaßnahme M4 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter bis 1968	(67)
469	Wärmepumpe im MFH-Neubau	(68)
496	Rapsöl-BHKW	(69)
506	Biomasseheizung (Pellets) im EFH-Neubau	(70)
512	Sanierungsmaßnahme M3 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(71)
517	Große Windkraftanlage (4,5 m/s)	(72)
520	Sanierungsmaßnahme M3 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(73)
565	Geothermische Wärmeerzeugung für Mehrfamilienhaus	(74)
578	Sanierungsmaßnahme M4 innerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(75)
588	Mittlere Wasserkraftanlage (neu) < 1MW und > 100 kW	(76)
589	Sanierungsmaßnahme M4 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(77)
602	Sanierungsmaßnahme M3 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(78)
615	Sanierungsmaßnahme M4 innerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(79)
670	Mittlere Windkraftanlage (4,5 m/s)	(80)
891	Kleine Windkraftanlage (4,5 m/s)	(81)
942	Kleinwasserkraftanlage (neu) < 100 kW	(82)
1286	Sanierungsmaßnahme M4 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1969 bis 1983	(83)
1501	Große Windkraftanlage (3,5 m/s)	(84)
1657	Mittlere Windkraftanlage (3,5 m/s)	(85)
2011	Kleine Windkraftanlage (3,5 m/s)	(86)
2091	Sanierungsmaßnahme M4 außerhalb des Sanierungszyklus bei Mehrfamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(87)
2218	Sanierungsmaßnahme M4 außerhalb des Sanierungszyklus bei Ein- und Zweifamilienhäuser; Baualter 1984 bis 1995	(88)
6125	Photovoltaikanlage auf Freifläche	(89)
8876	Photovoltaikanlage auf Dachfläche (300 m²)	(90)
9848	Photovoltaikanlage auf Dachfläche (60 m²)	(91)

M1: Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung (kF=1,4 W/(m² K))
M2: Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung (kF=1,4 W/(m² K)), Dachdämmung (normal)
M3: Fensteraustausch mit Superverglasung (kF=1,0 W/(m² K)), Dachdämmung (verstärkt), Außenwanddämmung (normal)
M4: Fensteraustausch mit Superverglasung (kF=1,0 W/(m² K)), Dachdämmung (verstärkt), Außenwanddämmung (verstärkt), Wärmedämmung auf Kellerdeckenunterseite 8 cm
N1: ca. 15 % verbessert gegenüber Wärmeschutzverordnung 95
N2: ca. 30 % verbessert gegenüber Wärmeschutzverordnung 95

Literatur

/BMWi, 2000/
Energie Daten 2000 – Nationale und internationale Entwicklung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin, Juli 2000

/Deutscher, 1999/
Deutscher, P., Elsberger, M., Rouvel, L.: Daten zum Heiz- und Warmwasserwärmebedarf im Freistaat Bayern, Materialien zur Energieverbrauchsprognose für Bayern, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, München, 1999

/Fahl, 2000/
Fahl, U., Baur J., Ellersdorfer I., Herrmann D., Hoeck C., Remme U., Specht H., Steidle T., Stuible A., Voß A.: Energieverbrauchsprognose für Bayern, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Forschungsbericht Band 70, Mai 2000

/Fichtner, 1996/
Fichtner, W., Ardone, A., Tsai, W., Wietschel, M., Rentz, O.: Die Wirtschaftlichkeit von CO_2-Minderungsoptionen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 46, 1996, 8, S. 504-509

/Gruson, Kerschberger, 1992/
Gruson, C., Kerschberger, A.: Kostenermittlung für wärmetechnische Maßnahmen an der Gebäudehülle, IKARUS Bericht 5-10, München, 1992

/Gülec, 1994/
Gülec, T., Kolmetz, S., Rouvel, L.: Energieeinsparungspotential im Gebäudebestand durch Maßnahmen an der Gebäudehülle, IKARUS Bericht 5-22, München, 1994

/Neubarth, Kaltschmitt, 2000/
Neubarth, J., Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Österreich. Systemtechnik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer, Wien, New York, 2000