

## Stromgestehungskosten von Großkraftwerken

Entwicklungen im Spannungsfeld  
von Liberalisierung und Ökosteuern

Freiburg, 1998

Lambert Schneider, Öko-Institut e.V.

**Öko-Institut e.V.**  
Geschäftsstelle Freiburg  
Postfach 6226  
D-79038 Freiburg  
Tel.: 0761-4 52 95-0

Lambert Schneider

# Stromgestehungskosten von Großkraftwerken

## Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern

Freiburg 1998

Werkstattreihe Nr. 112

ISBN 3-928433-99-7

Alle Rechte vorbehalten / Copyright by



Geschäftsstelle Freiburg

Binzengrün 34a  
D-79114 Freiburg  
Tel. 0761-45 295-0  
Fax 0761-47 54 37

Büro Darmstadt

Elisabethenstr. 55-57  
D-64283 Darmstadt  
Tel. 06151-81 91-0  
Fax 06151-81 91 33

Büro Berlin

Novalisstr. 10  
D-10115 Berlin  
Tel. 030-28 04 868-0  
Fax 030-28 04 868-8

[www.oeko.de](http://www.oeko.de)

## Vorwort

Die Bereitstellung elektrischen Stroms bildete sowohl eine der wesentlichen Voraussetzung für die Industrialisierungsprozesse ab Anfang des 20. Jahrhunderts als auch eine Basis für die Hebung des Lebensstandards für breite Schichten der Bevölkerung. Zeit ihres Bestehens stand so die Elektrizitätswirtschaft im Zentrum des öffentlichen Interesses. Der Fokus dieses Interesses änderte sich jedoch. Nachdem in der Anfangsphase besonders der Zugang zur Stromversorgung bzw. deren Sicherheit im Vordergrund standen, rückte im folgenden insbesondere die Preiswürdigkeit der Stromversorgung in den Mittelpunkt des öffentlichen Interesses und der politischen Regulierung. Ab Mitte der 70er Jahre entwickelten sich die ökologischen Aspekte der Stromversorgung zu einem Schwerpunkt der Elektrizitätswirtschaftlichen Diskussionen. Ausgehend von der sich oft auf die Umweltfolgen der Strombereitstellung konzentrierenden Debatte bekamen Kosten-Nutzen-Betrachtungen eine neue Relevanz.

Diese Auseinandersetzungen um die ökonomischen Aspekte der Stromversorgung in einem Umfeld zunehmend dichter werdender umweltpolitischer Regulierung haben bis heute nicht an Bedeutung verloren, sind aber oft durch starke Vereinfachungen und undifferenzierte Betrachtungen geprägt.

Eine differenzierte Analyse wird jedoch heute eine ganze Reihe einschneidender Veränderungen erschwert:

- Die technischen Entwicklungen der letzten Jahre haben dazu geführt, daß heute Technologien kommerziell verfügbar sind, die viele Erwartungen der Vergangenheit hinsichtlich Effizienz, Umweltfreundlichkeit etc. weit übertreffen.
- Vor allem durch harten Wettbewerb der Anlagenhersteller wurden die Anlagenkosten in kurzen Abständen teilweise erheblich reduziert.
- Die Angebotssituation insbesondere für Erdgas und importierte Steinkohle ist durch ausgeprägte Käufermärkte gekennzeichnet, was zu einer erheblichen Verbilligung des Energieträgerangebots speziell für die Stromwirtschaft führte.
- Die fortschreitende stromwirtschaftliche Liberalisierung verändert das betriebswirtschaftliche Planungs- und Entscheidungskalkül der Betreiber von Kraftwerksanlagen in erheblichem Maße.
- Vor dem Hintergrund bindender internationaler Reduktionsverpflichtungen insbesondere für Treibhausgase sind weitere umweltpolitischer Interventionen (Ökosteuern, Zertifikatsmodelle etc.) auch und gerade in der Stromwirtschaft zu erwarten.

Angesichts der sich rapide verändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist eine qualifizierte Diskussion nur noch über eine Vielzahl von Variantenrechnungen möglich, mit denen die Bandbreite der möglichen Parameterentwicklungen abgebildet werden kann.

Die von Lambert Schneider im Rahmen eines Praktikums am Öko-Institut angestellten und als Studienarbeit an der TU Berlin vorgelegten Untersuchungen bearbeiten diese Fragestellung in so interessanter Weise, daß sich das Öko-Institut entschlossen hat, die Arbeit einem breiteren Leserkreis zugänglich zu machen.

Prof. Dr. Georg Meran  
Dr. Reimund Schwarze  
Technische Universität Berlin

Dipl.-Volkswirt Martin Cames  
Dipl.-Ingenieur Felix Chr. Matthes  
Öko-Institut, Institut für angewandte Ökologie

# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung und Ergebnis .....</b>	<b>v</b>
<b>Summary and Results.....</b>	<b>viii</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2 Entwicklungstendenzen in der Kraftwerkstechnik.....</b>	<b>4</b>
2.1 Überblick .....	4
2.1.1 Dampfkraftprozeß .....	4
2.1.2 Gasturbinen und GuD-Anlagen .....	5
2.2 Erdgaskraftwerke.....	5
2.3 Steinkohlekraftwerke .....	6
2.3.1 Weiterentwicklung des konventionellen Dampfkraftprozesses.....	6
2.3.2 GuD-Prozeß mit integrierter Kohlevergasung .....	7
2.4 Braunkohlekraftwerke.....	7
2.4.1 Weiterentwicklung konventioneller Technik.....	7
2.4.2 GuD-Prozeß mit integrierter Braunkohlevergasung.....	8
2.5 Atomkraftwerke .....	8
<b>3 Kostenentwicklung in der Stromerzeugung .....</b>	<b>10</b>
3.1 Einfluß des Wirkungsgrades auf die Stromgestehungskosten.....	10
3.2 Investitionskosten .....	14
3.2.1 Bauherrneigenleistungen.....	15
3.2.2 Blockgröße.....	15
3.2.3 Zinszahlungen während der Planungs- und Bauzeit.....	16
3.2.4 Steinkohlekraftwerke .....	17
3.2.5 Braunkohlekraftwerke .....	19
3.2.6 Erdgaskraftwerke .....	20
3.2.7 Atomkraftwerke.....	22
3.3 Betriebskosten.....	23
3.3.1 Fixe Betriebskosten.....	24
3.3.2 Variable Betriebskosten .....	28
3.4 Abriß- und Rückbaukosten .....	30
3.4.1 Abrißkosten fossiler Kraftwerke.....	30
3.4.2 Rückbaukosten von Atomkraftwerken .....	30
<b>4 Brennstoffpreisentwicklung.....</b>	<b>33</b>
4.1 Grundlage der Prognosen .....	33
4.2 Erdgas und Steinkohle .....	34
4.2.1 Transportkosten .....	35
4.2.2 Steinkohle .....	35
4.2.3 Erdgas .....	36
4.3 Braunkohle .....	38
4.4 Kernbrennstoffe .....	39
4.4.1 Brennstoffbeschaffung.....	39
4.4.2 Kosten für die Brennstoffentsorgung .....	40
4.4.3 Gesamtkosten.....	40

<b>5</b>	<b>Ökosteuerszenarien.....</b>	<b>43</b>
5.1	Umweltpolitische Zielsetzung .....	43
5.2	Definition der Szenarien .....	44
5.2.1	<i>Niedrige Steuersätze</i> .....	46
5.2.2	<i>Hohe Steuersätze</i> .....	46
5.3	Bestimmung der Emissionsmengen.....	47
<b>6</b>	<b>Modell zur Berechnung der Stromgestehungskosten.....</b>	<b>49</b>
6.1	Grundzüge der Berechnungsmethode .....	49
6.2	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen .....	50
6.3	Abschreibung.....	51
6.4	Planungshorizont.....	53
6.5	Jährliche Analyse der Kosten .....	54
6.5.1	<i>Kapitalgebundene Kosten</i> .....	55
6.5.2	<i>Brennstoffkosten</i> .....	56
6.5.3	<i>Betriebskosten</i> .....	56
6.5.4	<i>Aufwendungen für Ökosteuern</i> .....	57
6.6	Berechnung der Stromgestehungskosten .....	58
<b>7</b>	<b>Darstellung der Ergebnisse.....</b>	<b>62</b>
7.1	Referenzfall .....	63
7.1.1	<i>"Konventionelle" Kraftwerkstypen</i> .....	64
7.1.2	<i>"Fortschrittliche" Technologien</i> .....	65
7.2	Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreise.....	66
7.3	Sensitivitätsanalyse Zinssätze und Abschreibungszeiten .....	69
7.4	Auswirkungen von Ökosteuern .....	72
7.4.1	<i>Niedrige Ökosteuern</i> .....	72
7.4.2	<i>Hohe Ökosteuern</i> .....	74
7.4.3	<i>Dynamische Anreizwirkung zum Einsatz effizienterer Technologien</i> .....	77
7.4.4	<i>Ökosteuern im Wettbewerb</i> .....	79
7.5	Bedeutung der Rückbaukosten bei Atomkraftwerken .....	83
<b>8</b>	<b>Fazit.....</b>	<b>85</b>
<b>9</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>87</b>
<b>10</b>	<b>Abkürzungen.....</b>	<b>91</b>
	<b>Anhang 1: Kommentare zu den Literaturquellen .....</b>	<b>93</b>
	<b>Anhang 2: Eingabeparameter im Referenzfall.....</b>	<b>96</b>
	<b>Anhang 3: Jährliche Kostenanalysen.....</b>	<b>98</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Verteilung der Zahlungen über die Bauzeit .....	17
Tabelle 2:	Investitionskosten für Steinkohlekraftwerke .....	18
Tabelle 3:	Investitionskosten für Braunkohlekraftwerke .....	19
Tabelle 4:	Investitionskosten für Erdgaskraftwerke .....	21
Tabelle 5:	Investitionskosten für Atomkraftwerke .....	23
Tabelle 6:	Fixe Betriebskosten.....	25
Tabelle 7:	Variable Betriebskosten .....	29
Tabelle 8:	Rückbaukosten für Atomkraftwerke .....	31
Tabelle 9:	Spezifische Rückbaukosten für Atomkraftwerke .....	32
Tabelle 10:	Ökosteuerszenarien .....	46
Tabelle 11:	Zinssätze .....	51
Tabelle 12:	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen .....	62
Tabelle 13:	Eingabeparameter für die Kraftwerksszenarien .....	63
Tabelle 14:	Sensitivität der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von den Brennstoffpreisen.....	67
Tabelle 15:	Sensitivität der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von Abschreibungszeiten und Zinssätzen in der Grundlast .....	70
Tabelle 16:	Stromgestehungskosten in der Grundlast bei Einführung von Ökosteuern .....	73
Tabelle 17:	Stromgestehungskosten bei niedrigen Energie- und CO <sub>2</sub> -Steuern unter verschiedenen Rahmenbedingungen .....	83
Tabelle 18:	Nivellierte Rückbaukosten für Atomkraftwerke .....	84

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ökonomische Optimierung bei der Kraftwerksauslegung.....	13
Abbildung 2: Wirkung von Ökosteuern auf die Lage des ökonomischen Optimums.....	13
Abbildung 3: Preisentwicklung von Steinkohle.....	36
Abbildung 4: Preisentwicklung von Erdgas.....	37
Abbildung 5: Förderkosten für Braunkohle.....	38
Abbildung 6: Entwicklung der Kosten für Kernbrennstoffe .....	41
Abbildung 7: Vorschläge für Energie- und CO <sub>2</sub> -Steuern.....	45
Abbildung 8: Methode zur Bestimmung der Stromgestehungskosten .....	50
Abbildung 9: Stromgestehungskosten "konventioneller" Kraftwerkstypen im Referenzfall.....	64
Abbildung 10: Stromgestehungskosten in der Spitzenlast .....	65
Abbildung 11: Stromgestehungskosten "fortschrittlicher" Technologien.....	66
Abbildung 12: Auswirkung verschiedener Gaspreise auf die Wettbewerbsfähigkeit von GuD-Kraftwerken.....	68
Abbildung 13: Auswirkung niedriger Brennstoffpreise für Kohle und Kernenergie.....	69
Abbildung 14: Einfluß der Abschreibungszeit auf die Stromgestehungskosten bei Braunkohle- und GuD-Kraftwerken .....	71
Abbildung 15: Einfluß der Zinssätze auf die Stromgestehungskosten von Atom- und GuD-Kraftwerken.....	72
Abbildung 16: Stromgestehungskosten bei niedrigen CO <sub>2</sub> -Steuern.....	74
Abbildung 17: Stromgestehungskosten bei hohen CO <sub>2</sub> -Steuern.....	75
Abbildung 18: Stromgestehungskosten bei hohen Energie- und CO <sub>2</sub> -Steuern .....	76
Abbildung 19: Stromgestehungskosten bei hohen Energiesteuern .....	77
Abbildung 20: Dynamische Anreizwirkung von Ökosteuern bei Steinkohlekraftwerken .....	78
Abbildung 21: Wirkung von Ökosteuern in der Spitzenlast .....	79
Abbildung 22: Stromgestehungskosten bei halbierten Abschreibungszeiten, niedrigen CO <sub>2</sub> - und Energiesteuern und verschiedenen Gaspreisen .....	80
Abbildung 23: Stromgestehungskosten bei halbierten Abschreibungszeiten, niedrigen CO <sub>2</sub> - und Energiesteuern, niedrigem Zinssatz und verschiedenen Gaspreisen .....	81
Abbildung 24: Stromgestehungskosten bei halbierten Abschreibungszeiten, niedrigen Energie- und CO <sub>2</sub> -Steuern, einem niedrigen Zinssatz, niedrigen Preisen für Kohle und Kernbrennstoffe und verschiedenen Gaspreisen.....	82

## Zusammenfassung und Ergebnis

Nach der Verabschiedung des neuen Energiewirtschaftsgesetzes im April dieses Jahres steht der Energiesektor vor erheblichen Veränderungen. Im neu eingeführten Wettbewerb werden die Energieversorgungsunternehmen bestrebt sein, Kunden durch günstige Angebote zu gewinnen und ihre Kosten zu senken. Dabei wird der kostengünstige Ersatz und Zubau von Kraftwerken in den kommenden Jahren eine wichtige Rolle spielen.

Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Arbeit die Stromgestehungskosten neu zu errichtender Großkraftwerke berechnet. Ziel ist es, mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen die Auswirkungen unterschiedlicher wirtschaftlicher Rahmenbedingungen auf die Höhe der Stromgestehungskosten zu verdeutlichen. Ein besonderer Schwerpunkt wird dabei auf die Einführung von umweltökonomischen Instrumenten wie Ökosteuern und Zertifikaten gesetzt.

Die Stromgestehungskosten werden mit Hilfe eines Modells bestimmt, das der unterschiedlichen wirtschaftlichen Nutzungsdauer verschiedener Kraftwerkstypen Rechnung trägt und somit eine Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten gewährleistet. Mit Hilfe dieses Modells werden auf der Preisbasis von 1991 finanzmathematische Durchschnittskosten über einen Betrachtungszeitraum von 10 bzw. 20 Jahren bestimmt. Als Eingabeparameter müssen Investitions- und Betriebskosten, Brennstoffpreise, Abschreibungszeiten, Zinssätze und die Höhe der Ökosteuern festgelegt werden.

Die Investitions- und Betriebskosten zukünftiger Kraftwerke sowie die Entwicklung der Brennstoffpreise werden mit Hilfe einer umfangreichen Literaturlauswertung abgeschätzt. Dabei wird die Entwicklung des Stands der Technik konventioneller und neuer Kraftwerkstypen bis zum Jahr 2005 berücksichtigt. Für die Brennstoffpreisentwicklung werden für jeden Energieträger drei Szenarien festgelegt: Neben einem Referenzszenario wird die Wirkung deutlich höherer und niedrigerer Energiepreise untersucht.

In Folge der Liberalisierung sind die Investoren mit einer erhöhten Unsicherheit bezüglich ihrer zukünftigen Absatzchancen und der technologischen Entwicklung konfrontiert. Diese Unsicherheit drückt sich darin aus, daß kürzere Abschreibungszeiten oder höhere Zinssätze gefordert werden. Während sich die kalkulatorische Abschreibungszeit im Referenzfall an der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Kraftwerke orientiert, werden die Auswirkungen der Liberalisierung durch um die Hälfte verkürzter Abschreibungszeiten und eine einheitliche Abschreibung aller Kraftwerke in 10 Jahren berücksichtigt.

Die öffentliche Diskussion um Ökosteuern hat sich in den letzten Jahren auf Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern fokussiert. In dieser Arbeit wird die Wirkung von sechs unterschiedlichen Ökosteuer-szenarien untersucht, die sich sowohl in der Höhe der Steuersätze als auch in der Kombination von Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuer unterscheiden. Sowohl für niedrige und als auch für hohe Steuersätze wird jeweils eine reine Energiesteuer, ein Mix aus Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern zu je 50 % sowie eine reine CO<sub>2</sub>-Steuer betrachtet. Mit CO<sub>2</sub>-Steuern kann prinzipiell auch die Wirkung eines CO<sub>2</sub>-Zertifikathandels abgebildet werden, da die Energieversorgungsunternehmen je nach Nachfrage und Angebot auf dem Markt zu einem bestimmten Preis CO<sub>2</sub>-Zertifikate erwerben müssen.

In der Zusammenschau können aus den Modellrechnungen eine Reihe von generellen Trends abgeleitet werden. Hinsichtlich der Kraftwerkstypen ergeben sich die wichtigsten Zusammenhänge wie folgt:

- Erdgasgefeuerte *GuD-Kraftwerke* sind sowohl in der Grundlast als auch in der Mittellast gegenüber anderen Kraftwerkstypen deutlich günstiger. Im Referenzfall betragen die Stromgestehungskosten einer GuD-Anlage ohne Ökosteuern und ohne Berücksichtigung der "Wettbewerbseffekte" in der Grundlast 6,2 Pf/kWh. Demgegenüber liegen die Stromgestehungskosten von Steinkohlekraftwerken bei 7,1 Pf/kWh, die von Braunkohlekraftwerken bei 7,8 Pf/kWh.
- Die Stromgestehungskosten von *Steinkohlekraftwerken* liegen in der Grundlast allenfalls bei sehr niedrigen Brennstoffpreisen mit 6,3 Pf/kWh in der Größenordnung von GuD-Kraftwerken. Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung und anschließendem GuD-Prozeß sind unter den Rahmenbedingungen im Referenzfall trotz eines Wirkungsgrades von 52 % nur wenig attraktiv, da die Investitionskosten noch sehr deutlich über denen von konventionellen Anlagen liegen.
- Auch die Wettbewerbssituation von *Braunkohlekraftwerken* würde sich selbst für den Fall als kompliziert gestalten, daß es gelingt, den Wirkungsgrad durch die Vortrocknung der Braunkohle auf 49 % zu steigern und gleichzeitig die Investitionskosten von bisher 2.800 DM/kW auf 2.500 DM/kW zu senken (Preisbasis 1998).
- Der von Framatome und Siemens geplante *European Pressurized Reactor (EPR)* ist selbst bei den sehr optimistischen Annahmen der Entwickler kaum konkurrenzfähig: Bei Investitionskosten von 2.800 DM/kW und einer kalkulatorischen Abschreibungszeit von 35 Jahren betragen die Stromgestehungskosten in der Grundlast 7,3 Pf/kWh und liegen damit noch über den Stromgestehungskosten von GuD-Anlagen und Steinkohlekraftwerken.

Aus den Sensitivitätsbetrachtungen hinsichtlich der wichtigsten Einflußfaktoren ergeben sich die folgenden Resultate:

- Der *Erdgaspreis* ist für die Höhe der Stromgestehungskosten von GuD-Anlagen und Gasturbinen die wichtigste Einflußgröße. Im Referenzszenario wurde in Anlehnung an Prognos (1995) ein nominaler Erdgaspreis von 2,5 Pf/kWh im Jahr 2005 angesetzt. Sollte der Erdgaspreis weiterhin fallen und im Jahr 2005 nominal bei 1,4 Pf/kWh liegen, könnte Strom aus GuD-Kraftwerken in der Grundlast zu 4,3 Pf/kWh bereitgestellt werden. Der Kostenvorteil gegenüber Steinkohlekraftwerken beträgt dann 2,8 Pf/kWh. Nur bei einem sehr hohen Gaspreis von nominal 3,4 Pf/kWh im Jahr 2005 sind die Stromgestehungskosten mit 8 Pf/kWh in der Grundlast höher als bei anderen Kraftwerkstypen.
- Durch die *Liberalisierung* der Elektrizitätswirtschaft wird der Wettbewerbsvorteil von Erdgaskraftwerken gestärkt. Bei einer Verkürzung der Abschreibungszeit auf 10 Jahre liegen die Stromgestehungskosten von GuD-Anlagen in der Grundlast nur um 0,2 Pf/kWh höher als im Referenzfall mit einer Abschreibung über 20 Jahre. Deutlich teurer wird bei einer Verkürzung der Abschreibungszeit auf 10 Jahre hingegen Strom aus den kapitalintensiveren Steinkohlekraftwerken (+ 1,3 Pf/kWh), Braunkohlekraftwerken (+ 1,7 Pf/kWh) und Atomkraftwerken (+ 1,8 Pf/kWh).

Schließlich ergeben sich aus den Modelluntersuchungen zum Einfluß der untersuchten Ökosteuerszenarien die folgenden Zusammenhänge:

- Reine *CO<sub>2</sub>-Steuern* belasten vor allem Kohlekraftwerke. Während bei niedrigen Steuersätzen sich die Stromgestehungskosten von GuD-Anlagen in der Grundlast nur um 0,3 Pf/kWh erhöhen, verteuert sich der Strom aus Steinkohlekraftwerken (+ 2 Pf/kWh) und Braunkohlekraftwerken (+ 2,6 Pf/kWh) merklich. Nur bei sehr hohen Steuersätzen sind Atomkraftwerke kostengünstiger als erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke.
- Erdgaskraftwerke stellen auch bei einem *Mix aus Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern* oder bei *reinen Energiesteuern* die kostengünstigste Option dar. Lediglich für den Fall von sehr niedrigen Preisen für Kernbrennstoffe und Steinkohle bei gleichzeitig sehr hohen Gaspreisen weisen Atom- und Steinkohlekraftwerke in der Grundlast leicht günstigere Stromgestehungskosten auf.
- Bei der Kombination von hohen Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern liegen die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken unter denen von Stein- und Braunkohlekraftwerken. Bei einer hohen Energiesteuer erlangen Stein- und Braunkohlekraftwerke gegenüber Atomkraftwerken einen Kostenvorteil.
- Hohe Ökosteuern entfalten eine dynamische Anreizwirkung zum Einsatz effizienterer Kraftwerke. Fortschrittliche Kraftwerkskonzepte mit höheren Wirkungsgraden wie die Vergasung von Steinkohle mit anschließendem GuD-Prozeß oder die Vortrocknung von Braunkohle werden gegenüber der konventionellen Staubfeuerung wirtschaftlich.

Die detaillierte Untersuchung der Stromgestehungskosten zukünftiger Kraftwerke zeigt, daß unter verschiedenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen GuD-Kraftwerke auf Basis von Erdgas auch in der Grundlast gegenüber anderen Kraftwerkstypen am günstigsten abschneiden. Durch die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft und die mögliche Einführung von Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern wird dieser Wettbewerbsvorteil weiter gestärkt. Neue Atomkraftwerke können nach den derzeitigen Kostenprognosen in keiner Weise gegen andere neue Großkraftwerke konkurrieren. Steinkohlekraftwerke werden aller Voraussicht nach in der Grundlast günstiger als Braunkohlekraftwerke sein und könnten somit bei einem starken Anstieg des Gaspreises eine kostengünstige Alternative zu GuD-Kraftwerken darstellen.

## Summary and Results

The energy sector is now confronting considerable changes since the adoption of the new German energy law in April of this year. In the newly introduced competitive framework, utilities will try to acquire new customers through attractive offers and to lower their costs. Economic power plant replacements or additions will thus play an important role in the years to come.

In this context, this study assesses the electricity production costs of large power plants to be built in the future. The goal is to clarify the effects of various basic economic conditions on the level of electricity production costs by using sensitivity analyses. The study places special emphasis on the introduction of such market-based environmental instruments as eco-taxes and emissions-trading.

The electricity production costs are determined with the aid of a model which takes into consideration the different economic lifetimes of various types of power plants, making possible a comparison of electricity production costs. Using this model, the average costs are determined for a period of ten to twenty years based on 1991 prices. The fixed input parameters must include capital expenditures and operational costs, fuel prices, depreciation rates, interest rates, and the level of eco-taxes.

Supported by a comprehensive review of the literature, estimates are made of the capital expenditures and operational costs of future power plants, as well as the development of fuel prices. The development of state of the art technology for conventional and new power plant types up to the year 2005 is taken into consideration. Three scenarios are set up for future fuel prices of each energy source; along with a reference scenario, the impacts of significantly higher and lower energy prices are investigated.

In the wake of the deregulation, investors are now confronted with greater uncertainty regarding their future marketing options and the development of new technology. This uncertainty is evidenced by demands for a shorter depreciation period or higher interest rates. While the depreciation period calculated in the reference case is oriented to the economic lifetime of the power plant, the effects of deregulation are incorporated by reducing the depreciation period by half and applying a uniform depreciation method for all power plants within ten years.

In recent years the public debate on eco-taxes has focused on energy and CO<sub>2</sub> taxes. In this study the impacts of six different eco-tax scenarios are examined which are differentiated by the level of tax rate as well as by the combination of energy and CO<sub>2</sub>. At both lower and higher tax rates, the study will analyze the impact of a straight energy tax, a combination of energy and CO<sub>2</sub> taxes at 50 % each, and a straight CO<sub>2</sub> tax. In principle, CO<sub>2</sub> emissions trading can also be modeled by CO<sub>2</sub> taxes, since the energy producers must purchase CO<sub>2</sub> emissions permits at a specific price which is dependent on market demand and supply.

A series of general trends can be discerned by viewing all the modeled assessments. The most important relationships with regard to the various types of power plants emerge as follows:

- At base load as well as medium load, combined cycle power plants powered by natural gas are significantly more economic than other types of power plants. In the reference scenario

the electricity production costs of a combined cycle facility at base load, without eco-taxes and without taking consideration of the "competitive effect", total 6.2 Pf/kWh. By comparison, the cost of producing electricity for plants using hard coal is 7.1 Pf/kWh, and 7.8 Pf/kWh for plants fueled by lignite.

- Only at very low fuel prices do hard coal power plants, with electricity production costs at base load of 6.3 Pf/kWh, lie within the range of combined cycle power plants. Power plants utilizing integrated coal-gasification and combined cycle processing are not very attractive under the circumstances of the reference scenario, despite an efficiency of 52 %. This is because the capital expenditures still remain significantly higher than those of conventional facilities.
- The competitive ability of lignite power plants appears complicated even if the efficiency can be successfully increased to 49 % by pre-drying the lignite and at the same time lowering capital expenditures from 2,800 DM/kW to 2,500 DM/kW (1998 prices).
- The European Pressurized Reactor (EPR) planned by Framatome and Siemens is hardly competitive even at the very optimistic assumptions of its developers: at capital expenditures of 2,800 DM/kW and a depreciation period of 35 years, the cost of base load electricity production is 7.3 Pf/kWh, higher than the costs of combined cycle facilities and coal-fired plants.

The following results were given by the sensitivity analyses with regard to the most important variables:

- For combined cycle plants and gas turbines, the price of natural gas is the most important variable affecting the level of electricity production costs. In the reference scenario, a nominal natural gas price is set at 2.5 Pf/kWh using the study by Prognos (1995) for the year 2005. Should the price of natural gas continue to fall and settle at around 1.4 Pf/kWh in 2005, electricity could be produced by combined cycle power plants at base load for 4.3 Pf/kWh. The cost advantage over coal-fired plants would then be 2.8 Pf/kWh. Only at a very high gas price of a nominal 3.4 Pf/kWh would the base load electricity production costs for plants using natural gas, which would total 8 Pf/kWh in the year 2005, become higher than those of other power plant types.
- The deregulation of the energy market strengthens the competitive advantage of power plants using natural gas. By reducing the depreciation period to ten years, the base load electricity production costs of combined cycle facilities are only around 0.2 Pf/kWh higher than the reference scenario at a depreciation period of twenty years. At a reduced depreciation period of ten years, electricity produced by the more capital-intensive hard coal power plants (+ 1.3 Pf/kWh), lignite power plants (+ 1.7 Pf/kWh), and nuclear power plants (+ 1.8 Pf/kWh) is considerably more expensive.

Finally, the following relationships emerge from the model studies of the influence of the eco-tax scenarios:

- Straight CO<sub>2</sub> taxes burden coal power plants most of all. While the base load electricity production costs of combined cycle facilities rise by only 0.3 Pf/kWh at low tax rates, the electricity produced becomes considerably more expensive using coal power plants

(+ 2 Pf/kWh) and lignite power plants (+ 2.6 Pf/kWh). Only at very high tax rates are nuclear power plants more economic than natural gas-fired combined cycle power plants.

Even with a mixture of energy and CO<sub>2</sub> taxes or with straight energy taxes, natural gas power plants present the most economic option. Only if the prices of nuclear fuel and hard coal are very low and at the same time natural gas prices are very high are nuclear power plants and coal power plants able to achieve slightly lower base load electricity production costs.

In the combination of high energy and CO<sub>2</sub> taxes, the electricity production costs of nuclear power plants are lower than power plants using hard coal and lignite. With a high energy tax, both types of coal-fired power plants have a cost advantage over nuclear power plants. High eco-taxes yield a dynamic incentive for more efficient power plants to be employed. Progressive concepts for power plants with higher efficiency, for example coal gasification integrated with combined cycle processing, or the pre-drying of lignite, become more economic than conventional pulverized coal combustion.

The detailed comparative study of electricity production costs for future power plants shows that under different economic conditions, combined cycle natural gas power plants prove to be the most economic type of power plant, even at base loads. This competitive edge is reinforced by the deregulation of the electricity industry and the potential introduction of energy and CO<sub>2</sub> taxes. According to current cost predictions, in no way can nuclear power plants compete against other new large power plants in the future. Power plants fueled by hard coal will very likely be more economic at base loads than lignite power plants, and could thus provide an economic alternative in the event of a significant increase in the price of natural gas.

## 1 Einleitung

Am 29. April 1998 trat ein neues Energiewirtschaftsgesetz in Kraft. Mit der Verabschiedung dieses Gesetzes wurde nach über 50 Jahren und nach einer Vielzahl erfolgloser Reformversuche der 50er, 70er und 80er Jahre der rechtliche Rahmen für die Elektrizitätswirtschaft in Deutschland grundlegend verändert. Das bisher im wesentlichen auf Demarkation und Konzession beruhende System der Stromwirtschaft wird nunmehr durch ein System ersetzt, das vor allem auf freien Netzzugang und Wettbewerb auf allen Versorgungsebenen beruht. An Stelle des seit den 80er Jahren ermöglichten "Wettbewerbs um Versorgungsgebiete" tritt nunmehr der "Wettbewerb um Kunden".

Die Liberalisierung der Stromwirtschaft (nicht zuletzt auch im Kontext der sich parallel vollziehenden Liberalisierung der Gasversorgung) verändert mit Sicherheit das Entscheidungskalkül stromwirtschaftlicher Akteure. Aller Voraussicht nach wird dies mittel- und langfristig zu erheblichen Strukturveränderung dieses Sektors führen.

Die in Deutschland gewählte Variante der stromwirtschaftlichen Liberalisierung hat zunächst auf spezifische Regelungen bezüglich Umweltschutz und Versorgungssicherheit verzichtet. Die Energieversorgungsunternehmen werden durch den neuen Wettbewerbsdruck stärker als bisher dazu gezwungen, ihre Kosten zu senken und kundenorientierte Angebote zu entwickeln. Kostensenkungen werden dabei auf verschiedenen Feldern erfolgen müssen. Neben einer Rationalisierung des Netzbetriebes und des Massenkundengeschäfts wird vor allem der Strombeschaffung eine herausgehobene Rolle zukommen. Diesbezüglich ergeben sich mit der Liberalisierung eine Reihe wichtiger Fragestellungen:

- Wie wird sich die Konkurrenzfähigkeit der Stromerzeugung hinsichtlich der eingesetzten Brennstoffe entwickeln?
- Welche Folgen wird der verstärkte Wettbewerb für die Einführung fortgeschrittener Kraftwerkskonzepte haben?
- In welcher Weise wird sich der Wettbewerb auf die Konkurrenz zwischen neuen Anlagen und dem existierenden Kraftwerkspark auswirken?
- Wie wird sich in einem härteren Wettbewerb das Verhältnis von zentralen und dezentralen Stromerzeugungskapazitäten darstellen?
- Welche Konsequenzen hat die stärkere wettbewerblich Ausrichtung für den Ersatz fossiler durch regenerative Stromerzeugung?

Die Analyse solcher Entwicklungen gehört zu den wissenschaftlichen Herausforderungen. Angesichts der mit einer Liberalisierung einhergehenden Verkürzung der Entscheidungshorizonte wird die Verfolgung langfristiger Ziele wie Versorgungssicherheit und Umweltschutz aller Voraussicht nach nicht einfacher. Die Untersuchung der oben genannten Fragestellungen muß daher ergänzt werden durch eine Analyse der Effekte, die durch die zusätzliche Einführung umweltpolitischer Regulierungsinstrumente in die wettbewerblich organisierten Stromwirtschaft entstehen können. Ein besonderer Schwerpunkt soll dabei auf die Auswirkungen von Instrumenten wie Ökosteuern oder Emissionszertifikaten gesetzt werden. In der hier vorgelegten Arbeit kann nur ein Ausschnitt der genannten Fragestellungen behandelt werden. Sie be-

schränkt sich auf die Stromerzeugung auf der Basis *fossiler Brennstoffe* bzw. *Kernkraft* in *neuen Großkraftwerken*, d.h. Kraftwerken, die auf einer Spannungsebene von mindestens 110 Kilovolt in das Verbundnetz einspeisen. Weiterhin wird hinsichtlich der umweltpolitischen Regulierungsinstrumente nur eine *CO<sub>2</sub>- bzw. Energiesteuer* betrachtet. Diese Abgrenzung berücksichtigt vor allem die folgenden Überlegungen:

1. Fossile oder nukleare Großkraftwerke dominieren heute die Stromerzeugung und werden ohne drastische Änderung der Rahmenbedingungen den Kraftwerkspark auch weiterhin dominieren.
2. Bei einer Betrachtung von Kraftwerken, die auf der gleichen Spannungsebene in das Netz einspeisen, kann die Frage der Netzkosten zunächst vernachlässigt werden.
3. Durch die Beschränkung auf Neuanlagen muß die Frage der Konkurrenz von neuen und vollständig bzw. teilweise abgeschriebenen nicht gesondert behandelt werden.
4. Mit einer Analyse der Wirkungen einer Ökosteuer kann auch der Wirkungsmechanismus von handelbaren Emissionszertifikaten abgebildet werden.
5. Zwar erhalten aktuell auch die Diskussionen um die Versauerung, d.h. vor allem die Emissionen von Schwefeldioxid und Stickoxiden wieder neue Relevanz. Die Einbeziehung dieser Schadstoffe hätte jedoch die Erweiterung des Modells um additive Rauchgasreinigungsanlagen erfordert und den Untersuchungsgegenstand wesentlich erweitert.

Die Erweiterung der Analysen auf die in dieser Arbeit nicht behandelten Fragestellungen bleibt jedoch sinnvoll und notwendig. Insbesondere vor dem Hintergrund umweltpolitischer Regulierungen mit Steuern oder handelbaren Zertifikaten können sich erhebliche Verschiebungen der Wettbewerbsfähigkeit von dezentralen bzw. regenerativen Stromerzeugungsanlagen und fossilen bzw. nuklearen Kraftwerken ergeben.

Aussagen über zukünftige Entwicklungen sind stets spekulativer Natur. Annahmen zu Kosten und Preisen in der Zukunft können nur *Erwartungen* wiedergeben, die aus den Erfahrungen der Vergangenheit und sich in der Gegenwart abzeichnenden Zukunftstrends resultieren. Die verschiedenen Parameterannahmen, vor allem zu Kosten und Preisen gelten weiterhin häufig nur für einen bestimmten Fall mit definierten Rahmenbedingungen. In dieser Arbeit werden *exemplarische* Parameter für verschiedene Kraftwerkstypen unter Berücksichtigung verschiedener Rahmenbedingungen abgeschätzt. Für konkrete Kraftwerksausführungen können je nach Standort die Parameter und damit auch die Ergebnisse der exemplarischen Modellbetrachtungen, d.h. vor allem die Stromgestehungskosten möglicherweise erheblich von den hier genannten Zahlen abweichen.

Um solche Unsicherheiten auch methodisch zu reflektieren, bietet sich die Szenarientechnik an, mit deren Hilfe eine Menge konsistenter "Wenn-Dann-Aussagen" erstellt und zu Trends verdichtet werden können. Es war so nicht das Ziel dieser Arbeit, Stromerzeugungskosten für bestimmte Kraftwerke möglichst genau abzuschätzen, sondern vielmehr, die aus unterschiedlichen Rahmenbedingungen resultierenden Ergebnisse mit Hilfe einer detaillierten Sensitivitätsanalyse zu systematisieren. Im Mittelpunkt stand also nicht die genaue Bestimmung der Höhe der Kosten eines Kraftwerks, sondern die Untersuchung des Einflusses der unterstellten Rahmenbedingungen auf die Konkurrenzfähigkeit verschiedener Kraftwerkstypen.

## Vorgehensweise

In einem ersten Schritt werden in Kapitel 2 für etablierte und marktnahe fossile Kraftwerkstypen die mittelfristigen Entwicklungstendenzen aufgezeigt. Es soll gezeigt werden, welche Technologien sich in den nächsten Jahren etablieren werden und welcher Stand der Technik mit diesen Technologien erreicht werden kann.

In Kapitel 3 und 4 werden die Investitions- und Betriebskosten für zukünftige Kraftwerke und die Entwicklung der Brennstoffpreise abgeschätzt. Dabei werden aus einem Vergleich der Prognosen anderer Studien eigene Einschätzungen entwickelt. Um die Sensitivität hinsichtlich der Brennstoffpreise zu untersuchen, werden für jeden Brennstoff drei Szenarien aufgestellt, in denen jeweils eine mittlere, eine hohe und eine niedrige Entwicklung der Brennstoffpreise angenommen wird.

In Kapitel 5 werden verschiedene Ökosteuerszenarien festgelegt. Die politische Diskussion um Ökosteuern in der BRD richtet sich vor allem auf eine Kombination von CO<sub>2</sub>- und Energiesteuern, während Steuern auf andere Luftschadstoffe wie SO<sub>2</sub> oder NO<sub>x</sub> kaum noch diskutiert werden. Letztere finden hier deshalb keine Berücksichtigung. Die Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>- und/oder Energiesteuer auf die Stromgestehungskosten werden in Kapitel 7.3 untersucht.

In Kapitel 6 wird das Modell zur Berechnung der Stromgestehungskosten erläutert. Dabei wird auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eingegangen und die verwendete Berechnungsmethode dokumentiert. Mit Hilfe dieses Modells können unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Auslastung des Kraftwerks berechnet werden.

In Kapitel 7 werden schließlich die Ergebnisse vorgestellt. Dabei wird besonderer Wert auf die Sensitivitätsanalysen gelegt, die den Einfluß der Rahmenbedingungen auf die Stromgestehungskosten verdeutlichen sollen.

## 2 Entwicklungstendenzen in der Kraftwerkstechnik

Bei fast allen Energieträgern stehen für die Umwandlung in Elektrizität verschiedene Prozesse zur Auswahl. Dabei kann häufig eine Unterscheidung zwischen "konventionellen" und "fortschrittlichen" Prozessen getroffen werden. "Konventionelle" Prozesse sind erprobt und beruhen auf konventionellen thermodynamischen Kreisprozessen. In "fortschrittlichen" Prozessen wird versucht, den Brennstoff thermodynamisch besser auszunutzen. Durch einen höheren Wirkungsgrad sollen Brennstoffkosten gesenkt und Umweltemissionen vermieden werden. Bei den fortschrittlichen Anlagen entstehen allerdings infolge der aufwendigeren Verfahrensführung, der Verwendung neuer Bauteile und höherer Temperaturen Probleme bei der Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit, Regelbarkeit und Bedienung der Anlagen (Pruschek 1997, S. 8; Perkavec 1998, S. 118). Hinzu kommen höhere Investitionskosten.

Die "fortschrittlichen" Prozesse stehen in Konkurrenz zu den herkömmlichen oder "konventionellen" Prozessen, die in den letzten Jahren auch erheblich verbessert werden konnten. Solange die Brennstoffpreise so günstig wie heute bleiben und keine Ökosteuern eingeführt werden, sind die Anreize gering, fortschrittliche Anlagen einzusetzen oder weiter zu entwickeln.

### 2.1 Überblick

#### 2.1.1 Dampfkraftprozeß

Bei herkömmlichen Dampfkraftprozessen gibt es eine ganze Reihe unterschiedlicher Strategien zur Erhöhung des Wirkungsgrades. Sie richten sich einerseits auf die Änderung von Parametern wie die Frischdampfzustände vor Eintritt in die Turbine, zum anderen auf Änderungen bei der Gestaltung des Prozesses. Die wichtigsten Maßnahmen sind hier kurz aufgeführt:

- *Erhöhung von Temperatur und Druck des Frischdampfes.* Die Temperatur des Frischdampfes durch Werkstoffeigenschaften begrenzt. Bis zu einer Temperatur von 560-580 °C und einem Druck von 270 bar können derzeit kostengünstigere ferritische Werkstoffe verwendet werden. Bei höheren Temperaturen muß auf die teureren austenitischen Werkstoffe zurückgegriffen werden.
- *Verbesserung der Dampfturbine.* Eine Verbesserung des inneren Turbinenwirkungsgrades bewirkt eine deutliche Erhöhung des Wirkungsgrades für den gesamten Prozeß. Steigerungen auf bis zu 95 % sind in Zukunft durch die Optimierung der Schaufelgeometrien und die Verringerung der Spaltverluste möglich (Stapper 1997, S. 54 und 63).
- *Zweifache anstelle der einfachen Zwischenüberhitzung.* Durch diese Maßnahme kann der Wirkungsgrad gesteigert werden, da die Wärmezufuhr des Kreisprozesses insgesamt auf einem höheren Temperaturniveau erfolgt. Allerdings ist die erzielte Verbesserung gering und muß mit hohen Investitionskosten und einer erschwerten Regelbarkeit des Kraftwerks erkaufte werden. In den Arbeiten zum IKARUS Projekt (IKARUS 1994, S. 24) wird geschätzt, daß der Wirkungsgrad hierdurch um 2 % erhöht werden kann. Andere Autoren nennen ein geringeres Potential von 0,8 % (Rukes 1996, S. 302). Gegenüber anderen Maß-

nahmen zur Verbesserung des Nettowirkungsgrades erscheint diese Maßnahme bei den derzeit prognostizierten Energiepreisen daher als kaum wirtschaftlich (Stapper 1997, S. 63).

- *Absenkung der unteren Prozeßtemperatur - "Optimierung des kalten Endes"*. Die Grädigkeit des Kondensators wird verringert, die Turbine kann den Wasserdampf auf einen niedrigeren Kondensationsdruck entspannen. Dies kann zum Beispiel durch den Bau größerer Kühltürme realisiert werden.

### 2.1.2 Gasturbinen und GuD-Anlagen

Bei dem Gas- und Dampfturbinenprozeß wird das Brenngas zunächst auf hohem Temperaturniveau in einem Gasturbinenprozeß genutzt. Mit der Restwärme des entspannten Abgases wird in einem Abhitzekeessel Wasserdampf für einen sich anschließenden Dampfkraftprozeß erzeugt. Auf diese Weise kann die Wärme über eine große Temperaturspreizung genutzt werden. Die Energiezufuhr erfolgt auf einem hohen Temperaturniveau. Etwa 2/3 der Elektrizität werden in dem Gasturbinenprozeß und etwa 1/3 in dem nachgeschalteten Dampfprozeß gewonnen.

Die Fortschritte der letzten Jahre im Gasturbinenbau wurden vor allem durch die Steigerung des Druckverhältnisses und der Erhöhung der Gaseintrittstemperatur in die Turbine erreicht (Perkavec 1998, S. 115). Daneben wurden die Schaufelprofile aerodynamisch optimiert. In Zukunft werden bei der aerodynamischen Entwicklung nur noch geringe Verbesserungen möglich sein. Das größere Entwicklungspotential liegt in der thermodynamischen Optimierung der Prozesse.

Dabei gilt die *ISO-Turbinen-Eintrittstemperatur* als der wichtigste Parameter. Perkavec (1998, S. 115) erwartet in den nächsten zehn Jahren eine Steigerung der ISO-Turbinen-Eintrittstemperatur von heute knapp 1300 °C auf über 1500 °C. Dies soll vor allem durch eine intensivere Kühlung der Schaufeln, temperaturbeständigere Werkstoffe und eine bessere Beschichtung der Schaufeln möglich werden.

Daneben gibt es weitere Möglichkeiten zur Steigerung des Wirkungsgrades:

- *Zwischenkühlung* bei der Verdichtung und/oder *Zwischenüberhitzung* des Gases bei der Entspannung. Nach diesem Prinzip können bereits heute mit Erdgas thermische Wirkungsgrade von über 45 % im einfachen Gasturbinenprozeß und 60 % im GuD-Prozeß erzielt werden (Perkavec 1998, S. 116).
- Bei der *Rekuperation* wird die Wärme des Abgases am Austritt aus der Turbine zur Vorwärmung der komprimierten Luft vor der Brennkammer genutzt.

Riedle (1995, S. 38) schätzt den Stand der Technik hinsichtlich des Wirkungsgrades bereits im Jahr 1995 auf 38 %. Perkavec (1998, S. 114) verglich die Gasturbinen-Modelle der neuesten Technologie, einige Modelle erreichen danach einen Wirkungsgrad von über 38 %.

## 2.2 Erdgaskraftwerke

Erdgas wird heute neben Blockheizkraftwerken fast ausschließlich in Gasturbinen (Spitzenlast) oder in GuD-Anlagen (Mittellast oder Grundlast) genutzt. GuD-Anlagen auf Basis von Erdgas

zeichnen sich durch hohe Wirkungsgrade, relativ niedrige Investitionskosten und geringe Emissionen aus. Diese Gründe haben dazu geführt, daß in den letzten Jahren viele GuD-Anlagen gebaut worden sind:

- Im Kondensationsbetrieb können derzeit mit Erdgas thermische Wirkungsgrade von über 58 % erreicht werden (Pruschek 1996, S. 437). Bei KWK-Anlagen ist eine Brennstoffausnutzung von über 90 % möglich. Diese hohen Wirkungsgrade konnten vor allem durch technologische Fortschritte bei Gasturbinen erreicht werden.
- Die Gaspreise sind seit Ende der 80er Jahre gefallen und befinden sich weiterhin auf einem niedrigen Niveau (vgl. Abschnitt 4.2).
- Die Investitionskosten für GuD-Anlagen sind erheblich gesunken.
- Eine aufwendige Rauchgasreinigung ist brennstoffbedingt nicht nötig.

Perkavec (1998, S. 118) schätzt, daß in weniger als zehn Jahren Wirkungsgrade von über 62 % in GuD-Anlagen und über 40 % bei einfachen Gasturbinen (ohne Zwischenkühlung/-überhitzung) erwartet werden können.

## 2.3 Steinkohlekraftwerke

Bei der Verstromung von Steinkohle können zwei verschiedene Wege beschritten werden: die Verbrennung und die Vergasung. Bei der Verbrennung sind heute drei Prozesse Stand der Technik: die Staubfeuerung und die Wirbelschichtfeuerung mit einem anschließenden Dampfkraftprozeß, sowie die Druckwirbelschichtfeuerung mit einem anschließenden GuD-Prozeß, wobei die Wirbelschichtfeuerungen nur bei kleineren Anlagen in Frage kommen. Bei der Vergasung der Steinkohle wird das gewonnene Gas in Gasturbinenprozessen genutzt. Dabei kommen in Prinzip alle in Abschnitt 2.1.2 genannten Varianten in Frage. Ausgeführte Anlagen gibt es vor allem mit einem GuD-Prozeß (Abschnitt 2.1.2).

Einige Autoren gehen davon aus, daß mit dem konventionellen Dampfkraftprozeß in der Zukunft ähnlich hohe Wirkungsgrade wie bei der Kohlevergasung mit anschließendem GuD-Prozeß realisiert werden können.

### 2.3.1 Weiterentwicklung des konventionellen Dampfkraftprozesses

In Deutschland gelten die Kraftwerksblöcke Rostock und Staudinger 5 mit Wirkungsgraden von 42,5 % und 42,8 % als die modernsten Steinkohlekraftwerke. Sie arbeiten mit Dampfzuständen von 262 bar und 545/560 °C, einem Kondensationsdruck von 45 mbar, einem inneren Wirkungsgrad der Dampfturbine von 91 % und einer 7-stufigen Speisewasservorwärmung. Das Speisewasser wird bis auf 271 °C vorgewärmt. Stapper (1997, S. 51ff) meint, daß mit einem optimierten Kraftwerkskonzept ein Wirkungsgrad von 46 % bei Investitionskosten unter 2.000 DM/kW erreicht werden kann (Frischdampfzustand: 280 bar und 585 °C). Pruschek (1997, S. 13) geht von ähnlichen Zahlen aus: Er hält Steinkohlekraftwerke mit Wirkungsgraden bis 46 % bei Frischdampfzuständen von 560-580 °C und 270 bar für möglich. Auch ABB (1998, S. 14) nennt für ein neu zu bauendes Referenzkraftwerk einen Wirkungsgrad von 46,7 %.

Mehrere Autoren betonen das bis vor wenigen Jahren noch kaum vorstellbare Potential zur Steigerung des Wirkungsgrades. Rukes (1996, S. 309) schätzt das Wirkungsgradpotential bis auf Werte von über 50 %. Riedle (1995) und Pruschek (1997) rechnen damit, daß sog. ultra-überkritische Prozesse mit Frischdampfzuständen von 375 bar und 720 °C mit Wirkungsgraden von bis zu 52 % entwickelt werden können.

### **2.3.2 GuD-Prozeß mit integrierter Kohlevergasung**

Bei diesem Prozeß wird die Steinkohle bei hohen Temperaturen und unter Druck vergast und anschließend einem GuD-Prozeß zugeführt. Das Hauptproblem stellt dabei die Reinigung der heißen Rauchgase vor Eintritt in die Turbine dar. Ein Verfahren zur Heißgasreinigung befindet sich noch in Entwicklung, so daß bei den bisher geplanten Anlagen die heißen Rauchgase zunächst abgekühlt, daraufhin mit herkömmlichen Verfahren gereinigt und schließlich wieder erhitzt der Brennkammer zugeführt werden.

In Europa gibt es zur Zeit zwei Demonstrationsprojekte in Buggenum (Niederlande) und Puertollano (Spanien) (Pruschek 1997, S. 48). Das Kraftwerk in Puertollano wurde für einen Wirkungsgrad von 45 % ausgelegt. Mit einer hochwertigeren Kohle und dem Einsatz von Gasturbinen mit einer ISO-Eintrittstemperatur von 1190 °C hätten nach Pruschek (1996, S. 446) bereits 1996 Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 50 % geplant und gebaut werden können. Perkavec nennt für 1998 bereits mögliche Gasturbinen-Eintrittstemperaturen nach ISO von 1300 °C, mit denen ein Betrieb bei einem Wirkungsgrad von über 51 % möglich ist.

Neben den in den Abschnitten 2.1.1 und 2.1.2 genannten Maßnahmen zur Verbesserung des Gasturbinenprozesses und des Dampfturbinenprozesses kann der Wirkungsgrad durch die Erhöhung der Reingastemperatur, die Entwicklung einer Heißgasreinigung anstelle der Kaltgasreinigung, die gestufte Vergasung der Kohle und die Anpassung der Gasturbine an Kohlegas verbessert werden (Pruschek 1996, S. 443). Angesichts dieser Entwicklung rechnet Pruschek (1996, S. 445) für 1998 mit Wirkungsgraden von etwa 53 % und langfristig mit Wirkungsgraden über 55 %.

## **2.4 Braunkohlekraftwerke**

Bei der Nutzung von Braunkohle als Energieträger werden zur Zeit zwei verschiedene Anlagenkonzepte verfolgt: Zum einen wird die konventionelle Verfeuerung mit Nutzung der Wärme in einem Dampfkraftprozeß weiterentwickelt, hierbei wird auch von "Braunkohlekraftwerken mit optimierter Anlagentechnik (BoA bzw. BoA-Plus)" gesprochen (Feldmann 1998). Daneben wird ein GuD-Prozeß mit integrierter Vergasung der Braunkohle entwickelt.

### **2.4.1 Weiterentwicklung konventioneller Technik**

Von den bisher errichteten Braunkohlekraftwerken gehört das Kraftwerk Schwarze Pumpe im Lausitzer Revier zu den modernsten. Die 4,5 Milliarden DM teure Anlage ist im Dezember 1997 ans Netz gegangen und erzielt bei einer elektrischen Nettoleistung von 800 MW einen

Wirkungsgrad von 40,6 % (Stromthemen Nr. 2 1998, S. 4). Die in Bau befindlichen Kraftwerke Lippendorf und Boxberg erreichen noch höhere Wirkungsgrade.

Die RWE Energie plant im Jahr 2002 die Fertigstellung eines neuen 950 MW-Blocks in Niederaußem. Das Kraftwerk soll mit einem Frischdampfzustand von 260 bar und 580/600 °C betrieben werden und einen Wirkungsgrad von 43,2 % erreichen (Heitmüller 1996, S. 88). Die Investitionskosten werden auf 2,7 Milliarden DM beziffert (Feldmann 1998).

Zur Verbesserung des konventionellen Dampfkraftprozesses können eine Reihe von Maßnahmen ergriffen werden, eine maßgebliche Rolle spielt dabei die Erhöhung der Frischdampfzustände (vgl. hierzu Abschnitt 2.1.1).

Ein wesentliches Problem bei der Nutzung der Braunkohle liegt in dem hohen Wassergehalt. Bei der Verfeuerung wird das flüssige Wasser im Brennstoff verdampft, die dazu nötige Verdampfungsenthalpie geht dem Prozeß verloren. Eine erfolgsversprechende Maßnahme zur Erhöhung des Nettowirkungsgrades ist daher die Vortrocknung der Braunkohle (Elsen 1996). Bei der Vortrocknung kann das Wasser anders als bei der direkten Verfeuerung durch Energie auf niedrigem Temperaturniveau verdampft oder abgeschieden werden, der exergetische Aufwand ist geringer. Zur Zeit ist die Vortrocknung der Braunkohle noch nicht wirtschaftlich, an der Entwicklung dieses Verfahrens wird gearbeitet (Kather 1996, S. 55). In Niederaußem wird bis Mitte 2000 eine Pilotanlage zur Trocknung von Braunkohle entstehen (Feldmann 1998). Nach Elsen (1996, S. 163) sind durch die Vortrocknung relative Steigerungen des Wirkungsgrades von 7-13 % möglich.

#### **2.4.2 GuD-Prozeß mit integrierter Braunkohlevergasung**

Diese Prozeßvariante basiert auf dem gleichen Prinzip wie der GuD-Prozeß mit integrierter Steinkohlevergasung: Die grubenfeuchte Braunkohle wird getrocknet, vergast, das generierte Kohlegas gereinigt und in einem GuD-Prozeß verstromt. Der Vorteil dieses Verfahrens liegt in dem höheren Wirkungsgrad des GuD-Prozesses gegenüber dem konventionellen Dampfkraftprozeß. Allerdings ist die Reinigung des Gases wegen des hohen Schwefelgehaltes der Braunkohle recht aufwendig. Das Wirkungsgradpotential liegt nach Angaben der RWE bei 50%. Die RWE hat dieses Verfahren seit Ende der 80er Jahre entwickelt, allerdings im März 1998 die Einstellung der Forschung bekanntgegeben. Der Grund liegt laut RWE darin, daß die Weiterentwicklung konventioneller Technik zu gleichen Wirkungsgraden führt und kostengünstiger erreicht werden kann (VDI-Nachrichten vom 27.03.1998; Feldmann 1998). Diese zweite Variante wird deshalb in der hier vorliegenden Arbeit nicht weiter verfolgt.

### **2.5 Atomkraftwerke**

Die letzten Atomkraftwerke wurden in Deutschland Ende der achtziger Jahre in der Konvoi-Baureihe fertiggestellt. Seitdem wurden keine neuen Reaktoren mehr geordert. Siemens und Framatome entwickeln jedoch einen neuen Druckwasserreaktor, den European Pressurized Water Reactor (EPR), der in Deutschland und Frankreich zum Einsatz kommen soll.

Die erste Entwurfsphase des EPR wurde bereits 1997 abgeschlossen. Die weiteren Arbeiten konzentrieren sich nunmehr darauf, durch eine Reihe von Maßnahmen die Kosten zu senken

und den Reaktor so gegenüber anderen Kraftwerken wettbewerbsfähig zu machen (Nucleonics Week vom 01.05.1997, 21.08.1997 und 17.10.1996). Zu den wichtigsten Maßnahmen zählen

- eine Serienbauweise mit insgesamt möglichst zehn Reaktoren,
- die Erhöhung der wirtschaftlichen Nutzungsdauer auf 60 Jahre,
- die Senkung der Brennstoffkosten durch einen höheren Abbrand der Brennelemente,
- die Erhöhung der Kapazität (Der Reaktor wurde zunächst für eine Leistung von 1.500 MW<sub>el</sub> ausgelegt. Eine Erhöhung der Kapazität auf 1.800 MW<sub>el</sub> wird in Erwägung gezogen),
- die Verkleinerung der Schutzhülle,
- die Verringerung der Wartungs- und Instandhaltungskosten.

Zwischen der Nuclear Power Industry (NPI), die den Reaktor entwickelt, und den zukünftigen Betreibern herrscht noch ein Dissens, ob durch die oben genannten Maßnahmen die Stromgestehungskosten tatsächlich unter das Niveau anderer Kraftwerkstypen wie GuD-Anlagen gesenkt werden können. Die Betreiber fordern, daß die EPR-Energie um 15 % günstiger sein muß als andere Energieerzeugungen (Nucleonic Weeks vom 17.10.1996).

### 3 Kostenentwicklung in der Stromerzeugung

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Einflußgrößen auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten herausgearbeitet und die einzelnen Kosten auf Basis von Literaturdaten abgeschätzt. Bei den Kosten wird zwischen Investitionskosten, Brennstoffkosten, Betriebskosten und Aufwendungen für Ökosteuern unterschieden.

Im Abschnitt 3.1 wird auf die Rolle des Wirkungsgrades bei der Optimierung von Kraftwerken eingegangen. Im folgenden werden dann die Investitionskosten (Abschnitt 3.2), die Betriebskosten (Abschnitt 3.3) sowie die Abriß- und Rückbaukosten (Abschnitt 3.4) zukünftiger Kraftwerke abgeschätzt. Annahmen über die Entwicklung der Brennstoffpreise finden sich in Kapitel 4. Die Ökosteuerszenarien werden in Kapitel 5 festgelegt.

Bei Atomkraftwerken müssen neben den üblichen Investitions- und Betriebskosten Kosten für die Brennstoffbeschaffung und Brennstoffentsorgung gesondert berücksichtigt werden. Sie werden bei den Brennstoffpreisen in Kapitel 4.4 behandelt.

#### 3.1 Einfluß des Wirkungsgrades auf die Stromgestehungskosten

Bei der Auslegung von Kraftwerken ist der Wirkungsgrad die wichtigste Optimierungsgröße. Der Wirkungsgrad bestimmt wesentlich die Investitions- und Brennstoffkosten und ggf. die Aufwendungen für Ökosteuern. Durch einen höheren Wirkungsgrad können Brennstoffkosten eingespart werden, in der Regel muß die Steigerung des Wirkungsgrades allerdings mit zusätzlichen Investitionskosten erkaufte werden.<sup>1</sup>

Je nach wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Brennstoffpreise, Zinssätze, Ökosteuern, Lastbeanspruchung) wird bei der wirtschaftlichen Optimierung von Kraftwerken ein unterschiedlicher Wirkungsgrad gewählt. Mit anderen Worten: Die vom Investor angenommene zukünftige Entwicklung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst nicht nur seine Wahl für einen bestimmten Kraftwerkstyp, sondern auch die Effizienz des Kraftwerks. Aus diesem Grund wird in diesem Abschnitt kurz auf die Optimierung der Kosten und die Rolle des Wirkungsgrades dabei eingegangen.

Zur Bewertung von thermodynamischen Umwandlungsprozessen werden unterschiedliche Wirkungsgrade definiert. Obwohl eine exergetische Bewertung von Prozessen sinnvoller ist, werden in der Literatur in der Regel thermische Wirkungsgrade genannt, bei denen der energetische Nutzen auf den energetischen Aufwand bezogen wird. In Kraftwerken ist der Nutzen die gewonnene elektrische Arbeit und der energetische Aufwand die Heizwärme des eingesetzten Brennstoffs. Wird der elektrische Eigenverbrauch der Anlage abgezogen, ergibt sich daraus ein Nettowirkungsgrad, der im folgenden verwendet wird.

---

<sup>1</sup> Für die Höhe der Brennstoffkosten ist nicht der Nettowirkungsgrad, sondern der Nutzungsgrad der Anlage ausschlaggebend. Der Nutzungsgrad hängt u.a. von der Lastbeanspruchung ab: Wird ein Kraftwerk nur mit halber Leistung betrieben, ist der Nettowirkungsgrad geringer, dadurch sinkt auch der Jahresnutzungsgrad. Hier werden die Brennstoffkosten auf Basis des Nettowirkungsgrades berechnet, da diese Vereinfachung alle Kraftwerkstypen in gleichem Maße betrifft und das Ergebnis der Berechnung dadurch kaum beeinflusst wird.

Häufig wachsen die Investitionskosten für Kraftwerke mit zunehmenden Nettowirkungsgrad überproportional an. Hierbei wird unterstellt, daß bei einer angestrebten Verbesserung des Nettowirkungsgrades zuerst die kostengünstigeren Maßnahmen erwogen werden und anschließend auf kostspieligere Maßnahmen zurückgegriffen wird. Soll ein sehr hoher Wirkungsgrad erreicht werden, steigen die Kosten stark an, da zusätzliche Aufwendungen häufig nur noch eine geringe Verbesserung des Wirkungsgrades bewirken.

Dies soll an zwei Beispielen erläutert werden:

- Je größer die *Anzahl der Speisewasservorwärmer* ist, desto geringer sind die Exergieverluste bei der Wärmeübertragung. Doch mit jedem zusätzlichen Wärmetauscher sinkt die dadurch erreichte Verbesserung des Wirkungsgrades. Hingegen steigen die Investitionskosten in grober Näherung mit jedem zusätzlichen Wärmetauscher linear an.
- Durch die übliche einfache *Überhitzung des Dampfes* wird die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr im Dampfprozeß erhöht und so der Wirkungsgrad verbessert. Um den Wirkungsgrad weiter zu verbessern ist eine zweifache oder gar dreifache Überhitzung denkbar. Die einfache Überhitzung des Dampfes bewirkt eine deutliche Verbesserung des Wirkungsgrades, eine zweifache Überhitzung des Dampfes ist mit ähnlichen Kosten wie die einfache Überhitzung verbunden, bringt aber nur noch eine Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades von ca. 2 % (IKARUS 1994).

Beispielhaft sollen Schätzungen der VDEW (1998) diesen Zusammenhang verdeutlichen. Die VDEW nennt für ein "einfaches" Braunkohlekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 750 MW und einem Nettowirkungsgrad von 40,0 % Investitionskosten von 2.660 DM/kW<sub>el</sub> (Preisbasis 1998). Ein etwas effizienteres Kraftwerk vergleichbarer Größe, das mit überkritischen Frischdampfzuständen betrieben wird, kommt auf einen Wirkungsgrad von 41,0 %. Die Investitionskosten liegen mit 2.750 DM/kW<sub>el</sub> etwas höher. Wird anstelle der Staubfeuerung ein GuD-Prozeß mit integrierter Kohlevergasung realisiert, kann der Wirkungsgrad auf 45,0 % gesteigert werden. Die geschätzten Investitionskosten liegen bei 3.000 DM/kW<sub>el</sub>. Den höchsten Wirkungsgrad von 47 % erzielt eine Druckwirbelschichtfeuerung mit Gasturbine und anschließendem Dampfkraftprozeß. Die zusätzliche Steigerung des Wirkungsgrades um 2 % muß mit deutlich höheren Investitionskosten von 3.500 DM/kW<sub>el</sub> erkaufte werden (Tabelle 3 auf S. 19).

Die Brennstoffkosten lassen sich direkt aus dem Nettowirkungsgrad und der installierten Nettoleistung des Kraftwerks berechnen. Der Brennstoffverbrauch - und damit auch die jährlichen Brennstoffkosten - sinken bei steigendem Nettowirkungsgrad, sie sind genau antiproportional zum Nettowirkungsgrad:

$$BrK_n = \frac{P_{Netto} \cdot VL}{h_{Netto}} \cdot p_{Brennstoff,n} \quad (1)$$

*BrK<sub>n</sub>*: Brennstoffkosten im n-ten Betriebsjahr

*P<sub>Netto</sub>*: Installierte Nettoleistung

*VL*: Jährliche Vollaststunden

*h<sub>Netto</sub>*: Nettowirkungsgrad

*p<sub>Brennstoff,n</sub>*: Durchschnittlicher Brennstoffpreis im n-ten Betriebsjahr

Die Betriebskosten werden nur in geringer Weise durch den Wirkungsgrad beeinflusst. Bei Anlagen mit hohen variablen Betriebskosten, wie Braunkohlekraftwerken, kann eine Erhöhung des Nettowirkungsgrades eine Verringerung der Betriebskosten bewirken.

Bei der Investitionsentscheidung für einen Kraftwerkstyp und bei der Auslegung eines Kraftwerks werden verschiedene Ziele verfolgt:

- geringe Kosten,
- hohe Verfügbarkeit,
- hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit und
- geringe Umweltauswirkungen.

Diese Ziele lassen sich teilweise nicht miteinander vereinbaren. So führen beispielsweise geringe Umweltauswirkungen u.U. zu höheren Kosten. Häufig werden deshalb für die Verfügbarkeit, Sicherheit, Zuverlässigkeit und die Umweltauswirkungen Standards definiert und daraufhin das Minimum der Kosten angestrebt.

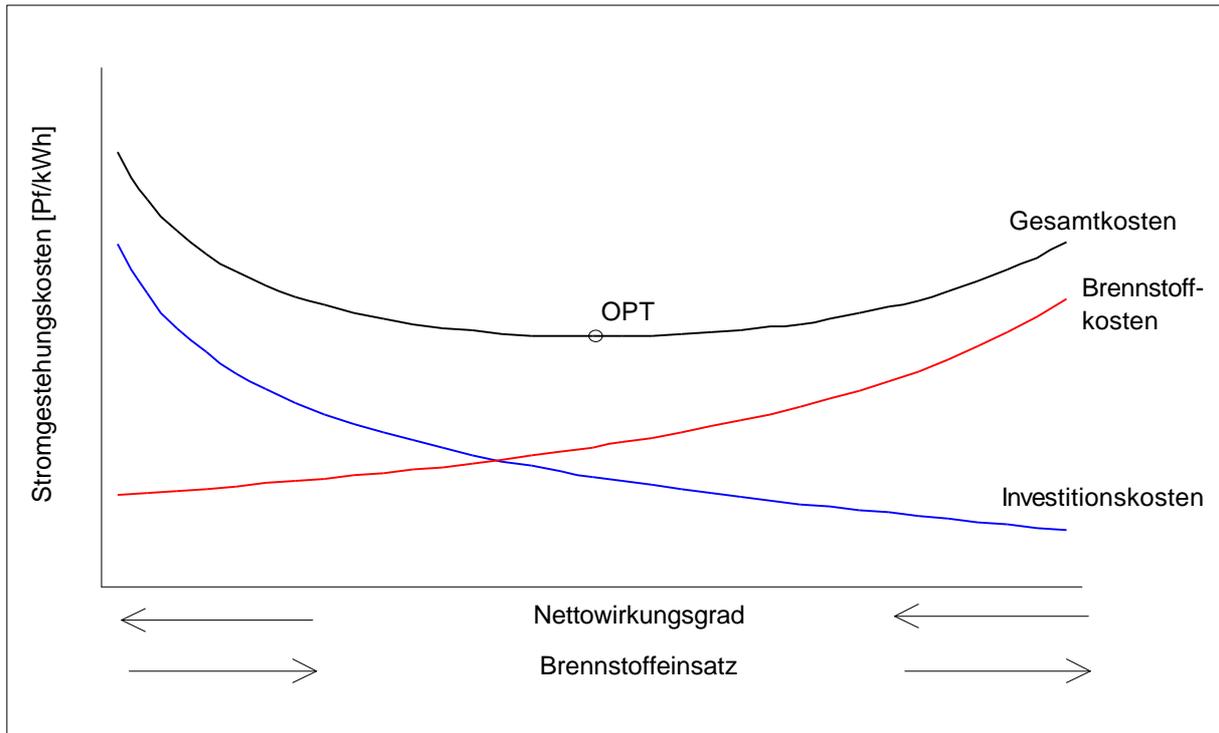
Der Investor wird demgemäß bei der Investitionsentscheidung das Minimum aller gegenwärtigen und zukünftigen Kosten anstreben. Er muß also die gegenwärtigen Investitionskosten gegen die zukünftigen laufenden Kosten abwägen und sich dann für den Kraftwerkstyp und für den Wirkungsgrad entscheiden, der zu minimalen Kosten führt.

Dabei spielt die Abwägung zwischen Anschaffungskosten und Brennstoffkosten eine zentrale Rolle, da die Betriebskosten nur in geringerem Maße vom Nettowirkungsgrad abhängen. Abbildung 1 illustriert qualitativ die Abhängigkeit der Investitions- und Brennstoffkosten vom Nettowirkungsgrad. Betriebskosten wurden in dieser Darstellung nicht berücksichtigt. Die Kosten sind nivelliert und auf die produzierte Strommenge bezogen (Kapitel 6). Das Kostenminimum liegt selten bei "sehr hohen" oder "sehr niedrigen" Wirkungsgraden.

In der Literatur werden häufig die niedrigen Brennstoffkosten als Hauptursache dafür genannt, daß technisch verfügbare Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden nicht gebaut werden (Prušek u.a. 1997, S. 13). Die zusätzlichen Investitionskosten werden nicht durch eingesparte Brennstoffkosten kompensiert. Veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen wie höhere Brennstoffpreise, niedrigere Zinssätze oder die Einführung von Ökosteuern könnten dazu führen, daß sich das ökonomische Optimum hin zu effizienteren Kraftwerken verschiebt.

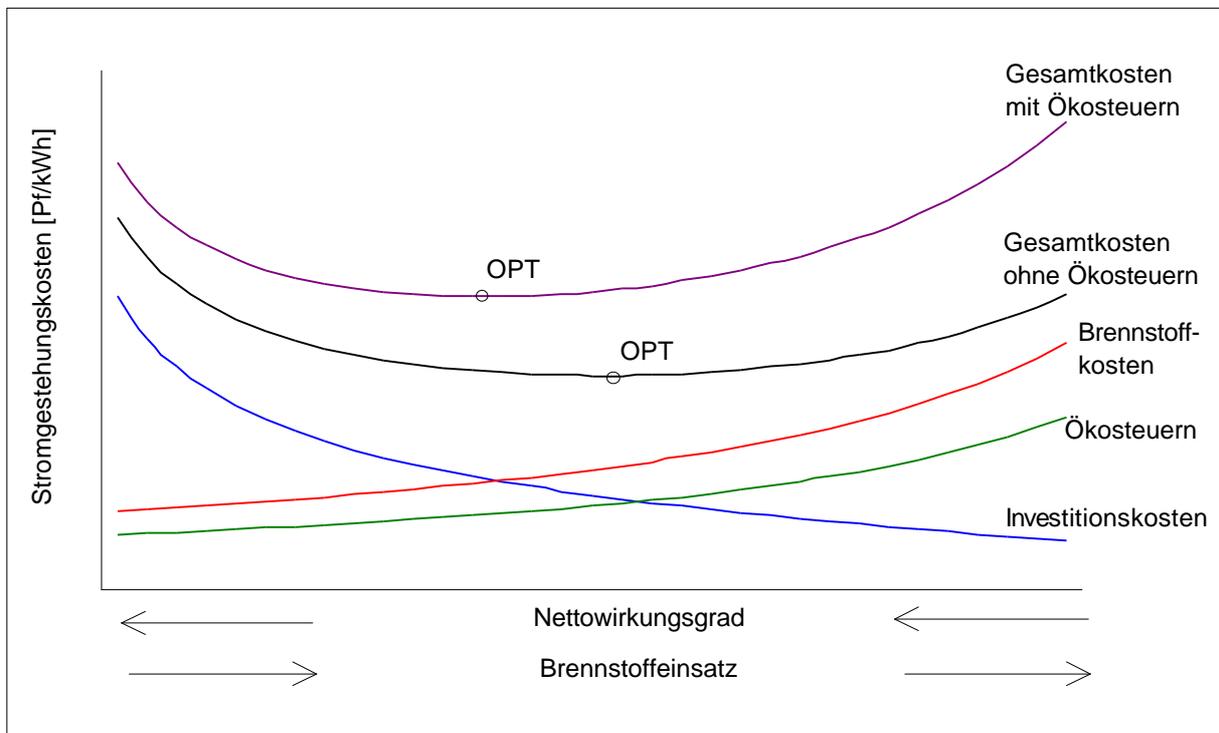
Daher werden in dieser Arbeit nicht nur unterschiedliche Kraftwerkstypen miteinander verglichen, sondern auch verschiedene Ausführungen mit unterschiedlichen Wirkungsgraden betrachtet. Denn bei niedrigen Brennstoffpreisen könnten Kraftwerkstypen mit einem niedrigeren Wirkungsgrad und damit geringeren Investitionskosten wirtschaftlicher sein als effizientere Kraftwerke. Umgekehrt könnte die Einführung von Ökosteuern dazu führen, daß bisher unwirtschaftliche Kraftwerke mit hohen Wirkungsgraden und hohen Investitionskosten nun wirtschaftlicher operieren können.

Abbildung 1: *Ökonomische Optimierung bei der Kraftwerksauslegung*



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2: *Wirkung von Ökosteuern auf die Lage des ökonomischen Optimums*



Quelle: Eigene Darstellung

Der Vergleich zwischen gegenwärtigen und zukünftigen Kosten ist mit hohen Unsicherheiten verbunden und die zugrunde gelegten Annahmen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen haben großen Einfluß auf die Lage des ökonomischen Optimums. Die wichtigsten Einflußgrößen sind

- *die Einschätzung über die Entwicklung der Brennstoffpreise.* Bei hohen prognostizierten Brennstoffpreisen liegt das Kostenminimum bei höheren Wirkungsgraden. Werden niedrige Brennstoffpreise erwartet, so wird sich das ökonomische Optimum hin zu geringeren Wirkungsgraden verschieben.
- *die Abschreibungszeiten und Zinssätze.* Kurze Abschreibungszeiten und/oder hohe Zinssätze führen zu hohen kapitalgebundenen Kosten. Das Gewicht der Kapitalkosten steigt, das Gewicht der Brennstoffkosten sinkt. Anlagen werden dann weniger effizient ausgelegt als bei langen Abschreibungszeiten und/oder geringen Zinssätzen.
- *der Ausnutzungsgrad der Anlage.* Bei Spitzenlastkraftwerken spielen die Brennstoffkosten auch bei teuren Brennstoffen eine untergeordnete Rolle. Die kapitalgebundenen Kosten werden möglichst gering gehalten, auf hohe Nettowirkungsgrade wird verzichtet. In der Grundlast spielen Brennstoffkosten eine größere Rolle, Kraftwerke werden effizienter ausgelegt. Dies gilt besonders für GuD-Anlagen im Kondensationsbetrieb, da hier die Brennstoffkosten hoch sind.
- *die Höhe möglicher Ökosteuern.* Energie- bzw. CO<sub>2</sub>-Steuern verteuern indirekt den Brennstoffeinsatz, daß Optimum verschiebt sich hin zu effizienteren Kraftwerken, Energie wird durch Kapital substituiert, CO<sub>2</sub>-Emissionen werden vermieden. Dabei ist zu beachten, daß eine CO<sub>2</sub>-Steuer die Energieträger je nach ihrem Kohlenstoffgehalt in Bezug auf ihren Heizwert unterschiedlich belastet.

Abschließend sei darauf hingewiesen, daß durch veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Kraftwerksbauer eine Anreizwirkung entstehen kann, effizientere Technologien zu entwickeln. Dies könnten zur Folge haben, daß die Investitionskosten für effizientere Kraftwerke sinken.

### 3.2 Investitionskosten

Wie in den vorhergehenden Abschnitten erläutert wurde, hängen die Investitionskosten von einer Reihe von Faktoren ab. Neben dem Wirkungsgrad beeinflussen der Standort, die Blockgröße, die Anzahl der Blöcke, die Planungs- und Bauzeit und weitere Indikatoren die Investitionskosten für das Kraftwerk.

Darüber hinaus muß der Umfang der Investitionskosten festgelegt werden. Die Literaturangaben unterscheiden sich sowohl in der Höhe und als auch im Umfang der Kosten. Häufig sind die Angaben auf eine komplette Errichtung des Kraftwerks bezogen, hierin sind allerdings wesentliche Kostenanteile nicht enthalten, wie die Bauherreneigenleistungen (Infrastruktur, usw.), Kosten der Erstinbetriebnahme oder Kosten, die durch die Bereitstellung des Umlaufkapitals entstehen. Diese müssen ggf. hinzugerechnet werden.

Die gesamten Investitionskosten umfassen:

- Kosten der "schlüsselfertigen" Anlage
- Bauherreneigenleistungen
- Zinsen während der Bauzeit

In den überwiegenden Literaturquellen werden die Investitionskosten nicht differenziert, sondern pauschal angegeben und auf die installierte elektrische Nettoleistung in Kilowatt ( $\text{kW}_{\text{el}}$ ) bezogen. Auch in dieser Arbeit werden die Investitionskosten spezifisch in  $\text{DM}/\text{kW}_{\text{el}}$  genannt, allerdings wird dabei eine bestimmte Blockgröße (installierte Nettoleistung) und ein bestimmter Nettowirkungsgrad unterstellt.

Die Angabe von spezifischen pauschalen Investitionskosten soll nur als Richtgröße für zukünftige Kraftwerkstypen verstanden werden. Je nach Standort und Ausführung des Kraftwerks können die tatsächlichen Investitionskosten erheblich von den hier eingeführten Richtwerten abweichen. In den letzten Jahren gab es allerdings insbesondere bei den neuen GuD-Anlagen eine zunehmende Tendenz zur Bestellung von schlüsselfertigen Kraftwerken. Hierdurch haben sich bestimmte Standardausführungen durchgesetzt, so daß sich die Investitionskosten heute von Standort zu Standort weniger stark unterscheiden. Eine ähnliche Entwicklung wird bei der geplanten neuen Atomkraftwerksgeneration angestrebt. Der von der Siemens AG und Framatome entwickelte European Pressurized Reactor (EPR) soll in Deutschland und Frankreich in der gleichen Ausführung mehrfach eingesetzt werden. Allerdings sind die Investitionskosten dieses Projekts noch kaum einzuschätzen.

### 3.2.1 Bauherreneigenleistungen

Neben den Kosten zur Errichtung des Kraftwerks werden von den Bauherren verschiedene Leistungen erbracht. Dazu können ggf. die Bereitstellung des Grundstücks und der Infrastruktur, der Bau von Hilfseinrichtungen, Kosten für das Genehmigungsverfahren und die Erst-inbetriebnahme sowie Kosten zur Bereitstellung des Umlaufkapitals zählen. Diese Kosten werden hier pauschal mit 15 % der Investitionssumme für die Errichtung des Kraftwerks abgeschätzt.<sup>2</sup>

### 3.2.2 Blockgröße

Mit einer zunehmenden Nettoleistung des Kraftwerks sinken bei manchen Kraftwerkstypen die Investitionskosten in Folge von Kostendegressionen. Kotschenreuther (1996, S. 45) untersuchte diesen Zusammenhang und kam zu dem Ergebnis, daß bei erdgasbetriebenen GuD-Anlagen oberhalb von  $300 \text{ MW}_{\text{el}}$  die spezifischen Investitionskosten konstant bleiben, unterhalb davon nehmen die Kosten bis etwa um 30 % bei  $100 \text{ MW}_{\text{el}}$  zu. Bei kohlestaubgefeuerten

---

<sup>2</sup> Einige Quellen nennen geringere Bauherreneigenleistungen von 5 bis 10 % (IKARUS 1994). In diesem Fall sind allerdings bereits einige der oben genannten Leistungen in der Investitionssumme enthalten oder werden gar nicht berücksichtigt. Der hier gewählte Ansatz ist eher als vorsichtig einzustufen. Bei Tsatsaronis (1996, S. 352) machen in einer Beispielrechnung die oben genannten Zusatzleistungen 21 % der gesamten Investitionssumme aus. Ein Unternehmensberater nennt einen Anteil von insgesamt ca. 20 %.

Kraftwerken führen kleinere Anlagen zu wesentlich höheren Investitionskosten, auch bei größeren Blöcken bleiben noch Kostendegressionen erkennbar.

Bei dem Ersatz alter Kraftwerke sind die Bauherren daher bestrebt, möglichst große Blöcke zu realisieren. Die RWE Energie baut beispielsweise ein neues Braunkohlekraftwerk mit einer Blockleistung von 950 MW<sub>el</sub> anstelle von 600-800 MW<sub>el</sub> älterer Kraftwerke (Heitmüller 1996, S. 78). Auch bei dem EPR sollen durch größere Blöcke Kostendegressionen erreicht werden. Hier sind Anlagen mit einer Leistung von 1.800 MW im Gespräch.

Bei dem Vergleich von verschiedenen Kraftwerkstypen wird für jeden Typ die Blockgröße gewählt, bei der der Strom am kostengünstigsten bereitgestellt werden kann. Bei kleineren Blockgrößen muß von höheren Stromgestehungskosten ausgegangen werden. Für Steinkohlekraftwerke wird eine Blockleistung von 900 MW<sub>el</sub> betrachtet. Die Blockleistung der Braunkohlekraftwerke wird auf 950 MW<sub>el</sub> festgelegt, da es nach Heitmüller (1996, S. 77) bis zu dieser Größe noch Kostendegressionen gibt. Für GuD-Kraftwerke beträgt die Blockgröße 800 MW<sub>el</sub>, da in dieser Größenordnung zwei Gasturbinen kostengünstig mit einer Dampfturbine kombiniert werden können. Bei Gasturbinen wird die bisher größte Leistungsklasse von 250 MW<sub>el</sub> untersucht. Für den EPR wird die bisher geplante Blockleistung von 1.530 MW<sub>el</sub> angesetzt. Möglicherweise wird diese Leistung in Zukunft auf 1.800 MW<sub>el</sub> erweitert (vgl. Abschnitt 2.5).

Bei dem Zubau neuer Kraftwerke werden in Zukunft trotz der Kostendegressionen allerdings eher kleinere Blöcke gebaut. Ein neuer Anbieter wird kaum den Strom aus großen Kraftwerken absetzen können und daher mit der Zeit kleinere Blöcke zubauen. In diesem Fall muß von etwas höheren Investitionskosten ausgegangen werden.

### 3.2.3 Zinszahlungen während der Planungs- und Bauzeit

Während der Planungs- und Bauzeit von Kraftwerken werden Ausgaben getätigt, ohne daß diesen Einnahmen durch den Betrieb der Anlage gegenüberstehen. Für das in dieser Zeit eingesetzte Kapital müssen Zinsen gezahlt werden, deren Höhe von der Bauzeit und dem kalkulatorischen Zinssatz abhängen. Bei Kraftwerken mit einer langen Bauzeit wie Atomkraftwerken können die Zinsen während der Bauzeit einen bedeutenden Kostenanteil bilden.

Die Ausgaben während der Bauzeit werden in der Regel durch Fremdkapital finanziert. Für die Berechnung der Zinsaufwendungen während der Bauzeit muß allerdings ein über dem Zinssatz für Fremdkapital liegender Zinssatz zugrunde gelegt werden, da die Gläubiger mit einem Fertigstellungsrisiko rechnen müssen. Nach eigenen Recherchen werden hierfür zur Zeit bei GuD-Kraftwerken ca. 8,5 %/a nominal gegenüber 5 % für das Fremdkapital gefordert. Da die Zinsen zur Zeit sehr niedrig sind, wird für das Jahr 2005 im Referenzfall mit einem nominalen Zins von 7,5 %/a für das Fremdkapital und 11 %/a für die Zinsen während der Bauzeit gerechnet. Bei einer mittleren Inflationsrate von 2,5 %/a ergibt sich hieraus ein realer Zinssatz während der Bauzeit von 8,3 %/a.

Während der Planungsphase von Kraftwerken fallen bereits einige Kosten an (z.B. für das Genehmigungsverfahren). Sie sind jedoch im Vergleich zu den Investitionskosten gering, so daß die Zinszahlungen hierfür vernachlässigt werden können.

Die Bauzeit beträgt bei Gasturbinen und GuD-Kraftwerken etwa 2 Jahre und bei Kohlekraftwerken etwa 4 Jahre. Bei Atomkraftwerken hat die Vergangenheit gezeigt, daß die tatsächliche Bauzeit über der prognostizierten lag. Für die neuesten Atomkraftwerke in Deutschland, die 1982 in Auftrag gegeben wurden, betrug die Bauzeit sechs bis sieben Jahre. Hier wird von einer sechsjährigen Bauzeit ausgegangen.

Die Verteilung der Zahlungen über die Bauzeit ist in Tabelle 1 dargestellt. Die Werte orientieren sich an Angaben der OECD (1993, S. 60) für Belgien und Frankreich (bei Deutschland wird nicht differenziert) und einer Least-Cost-Studie für die EBRD (PHB 1994). Die Zinszahlungen während der Bauzeit werden aus den Investitionskosten inkl. der Bauherreneigenleistungen berechnet und sind in Tabelle 1 als Prozentsatz der Investitionssumme angegeben. Einige Ausgaben, wie zum Beispiel der Bau von Hilfseinrichtungen, werden erst im Jahr der Inbetriebnahme oder später getätigt. Auf diese Weise können die Zinszahlungen während der Bauzeit gesenkt werden.

Tabelle 1: Verteilung der Zahlungen über die Bauzeit

<b>Verteilung der Zahlungen über die Bauzeit</b>										
Zinssatz: 8,3%	Jahre									Zinszahlung
Kraftwerkstyp	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	(% der Investition)
Steinkohle			6%	18%	22%	25%	25%	4%		11,9%
Braunkohle			6%	18%	22%	25%	25%	4%		11,9%
Kernenergie	8%	9%	14%	18%	16%	15%	12%	6%	2%	19,9%
Erdgas					25%	50%	25%			8,3%

Quelle: OECD (1993, S. 60), PHB (1994), eigene Berechnungen

Für Kohlekraftwerke betragen die Zinszahlungen während der Bauzeit nach dieser Berechnung 11,9 % der Investitionssumme, bei Atomkraftwerken liegen sie mit 19,9 % deutlich darüber, bei Gaskraftwerken werden sie mit 8,3 % niedriger angesetzt.

### 3.2.4 Steinkohlekraftwerke

Die Investitionskosten für neue Steinkohlekraftwerke liegen über 2.000 DM/kW<sub>el</sub> (Tabelle 2, Preisbasis 1998). Allerdings konnte bei dem Bau neuer Kraftwerke in den letzten Jahren trotz der niedrigen Weltmarktpreise für Steinkohle ein Anstieg der Wirkungsgrade beobachtet werden. Gegenüber den bisher modernsten großen Steinkohlekraftwerken Staudinger 5 und Rostock wird eine weitere Verbesserung der konventionellen Technik erwartet. Bereits heute könnten Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad über 46 % gebaut werden (ABB 1998, S. 14). Wird kein realer Anstieg der Investitionskosten unterstellt, könnte im Jahr 2005 ein Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 47 % bei Investitionskosten von ca. 2.200 DM/kW<sub>el</sub> (Preisbasis 1998, ohne Bauherreneigenleistungen) gebaut werden (Szenario SK - 1).

Es kann davon ausgegangen werden, daß die Vergasung von Steinkohle mit anschließender Nutzung des Gases in einem GuD-Prozeß bis zum Jahr 2005 soweit technisch ausgereift ist,

daß dieser Prozeß als Alternative zu konventionellen Verfeuerungen zur Verfügung steht. Kraftwerke, die im Jahr 2005 in Betrieb gehen, könnten Wirkungsgrade um 52 % erreichen. In der Literatur werden zwar zuweilen höhere Werte genannt, doch wann diese tatsächlich realisiert werden können, ist noch nicht abzusehen. Das RWI (1997) schätzt die Investitionskosten eines GuD-Kraftwerks mit integrierter Kohlevergasung gegenüber einem konventionellen Kraftwerk für das Jahr 2005 um ca. 25 % höher ein. In Anlehnung an diese Einschätzung werden für den GuD-Prozeß mit integrierter Kohlevergasung (Szenario SK - 2) Investitionskosten von 2.750 DM/kW<sub>el</sub> angesetzt (Preisbasis 1998, ohne Bauherreneigenleistungen).

*Tabelle 2: Investitionskosten für Steinkohlekraftwerke*

Quelle	Kraftwerkstyp	Jahr der Inbetriebnahme	spezifische Invest. kosten [DM/(kW <sub>el</sub> )]	Netto wirkungsgrad	Bemerkungen
<b>IKARUS 1994</b> (Preisbasis 1989)	Steinkohle, Staubfeuerung 600 MW <sub>el</sub>	1989	2.017	43,0%	Angaben orientiert an realisiertem Kraftwerk
	Steinkohle, GuD-Prozeß mit integr. Kohlevergasung, 187,5 MW <sub>el</sub>	2005	2.813	48,5%	
	Steinkohle, Staubfeuerung mit überkrit. Dampfparametern, 600 MW <sub>el</sub>	2005	2.542	45,5%	
<b>OECD 1993:63ff</b> (Preisbasis 1991)	Steinkohle, überkritische Staubfeuerung, 700 MW <sub>el</sub>	2000	3.050	38,0%	5% realer Zinssatz (inkl. Zinsen Bauzeit)
	Steinkohle, überkritische Staubfeuerung, 700 MW <sub>el</sub>	2000	3.285	38,0%	10% realer Zinssatz (inkl. Zinsen Bauzeit)
<b>VDEW 1998</b> (Preisbasis 1997)	Steinkohle, 700 MW <sub>el</sub>	nach 1998	2.000		telef. Auskunft
	Steinkohle, inkl. REA und DENOX, 700 MW <sub>el</sub>	nach 1998	2.470	42,0%	FDE, etabliertes Kraftwerk
	Steinkohle, inkl. REA und DENOX, überkrit. Dampfparameter, 800 MW <sub>el</sub>	nach 1998	2.640	46,0%	FDE, etabliertes Kraftwerk
<b>RWI 1997</b> (nominale Preise)	Steinkohle, 650 MW <sub>el</sub>	1995	2.640	48,2%	
	Steinkohle, 650 MW <sub>el</sub>	2000	3.001	49,1%	
	Steinkohle, 650 MW <sub>el</sub>	2005	3.881	50,1%	
	Steinkohle, 650 MW <sub>el</sub>	2010	4.003	50,1%	
	Steinkohle, GuD-Prozeß mit integr. Kohlevergasung, 650 MW <sub>el</sub>	2005	4.884	50,1%	
	Steinkohle, GuD-Prozeß mit integr. Kohlevergasung, 650 MW <sub>el</sub>	2010	5.038	53,4%	
<b>EWI 1997:29</b> (nominale Preise)	Steinkohle	1995	2.225		
	Steinkohle, 200 MW <sub>el</sub>	1995	3.083		
<b>ABB 1998:14</b> (nominaler Preise)	Steinkohle, 700 MW <sub>el</sub>	nach 1998	2.160	46,7%	
<b>Stapper 1997:51ff</b> (nominaler Preis)	Steinkohle, 350 MW <sub>el</sub>	nach 1997	< 2.000	46,1%	
<b>Energie 1994</b> (nominaler Preis)	Steinkohle, 509 MW <sub>el</sub>	1994	2.358	42,5%	realisiertes Kraftwerk Rostock
<b>Peter 1995:213</b> (Preisbasis 1993)	Steinkohle, 700 MW <sub>el</sub>	?	2.357	43,3%	
<b>Eigene Annahmen</b> (Preisbasis 1998, ohne Bauherreneigenleistungen)	Steinkohle, Staubfeuerung, 900 MW <sub>el</sub>	2005	2.200	47,0%	SK - 1
	Steinkohle, GuD-Prozeß mit integr. Kohlevergasung, 900 MW <sub>el</sub>	2005	2.750	52,0%	SK - 2

Quelle: Diverse Literaturangaben (Kommentare im Anhang 1), Eigene Annahmen

### 3.2.5 Braunkohlekraftwerke

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Abschätzung der Investitionskosten für Braunkohlekraftwerke in der Literatur. Sowohl für das ausgeführte Kraftwerk Schwarze Pumpe als auch für das geplante Kraftwerk Niederaußem werden spezifische Investitionskosten genannt, die bei etwa 2.800 DM/kW<sub>el</sub> liegen (Stromthemen 2/1998, S. 4; Feldmann 1998). Die VDEW (1998) und das EWI (1997, S. 26) nennen ähnliche Werte. Die aus den Angaben im Anhang des RWI (1997) berechneten Investitionskosten sind höher, der Grund könnte darin liegen, daß höhere Wirkungsgrade angegeben werden oder ein großer Teil der Bauherreneigenleistungen in den Angaben inbegriffen ist.

Tabelle 3: Investitionskosten für Braunkohlekraftwerke

Quelle	Kraftwerkstyp	Jahr der Inbetriebnahme	spezifische Invest. kosten [DM/(kW <sub>el</sub> )]	Netto wirkungsgrad	Bemerkungen
IKARUS 1994 (Preisbasis 1989)	Braunkohle, Staubfeuerung 800 MW <sub>el</sub>	1989	2.499	40,1%	
	Braunkohle, Staubfeuerung mit überkrit. Dampfparametern, 800 MW <sub>el</sub>	2005	3.045	41,4%	
VDEW 1998 (Preisbasis 1997)	Braunkohle, 900 MW <sub>el</sub>	nach 1998	2.200-2.500		telef. Auskunft
	Braunkohle, überkrit. Dampfparam. REA und DENOX, 800 MW <sub>el</sub>	nach 1998	2.750	41,0%	FDE, etabliertes Kraftwerk
	Braunkohle, Westdeutschland, inkl. REA und DENOX, 750 MW <sub>el</sub>	nach 1998	2.660	40,0%	FDE, etabliertes Kraftwerk
	Braunkohle, GuD-Prozeß, integr. Kohlevergasung, 300 MW <sub>el</sub>	nach 1998	3.000	45,0%	FDE, marktnaher Kraftwerkstyp
	Braunkohle, Druckwirbelschicht Kombiprozeß mit GT, 800 MW <sub>el</sub>	nach 1998	3.500	47,0%	FDE, marktnaher Kraftwerkstyp
RWI 1997 (nominale Preise)	Braunkohle, 650 MW <sub>el</sub>	1995	2.977	45,3%	
	Braunkohle, 650 MW <sub>el</sub>	2000	3.382	45,5%	
	Braunkohle, 650 MW <sub>el</sub>	2005	4.375	46,4%	
	Braunkohle, 650 MW <sub>el</sub>	2010	4.513	46,4%	
EWI 1997:29 (nominale Preise)	Braunkohle	1995	2.694		
Stromthemen 1998 (Preisb. verm. 1998)	Braunkohle, 2*800 MW <sub>el</sub>	1997 / 98	2.813	40,6%	realisiertes Kraftwerk Schwarze Pumpe
Feldmann 1998 (Preisb. verm. 1998)	Braunkohle, 950 MW <sub>el</sub>	2002	2.842	43,2%	geplantes Kraftwerk in Niederaußem
Eigene Annahmen (Preisbasis 1998, ohne Bauherreneigenleistungen)	Braunkohle, Staubfeuerung, 950 MW <sub>el</sub>	2005	2.700	44,5%	BK - 1
	Braunkohle, Staubfeuerung, mit Vortrocknung, 950 MW <sub>el</sub>	2005	2.900	49,0%	BK - 2 hohe Investitionsk.
	Braunkohle, Staubfeuerung, mit Vortrocknung, 950 MW <sub>el</sub>	2005	2.500	49,0%	BK - 3 niedrige Investitionsk.

Quelle: Diverse Literaturangaben (Kommentare im Anhang 1), Eigene Annahmen

Die Abschätzung der Investitionskosten zukünftiger Braunkohlekraftwerke orientiert sich an den Kostenangaben von VDEW und EWI sowie den Angaben über die Kraftwerke Schwarze Pumpe und Niederaußem. Dabei wird die in Abschnitt 2.4 beschriebene technologische Entwicklung berücksichtigt. Es werden drei Fälle unterschieden (BK - 1, BK - 2 und BK - 3).

Das Szenario BK - 1 geht aufbauend auf das voraussichtlich im Jahr 2002 fertiggestellte Kraftwerk in Niederaußem von einer Weiterentwicklung der herkömmlichen Technologie aus. Insbesondere durch die Weiterentwicklung von Werkstoffen für hohe Temperaturbeanspruchungen und den Dampfturbinen kann mit einer Erhöhung des Wirkungsgrades auf über 44 % gerechnet werden. Für das 1997/1998 fertiggestellte Kraftwerk Schwarze Pumpe und für das Kraftwerk Niederaußem, dessen Bau Ende 1997 begann und das im Jahr 2002 fertiggestellt werden soll, werden ähnlich hohe spezifische Investitionskosten von ca. 2.800 DM/kW<sub>el</sub> angegeben (Stromthemen 1998; Feldmann 1998). Der Wirkungsgrad konnte von 40,6 % bei Schwarze Pumpe auf 43,2 % in Niederaußem gesteigert werden, ohne daß die spezifischen Investitionskosten wesentlich gestiegen sind. In Übereinstimmung mit dieser Entwicklung in der Vergangenheit und den meisten anderen Literaturquellen wird hier trotz des höheren Wirkungsgrades von 44,5 % von keiner realen Steigerung der Investitionskosten ausgegangen. In den hier genannten Investitionskosten sind vermutlich schon einige der Bauherreneigenleistungen enthalten. Auf Preisbasis von 1998 werden die Investitionskosten für diesen Kraftwerkstyp ohne Bauherreneigenleistungen und Fremdleistungen daher auf 2.700 DM/kW<sub>el</sub> geschätzt.

Derzeit ist noch ungewiß, ob die Vortrocknung der Braunkohle bis zum Jahr 2005 technisch ausgereift und wirtschaftlich verfügbar ist.<sup>3</sup> Hierdurch könnte der Wirkungsgrad nach Angaben der Entwickler bei RWE Energie um 7 - 13 % erhöht werden (vgl. Abschnitt 2.4.1). Trotz der Unsicherheiten, ob dieses Verfahren zum Einsatz kommen wird, soll hier eine 10 %ige Verbesserung des Wirkungsgrades auf 49 % mit dem "BoA-Plus-Verfahren" betrachtet werden. Durch die Vortrocknung müssen zusätzliche Komponenten angeschafft werden, die die Gesamtkosten erhöhen. Allerdings kann durch den geringeren Brennstoffeinsatz die gesamte Anlage kleiner ausgelegt werden, was sich zum Beispiel bei der Rauchgasreinigung bemerkbar macht. Die Nettowirkung auf die Investitionskosten läßt sich nur schwierig abschätzen. Daher wird in zwei verschiedenen Szenarien eine günstige und eine ungünstige Kostenentwicklung unterschieden. Für die günstige Kostenentwicklung werden 2.500 DM/kW<sub>el</sub>, für den ungünstigen Fall 2.900 DM/kW<sub>el</sub> veranschlagt (Preisbasis 1998).

### 3.2.6 Erdgaskraftwerke

Die spezifischen Anlagenpreise für Gasturbinen sind geringer als für Dampfkraftwerke. In den letzten Jahren wurden von den Kraftwerksbauern "schlüselfertige" GuD-Anlagen entwickelt, die in standardisierten Ausführungen bestellt werden können. Auf dem Markt gab es um das neue Produkt "schlüselfertiges GuD-Kraftwerke" einen harten Wettbewerb, in dessen Folge die Preise deutlich gesunken sind. Die Kostenentwicklung für die nächsten Jahren ist schwer abzusehen, da die Prozesse und Komponenten noch weiter verbessert werden und es auf dem Markt eine hohe Nachfrage nach Gasturbinen und GuD-Anlagen gibt.

In Tabelle 4 sind verschiedene Literaturangaben zu den Investitionskosten aufgeführt. Darin zeigt sich, daß die Investitionskosten in der Vergangenheit deutlich höher als heute eingeschätzt wurden. Auch in der Zukunft ist bei Gasturbinen und GuD-Anlagen eher mit Kostensenkungen zu rechnen.

---

<sup>3</sup> Zur Zeit wird eine Pilotanlage von der RWE Energie errichtet.

Tabelle 4: Investitionskosten für Erdgaskraftwerke

Quelle	Kraftwerkstyp	Jahr der Inbetriebnahme	spezifische Invest. kosten [DM/(kW <sub>el</sub> )]	Nettowirkungsgrad	Bemerkungen
<b>IKARUS 1994</b> (Preisbasis 1989)	Erdgas, GuD-Prozeß, 661,7 MW <sub>el</sub>	1989	1.054	55,1%	
	Erdgas, GuD-Prozeß, 777,5 MW <sub>el</sub>	2005	1.129	57,5%	
<b>VDEW 1998</b> (Preisbasis 1997)	Erdgas, GuD-Prozeß, 200 MW <sub>el</sub>	nach 1998	800-1000		telef. Auskunft
	Erdgas, GuD-Prozeß, Low-N <sub>OX</sub> -Brenner, 350 MW <sub>el</sub>	nach 1998	1.140	55,0%	FDE, etabliertes Kraftwerk
	Erdgas, GuD-Prozeß, Low-N <sub>OX</sub> -Brenner, 750 MW <sub>el</sub>	nach 1998	1.070	58,0%	FDE, etabliertes Kraftwerk
<b>RWI 1997</b> (nominale Preise)	Erdgas, GuD-Prozeß, 1300 MW <sub>el</sub>	1995	1.298	53,9%	
	Erdgas, GuD-Prozeß, 1300 MW <sub>el</sub>	2000	1.487	57,1%	
	Erdgas, GuD-Prozeß, 1300 MW <sub>el</sub>	2005	1.871	59,1%	
	Erdgas, GuD-Prozeß, 1300 MW <sub>el</sub>	2010	1.983	59,1%	
	Erdgas, Gasturbine	1995	941	35,1%	
	Erdgas, Gasturbine	2000	1.109	36,7%	
	Erdgas, Gasturbine	2005	1.365	38,4%	
	Erdgas, Gasturbine	2010	1.465	39,0%	
<b>EWI 1997:29</b> (nominale Preise)	Erdgas, GuD-Prozeß	1995	1.062		
	Erdgas, GuD-Prozeß, 200 MW <sub>el</sub>	1995	1.571		
	Erdgas, GuD-Prozeß, 600 MW <sub>el</sub>	1995	1.200		
	Erdgas, GuD-Prozeß, 800 MW <sub>el</sub>	1995	1.141		
	Erdgas, Gasturbine	1995	527		
<b>ABB 1998:14</b> (nominaler Preis)	Erdgas, GuD-Prozeß, 750 MW <sub>el</sub>	nach 1998	900	57,1%	
<b>Mirrlees-Black 96</b> (Preisbasis 1996)	Erdgas, Gasturbine	ab 1996	450		
	Erdgas, GuD-Prozeß	ab 1996	675		
<b>Pruschek 1996:448</b> (nominaler Preis)	Erdgas, GuD-Prozeß	ab 1996	850		
<b>Eigene Annahmen</b> (Preisbasis 1998, ohne Bauh.eig.leis.)	Erdgas, GuD-Prozeß, 800 MW <sub>el</sub>	2005	850	60,0%	GuD - 1
	Erdgas, GuD-Prozeß, 800 MW <sub>el</sub>	2005	750	57,0%	GuD - 2
	Erdgas, Gasturbine, 250 MW <sub>el</sub>	2005	500	39,0%	GT - 1

Quelle: Diverse Literaturangaben (Kommentare im Anhang 1), Eigene Annahmen

Mit einem einfachen Gasturbinenprozeß (GT - 1) kann aufgrund einer weiteren Verbesserung der Gasturbinentechnik bis zum Jahr 2005 in der Leistungsklasse von 250 MW<sub>el</sub> sicherlich ein Wirkungsgrad von 39 % mit relativ niedrigen Investitionskosten erreicht werden (vgl. Abschnitt 2.1.2). Die Investitionskosten sind in den vergangenen Jahren deutlich gesunken und lagen 1996 in dieser Leistungsklasse für alle Modelle bei ca. 350 DM/kW<sub>el</sub> für die Beschaffung der Komponenten (GTW Handbook 1996, S. 1-16). Hierin sind allerdings viele Leistungen wie das Engineering noch nicht enthalten, so daß sich insgesamt um 50 - 100 % höhere Investitionskosten ergeben (GTW Handbook 1996, S. 1-03). Hier werden ohne Bauherreneigenleistungen Investitionskosten von ca. 500 DM/kW<sub>el</sub> (Preisbasis 1998) angesetzt, die auch in der Größenordnung anderer aktueller Quellen liegen (EWI 1997, S. 29 und Mirrlees-Black 1996, Anhang 4). Das RWI (1997) setzt allerdings wesentlich höhere Investitionskosten bei geringeren Wirkungsgraden an. Wie bei den anderen Kraftwerkstypen wird davon ausgegangen, daß der höhere Wirkungsgrad durch technischen Fortschritt ohne eine Steigerung der Investitionskosten erreicht werden kann.

Es sei darauf hingewiesen, daß mit einer Zwischenkühlung und Zwischenüberhitzung wesentlich höhere Wirkungsgrade erreicht werden können. Auf die Betrachtung einer solchen "fortschrittlichen" Variante wird hier verzichtet, da eine belastbare Abschätzung der Investitionskosten schwierig ist. Bis zum Jahr 2005 wird der Wirkungsgrad von GuD-Kraftwerken aller Voraussicht nach von heute ca. 58 % auf über 60 % angestiegen sein. Für das Szenario GuD - 1 wird eher vorsichtig ein Wirkungsgrad von 60 % angesetzt. Die Investitionskosten für GuD-Kraftwerke in der großen Leistungsklasse liegen den überwiegenden Literaturquellen zufolge zur Zeit noch bei über 1.000 DM/kW<sub>el</sub>, wobei hierin ein Teil der Bauherreneigenleistungen inbegriffen ist.

Das GTW Handbook (1996, S. 1-16) nennt für schlüsselfertige Kraftwerke in der Leistungsklasse um 700 MW<sub>el</sub> je nach Wirkungsgrad Investitionskosten zwischen 400 und 500 US\$/kW<sub>el</sub> (hierin ist ein Teil der Bauherreneigenleistungen enthalten). Bei einem durchschnittlichen DM/US\$-Kurs von 1,55 im Jahr 1996 (StBA 1997, S. 643) ergeben sich hieraus für Anlagen mit einem Wirkungsgrad von 57 % Investitionskosten von 775 DM/kW<sub>el</sub>. In den meisten Literaturquellen werden die Investitionskosten allerdings höher eingeschätzt (VDEW 1998, RWI 1997). Zwei mögliche Gründe könnten darin liegen, daß es erstens gerade 1996 einen sehr harten Preiswettbewerb zwischen den Herstellern gab und zweitens einige Kosten in Deutschland höher sind, als im GTW Handbook angegeben. Die Investitionskosten werden daher im Ausgangsszenario GuD - 1 ohne Bauherreneigenleistungen auf 850 DM/kW<sub>el</sub> geschätzt (Preisbasis 1998).

Ein Vergleich einzelner Hersteller zeigt, daß die effizienteren Modelle mit einem um 3 - 5 Prozentpunkte besseren Wirkungsgrad ca. 50 - 70 US\$/kW<sub>el</sub> teurer als die weniger effizienten Modelle sind. Neben dem Szenario GuD - 1 wird daher im Szenario GuD - 2 eine Anlage mit einem geringeren Wirkungsgrad von 57 % und geringen Investitionskosten von 750 DM/kW<sub>el</sub> betrachtet.

### 3.2.7 Atomkraftwerke

Die Investitionskosten für zukünftige Atomkraftwerke, insbesondere den EPR, werden in der Literatur recht unterschiedlich eingeschätzt (Tabelle 5). Hierin kommt zum Ausdruck, daß es bei Atomkraftwerken eine hohe Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlichen zukünftigen Kosten gibt. Dies gilt nicht nur für die Investitionskosten, sondern in noch größerem Maße für die Rückbaukosten und die Kosten zur Brennstoffentsorgung. Daher wird in zwei "extremen" Szenarien eine günstige Entwicklung aller Kosten einer ungünstigen Entwicklung gegenübergestellt.

Tabelle 5: Investitionskosten für Atomkraftwerke

Quelle	Kraftwerkstyp	Jahr der Inbetriebnahme	spezifische Invest. kosten [DM/(kW <sub>el</sub> )]	Netto-wirkungs-grad	Bemerkungen
OECD 1993:63ff (Preisbasis 1991)	Atomkraftwerk, Druckwasserreaktor, 1258 MW <sub>el</sub>	2000	5.459	33,0%	5% realer Zinssatz (inkl. Zinsen Bauzeit)
	Atomkraftwerk, Druckwasserreaktor, 1258 MW <sub>el</sub>	2000	6.185	33,0%	10% realer Zinssatz (inkl. Zinsen Bauzeit)
VDEW 1998 (Preisbasis 1997)	Atomkraftwerk, EPR-Reaktor, 1500 MW <sub>el</sub>	?	2.500-2.800		telef. Auskunft
RWI 1997 (nominale Preise)	Atomkraftwerk, 1300 MW <sub>el</sub>	1995	4.227	33,0%	
	Atomkraftwerk, 1300 MW <sub>el</sub>	2000	4.862	33,0%	
	Atomkraftwerk, 1300 MW <sub>el</sub>	2005	6.274	34,1%	
	Atomkraftwerk, 1300 MW <sub>el</sub>	2010	6.478	34,1%	
EWI 1997:29 (nominale Preise)	Atomkraftwerk, 1300 MW <sub>el</sub>	1995	3.881		
Peter 1995:213 (Preisbasis 1993)	Atomkraftwerk, EPR-Reaktor, 1528 MW <sub>el</sub>	?	3.300	36,0%	
Fischer 1997 (nominale Preise)	Atomkraftwerk, EPR-Reaktor, 1530 MW <sub>el</sub>	?	2.800		Serienproduktion, NW vom 17.10.97
Eigene Annahmen (Preisbasis 1998, ohne Bauherren-eigenleistungen)	Atomkraftwerk, EPR-Reaktor, 1530 MW <sub>el</sub>	2005	2.800	36,0%	AKW - 1, günstige Kostenentwicklung
	Atomkraftwerk, EPR-Reaktor, 1530 MW <sub>el</sub>	2005	4.000	36,0%	AKW - 2, ungünstige Kostenentwicklung

Quelle: Diverse Literaturangaben (Kommentare im Anhang 1), Eigene Annahmen

Die Investitionskosten für den EPR betragen im günstigsten Fall nach Fischer (Nucleonics Week vom 01.05.1997) 2.800 DM/kW<sub>el</sub>, wenn weitere Kostenreduktionen gelingen und der Reaktor serienmäßig bestellt wird. Für den ungünstigen Fall werden 4.000 DM/kW<sub>el</sub> angenommen. Dieser "ungünstige" Wert liegt noch deutlich unter den Einschätzungen der OECD (1993, S. 63 ff) und des RWI (1997).

### 3.3 Betriebskosten

Unter Betriebskosten werden hier alle während des Betriebs anfallenden Kosten außer den Brennstoffkosten und den Aufwendungen für Ökosteuern verstanden. Unterschieden wird dabei zwischen fixen und variablen Betriebskosten.

Nach dem Verfall der Brennstoffpreise in den achtziger Jahren haben die Betriebskosten an Bedeutung gewonnen und nehmen teilweise bis zu 30 % der Stromgestehungskosten ein (vgl. auch OECD 1995, S. 13,16).

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten wird davon ausgegangen, daß die Betriebskosten mit der Zeit real steigen (Tsatsaronis 1996). Dabei ist zu beachten, daß sich die einzelnen Kostenarten über die Betriebszeit unterschiedlich entwickeln werden. Bei den Instandhaltungs- und Wartungskosten kann mit einer erheblichen Kostensteigerung gerechnet werden, da die Reparaturanfälligkeit der Anlage mit ihrem Alter stark zunimmt. Hingegen hängt die Entwicklung der Personalkosten von der Lohnentwicklung und der Höhe der Sozialversicherungsbeiträge ab. In dieser Arbeit wird mit einer über den Betriebszeitraum konstanten jährlichen

Steigerungsrate für die gesamten (fixe und variable) Betriebskosten gerechnet. Mit dieser jährlichen Kostensteigerungsrate wird die zukünftige Entwicklung der einzelnen Betriebskostenarten zusammengefaßt abgeschätzt. Für alle Kraftwerkstypen wird eine nominale Kostensteigerungsrate von 3,25 % angesetzt. Dieser Wert folgt Angaben der VDEW (1987): Darin wird für Instandhaltungskosten und Versicherungen ein Wert von 3,25 %, für die Lohnkostenverteuerung 3,5 %, für die Materialkostenverteuerung 3 % und für die DENOX-Katalysatoren eine Kostensteigerung von 3 % verwendet.

### 3.3.1 Fixe Betriebskosten

Die fixen Betriebskosten sind unabhängig von der produzierten Strommenge. Zu ihnen zählen

- Personalkosten,
- Instandhaltungs- und Wartungskosten,
- Steuern und Versicherungen.

Die fixen Betriebskosten hängen wesentlich von dem Typ und der Größe des Kraftwerks, also der installierten Nettoleistung ab. In einigen Literaturquellen werden Teile der jährlichen fixen Betriebskosten als Prozentsatz der Investitionssumme abgeschätzt (IKARUS 1994). Hierbei wird offensichtlich sehr vereinfachend unterstellt, daß zwischen der Investitionssumme und den jährlichen fixen Betriebskosten ein linearer Zusammenhang besteht. Andere Quellen beziehen die fixen Betriebskosten auf die installierte Nettoleistung oder machen lediglich pauschale Angaben über die gesamten (fixe und variable) Betriebskosten eines konkreten Kraftwerkstyps bei einer gegebenen Anlagenauslastung (VDEW 1998, OECD 1993). Tabelle 6 gibt einen Überblick über die Angaben in der Literatur.

Tabelle 6: Fixe Betriebskosten

Quelle	Kraftwerkstyp	Jahr der Inbetriebnahme	Personalstärke [Cap]	spezifische Personalk. [DM/(Cap*a)]	Instandhalt.- u. Wartungskosten [DM/(kW <sub>el</sub> *a)]	fixe Betriebskosten insges. [DM/(kW <sub>el</sub> *a)]
IKARUS 1994 (Preisbasis 1989)	Steinkohle, Staubfeuerung 600 MW <sub>el</sub>	1989	220	80.000	38	118
	Steinkohle, GuD-Prozeß mit integr. Kohlevergasung, 187,5 MW <sub>el</sub>	2005	180	95.000	56	218
	Steinkohle, Staubfeuerung mit überkrit. Damofparametern, 600 MW <sub>el</sub>	2005	220	95.000	48	146
	Braunkohle, Staubfeuerung 800 MW <sub>el</sub>	1989	260	80.000	45	133
	Braunkohle, Staubfeuerung mit überkrit. Dampfparametern, 800 MW <sub>el</sub>	2005	260	95.000	55	154
	Gas, GuD-Prozeß, 661,7 MW <sub>el</sub>	1989	80	80.000	16	52
	Gas, GuD-Prozeß, 777,5 MW <sub>el</sub>	2005	80	95.000	17	55
OECD 1993:63ff (Preisbasis 1991)	Steinkohle, überkritische Staubfeuerung, 700 MW <sub>el</sub>	2000	-	-	-	151
OECD 1995:87 (Preisbasis 1991)	Atomkraftwerk, Druckwasserreaktor, 1258 MW <sub>el</sub>	2000	-	34.041 (TDM/a insg.)	-	136 (inkl. var. Kosten)
RWI 1997:12 (Preisbasis: Jahr der Inbetriebnahme)	Steinkohle, 2 x 650 MW <sub>el</sub>	1995-2010	130	99.436		
	Braunkohle, 2 x 650 MW <sub>el</sub>	1995-2010	130	99.436		
	Atomkraftwerk, 1300 MW <sub>el</sub>	1995-2010	110	99.436		
	Gas, GuD-Prozeß, 1300 MW <sub>el</sub>	1995-2010	66	99.436		
	Gas, Gasturbine, insg. 1300 MW <sub>el</sub>	1995-2010	ca. 20	99.436		
VDEW 1987 (Preisbasis 1987)	Steinkohle, Staubfeuerung, 700 MW <sub>el</sub>	1990	220	80.000	35	65
	Atomkraftwerk, 1256 MW <sub>el</sub>	1990	330	90.000	42	78
ATW 1992:284 (Preisbasis 1990)	Atomkraftwerke BRD	?			76 (ohne Personal)	
EWI 1997:47 (Preisbasis 1994)	Atomkraftwerke BRD	bestehende Typen		62,50 (DM/kW <sub>el</sub> )		
ABB 1998 (Preisb. unbekannt)	Steinkohle, 400 MW <sub>el</sub>	nach 1998	70			
	Gas, GuD-Prozeß, 400 MW <sub>el</sub>	nach 1998	30			
Mirrlees-Black 96 (Preisbasis 1994)	Gas, Gasturbinen und GuD-Prozesse					30
Peter 1995:213 (Preisbasis 1993)	Atomkraftwerk, EPR-Reaktor, 1528 MW <sub>el</sub>	?	320	115.000	50	89
	Steinkohle, 700 MW <sub>el</sub>	?	230	100.000	40	60
Eigene Annahmen (Preisbasis 1991)	Steinkohle (SK - 1), Staubfeuerung, 900 MW <sub>el</sub>	2005	150	91.819	40	60
	Steinkohle (SK - 2), GuD-Prozeß mit integr. Kohlevergasung, 900 MW <sub>el</sub>	2005	230	91.819	55	84
	Braunkohle (BK - 1), Staubfeuerung, 950 MW <sub>el</sub>	2005	200	91.819	58	83
	Braunkohle (BK - 2), Staubfeuerung, mit Vortrocknung, 950 MW <sub>el</sub>	2005	240	91.819	65	94
	Braunkohle (BK - 3), Staubfeuerung, mit Vortrocknung, 950 MW <sub>el</sub>	2005	240	91.819	80	108
	Atomkraftwerk (AKW - 1), EPR-Reaktor, 1530 MW <sub>el</sub>	2005	320	104.936	46	78
	Atomkraftwerk (AKW - 2), EPR-Reaktor, 1530 MW <sub>el</sub>	2005	320	104.936	100	137
	Erdgas (GT - 1), Gasturbine, 250 MW <sub>el</sub>	2005	20	91.819	10	18
	Erdgas (GuD - 1 und 2), GuD-Prozesse, 800 MW <sub>el</sub>	2005	50	91.819	18	26

Quelle: Diverse Literaturangaben (Kommentare im Anhang 1), Eigene Annahmen

### 3.3.1.1 Personalkosten

Die Personalkosten ergeben sich aus der geschätzten Personalstärke und den durchschnittlichen spezifischen Personalkosten.

#### Spezifische Personalkosten

In der IKARUS-Studie (1994) werden die spezifischen Personalkosten für Anlagen, die in 2005 in Betrieb gehen auf 95.000 DM/(Cap \* a) (Preisbasis 1989) geschätzt. Das RWI (1997, S. 12) ermittelt mit einem durchschnittlichen Nominallohn von 41,85 DM, einem Sozialversicherungstarif von 35% und einer durchschnittlichen Arbeitszeit von 1.760 h/a spezifische Personalkosten von 99.436 DM/(Cap \* a). Peter (1995, S. 213) rechnet mit 100.000 DM/(Cap \* a) für ein neues Steinkohlekraftwerk (Preisbasis 1993).

In Anlehnung an diese Quellen werden die spezifischen Personalkosten für das Jahr 1998 auf 105.000 DM/(Cap \* a) in fossil befeuerten Kraftwerken geschätzt. Bei einer nominalen jährlichen Lohnsteigerung von 3,5 % errechnen sich im ersten Betriebsjahr 2005 reale spezifische Personalkosten von 91.819 DM/(Cap \* a) (Preisbasis 1991).

Die spezifischen Personalkosten werden in Atomkraftwerken höher angesetzt als in fossil befeuerten Kraftwerken. Die VDEW (1987, Anhang 2) setzt für Steinkohlekraftwerke, die im Jahr 1990 in Betrieb gehen, 80.000 DM/(Cap \* a) an, für Atomkraftwerke wird mit 90.000 DM/(Cap \* a) gerechnet (Preisbasis 1987). Peters (1995, S. 213) geht von 115.000 DM/(Cap \* a) in Atomkraftwerken gegenüber 100.000 DM/(Cap \* a) in einem Steinkohlekraftwerk aus. Hier wird für das Jahr 1998 in Atomkraftwerken ein nominaler Lohnsatz von 120.000 DM/(Cap \* a) festgesetzt. Dies entspricht bei einer nominalen jährlichen Lohnsteigerung von 3,5 % realen spezifischen Personalkosten im ersten Betriebsjahr 2005 von 104.936 DM/(Cap \* a) (Preisbasis 1991).

#### Personalbedarf

Der Personalbedarf in großen Steinkohlekraftwerken wird auf 150 Mitarbeiter geschätzt. In neuen Braunkohlekraftwerken liegt der Personalbedarf mit 200 Mitarbeitern etwas höher, in großen GuD-Kraftwerken mit 50 Mitarbeitern deutlich niedriger. Anlagen mit einfachen Gasturbinenprozessen kommen mit ca. 20 Mitarbeitern aus. Für den Betrieb eines GuD-Prozesses mit integrierter Steinkohlevergasung werden in großen Anlagen deutlich mehr Mitarbeiter benötigt. Der Personalbedarf wird für diesen Fall (SK - 2) auf 230 Mitarbeiter geschätzt. Ähnliches gilt für die ein Braunkohlekraftwerk mit zusätzlicher Vortrocknung (240 Mitarbeiter).

Für Atomkraftwerke variieren die Angaben zum Personalbedarf beachtlich. Das EWI (1997, S. 46) hat auf Grundlage einer Bilanzanalyse verschiedener deutscher Unternehmen für die Personalkosten in Atomkraftwerken einen leistungsbezogenen Wert von 62,50 DM/kW<sub>el</sub> ermittelt. Dieser Ansatz ist recht hoch und gilt so nur für Betreibergesellschaften.<sup>4</sup> Andere Quellen nennen niedrigere Personalkosten. Aus den Angaben der VDEW (1987, Anhang 2) berechnet sich ein Wert von 23,65 DM/kW<sub>el</sub><sup>5</sup> für ein Atomkraftwerk, das 1990 in Betrieb geht (Preisbasis

<sup>4</sup> In einem Kraftwerk mit 1.500 MW elektrischer Leistung und spezifischen Personalkosten von 120.000 DM/(Cap \* a) entspricht dieser Wert ca. 780 Mitarbeitern.

<sup>5</sup> Dieser Wert beruht auf folgenden Annahmen: 1.256 MW<sub>el</sub>, 330 Personen, 90.000 DM/(Cap \* a)

1987). Das RWI geht nur von einem Personalbedarf von 110 Personen aus - was meines Erachtens zu wenig ist - und kommt so auf spezifische Personalkosten von 8,41 DM/kW<sub>el</sub> (RWI 1997, S. 12). Peter (1995, S. 213) rechnet für den EPR mit einem Personalbedarf von 320 Personen. Diese Abschätzung wird hier verwendet. Hieraus ergeben sich spezifische Personalkosten von 24,10 DM/kW<sub>el</sub>. Dieser Wert deckt sich gut mit den Angaben der OECD (1995, S. 87) über 27 DM/kW<sub>el</sub> Preisbasis (1991) und der Schätzung des VDEW (1987, Anhang 2).

### 3.3.1.2 Instandhaltungs- und Wartungskosten

Die Instandhaltungs- und Wartungskosten werden häufig spezifisch angegeben (vgl. Tabelle 6).

Für große *Steinkohlekraftwerke* mit Staubfeuerung liegen die spezifischen Instandhaltungs- und Wartungskosten bei ca. 40 DM/kW<sub>el</sub> (Preisbasis 1991, vgl. Peter 1995, S. 213; IKARUS 1994 und VDEW 1987). Bei einer Vergasung der Steinkohle fallen höhere Betriebskosten von ca. 55 DM/kW<sub>el</sub> an (vgl. IKARUS 1994).

Für große *Braunkohlekraftwerke* ohne Vortrocknung (BK - 1) werden nach IKARUS (1994) 58 DM/kW<sub>el</sub> angesetzt. Bei Anwendung der Vortrocknung kann eine weitere Kostensteigerung bei den Instandhaltungs- und Wartungskosten erwartet werden. Im günstigen Fall (BK - 2) liegen die Kosten bei 65 DM/kW<sub>el</sub>, im ungünstigen Fall (BK - 3) bei 80 DM/kW<sub>el</sub>.

Mirrlees-Black (1996, Anhang 4) nennt für die gesamten fixen Betriebskosten von Gasturbinen und GuD-Anlagen 30 DM/kW<sub>el</sub>. Hiervon dürften die Instandhaltungs- und Wartungskosten den größten Anteil einnehmen. Sie werden auf 18 DM/kW<sub>el</sub> für *GuD-Anlagen* und 10 DM/kW<sub>el</sub> für *Gasturbinen* geschätzt (vgl. auch IKARUS 1994).

Im Jahrbuch der Atomwirtschaft werden die übrigen fixen Betriebskosten ohne Personalkosten für *Atomkraftwerke* auf 75,90 DM/(kW<sub>el</sub> \* a) (Preisstand 1990) beziffert (ATW 1992, S. 284). Dabei dürfte neben der Versicherung der größte Anteil auf die Instandhaltungs- und Wartungskosten entfallen. Der VDEW hat auf der Preisbasis von 1987 42 DM/kW<sub>el</sub> veranschlagt. Peter (1995, S. 213) nennt 50 DM/kW<sub>el</sub> für den EPR (Preisbasis 1993). Dieser Wert wird für den Fall einer günstigen Kostenentwicklung zugrunde gelegt (46,5 DM/kW<sub>el</sub> auf Preisbasis von 1991). Im Fall einer ungünstigen Kostenentwicklung (AKW - 2) werden 100 DM/kW<sub>el</sub> veranschlagt. Damit soll der Tatsache Rechnung getragen werden, daß bei Atomkraftwerken häufig Sondernachrüstungen notwendig werden und in anderen Quellen höhere Betriebskosten genannt werden (ATW 1992, S. 284, OECD 1995, S. 87).

### 3.3.1.3 Steuern und Versicherungen

Die Steuerlast, die mit dem Betrieb eines Kraftwerks verbunden ist, läßt sich nur schwierig abschätzen, da hierfür nicht die Abschreibung des einzelnen Kraftwerks, sondern die Gewinnsituation des gesamten Unternehmens entscheidend ist. Dabei spielen die Abschreibungsmodi eine wichtige Rolle. Körperschaftssteuern werden in dieser Arbeit deshalb nicht berücksichtigt.

In der Literatur sind allerdings einige Schätzungen anzutreffen. In der IKARUS-Studie wird die jährliche Steuerlast für alle Kraftwerkstypen sowohl für das Jahr 1989 als auch für das Jahr 2005 auf 2,3% der Investitionssumme geschätzt (IKARUS 1994).

Die jährlichen Kosten für *Versicherungen* werden als Prozentsatz der Investitionssumme abgeschätzt. Die IKARUS-Studie (1994) veranschlagt 0,2 % der Investitionssumme für alle Kraftwerkstypen (keine AKW), die RWI-Studie (1997) verbucht für die Haftpflichtversicherung von AKW 0,25 % der Investitionssumme. Die VDEW veranschlagt 0,31 % der Investitionssumme für das Steinkohlekraftwerk und 0,36 % für das Atomkraftwerk (VDEW 1987, Anhang 2). Peter (1995, S. 213) rechnet mit 14,9 DM/(kW<sub>el</sub> \* a) für den EPR und mit 4,7 DM/(kW<sub>el</sub> \* a) für ein Steinkohlekraftwerk. Dies entspricht in der Beispielrechnung 0,45 % der Investitionssumme für den EPR und 0,2 % für das Steinkohlekraftwerk.

In Anlehnung an diese Zahlen werden für die jährlichen Versicherungskosten fossil befeuerter Kraftwerken 0,25 % der Investitionssumme veranschlagt. Die jährlichen Versicherungskosten für den EPR werden auf 0,45 % der Investitionssumme geschätzt.

### 3.3.2 Variable Betriebskosten

Die variablen Betriebskosten hängen ausschließlich von der produzierten Strommenge ab. Vorwiegend handelt es sich um Beschaffungskosten für Hilfs- und Betriebsstoffe, daneben können noch variable Instandhaltungs- und Wartungskosten anfallen, z.B. Kosten für einen Katalysatorwechsel.

Die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe werden aus einer Stoffstromanalyse des Kraftwerksentwurfs bestimmt. Dabei werden die Erlöse oder Kosten aller Ströme (außer dem Brennstoff) berechnet. Dies ist jedoch nur für konkrete Kraftwerksausführungen möglich. Auch diese Kosten müssen deshalb anhand von Literaturangaben abgeschätzt werden (Tabelle 7).

Tabelle 7: Variable Betriebskosten

Quelle	Kraftwerkstyp	Jahr der Inbetriebnahme	spezifische variable Betriebskosten [DM/(MWh*a)]
<b>IKARUS 1994</b> (Preisbasis 1989)	<b>Steinkohle</b> , Staubfeuerung, 600 MW <sub>el</sub>	1989	3,75
	<b>Steinkohle</b> , GuD-Prozeß mit integr. Kohlevergasung, 187,5 MW <sub>el</sub>	2005	5,72
	<b>Steinkohle</b> , Staubfeuerung mit überkrit. Dampfparametern, 600 MW <sub>el</sub>	2005	3,83
	<b>Braunkohle</b> , Staubfeuerung, 800 MW <sub>el</sub>	1989	4,88
	<b>Braunkohle</b> , Staubfeuerung mit überkrit. Dampfparametern, 800 MW <sub>el</sub>	2005	5,59
	<b>Gas</b> , GuD-Prozeß, 661,7 MW <sub>el</sub>	1989	1,00
	<b>Gas</b> , GuD-Prozeß, 777,5 MW <sub>el</sub>	2005	1,00
<b>OECD 1993:63ff</b> (Preisbasis 1991)	<b>Steinkohle</b> , überkritische Staubfeuerung, 700 MW <sub>el</sub>	2000	4,02
<b>RWI 1997:12</b> (Preisb. unklar)	<b>Steinkohle</b> , 2 x 650 MW <sub>el</sub>	1995-2010	3,50
	<b>Braunkohle</b> , 2 x 650 MW <sub>el</sub>	1995-2010	3,50
	<b>Atomkraftwerk</b> , 1300 MW <sub>el</sub>	1995-2010	1,00
	<b>Gas</b> , GuD-Prozeß, 1300 MW <sub>el</sub>	1995-2010	2,00
<b>VDEW 1987</b> (Preisbasis 1987)	<b>Steinkohle</b> , Staubfeuerung, 700 MW <sub>el</sub>	1990	3,50
	<b>Atomkraftwerk</b> , 1256 MW <sub>el</sub>	1990	1,00
<b>Peter 1995:213</b> (Preisbasis 1993)	<b>Atomkraftwerk</b> , EPR-Reaktor, 1258 MW <sub>el</sub>	?	1,00
	<b>Steinkohle</b> , 700 MW <sub>el</sub>	?	3,00
<b>ATW 1992:284</b> (Preisbasis 1990)	<b>Atomkraftwerke BRD</b>	?	1,20
<b>Eigene Annahmen</b> (Preisbasis 1991)	<b>Steinkohle (SK - 1)</b> , Staubfeuerung, 900 MW <sub>el</sub>	2005	3,00
	<b>Steinkohle (SK - 2)</b> , GuD-Prozeß mit integr. Kohlevergasung, 900 MW <sub>el</sub>	2005	5,00
	<b>Braunkohle (BK - 1)</b> , Staubfeuerung, 950 MW <sub>el</sub>	2005	5,00
	<b>Braunkohle (BK - 2)</b> , Staubfeuerung, mit Vortrocknung, 950 MW <sub>el</sub>	2005	4,50
	<b>Braunkohle (BK - 3)</b> , Staubfeuerung, mit Vortrocknung, 950 MW <sub>el</sub>	2005	4,50
	<b>Erdgas (GuD - 1 und 2, GT - 1)</b> , Gasturbine und GuD-Prozesse	2005	1,00
	<b>Atomkraftwerke (AKW - 1 und 2)</b> , EPR-Reaktor, 1530 MW <sub>el</sub>	2005	1,20

Quelle: Diverse Literaturangaben (Kommentare im Anhang 1), Eigene Annahmen

In *Steinkohlekraftwerken* werden die variablen Betriebskosten bei einer Staubfeuerung auf 3,50 bis 4,02 DM/MWh<sub>el</sub> geschätzt (Preisbasis 1998). Hier werden nach den Schätzungen von RWI (1997) und VDEW (1998) auf der Preisbasis von 1991 3 DM/MWh<sub>el</sub> angesetzt. Für das Steinkohlekraftwerk mit integrierter Kohlevergasung liegen die variablen Betriebskosten um ca. 5 DM/MWh<sub>el</sub> höher (Preisbasis 1991).

*Braunkohlekraftwerke* haben aufgrund der aufwendigen Rauchgasreinigung höhere variable Betriebskosten als Steinkohlekraftwerke.<sup>6</sup> Für das Braunkohlekraftwerk BK - 1 werden 5 DM/MWh<sub>el</sub> angesetzt. Bei den Kraftwerken BK - 2 und BK - 3 kann durch den höheren Wirkungsgrad der Massendurchsatz reduziert werden. Hierdurch können die Aufwendungen für die Rauchgasreinigung gesenkt werden. Die variablen Betriebskosten sind etwas geringer und werden auf 4,50 DM/MWh<sub>el</sub> geschätzt.

*Erdgaskraftwerke* haben sowohl bei einer einfachen Gasturbine als auch bei einem GuD-Prozeß wesentlich geringere variable Betriebskosten, da auf die Rauchgasreinigung ganz verzichtet werden kann. Hier werden sowohl für einfache Gasturbinenprozesse als auch für GuD-Anlagen 1 DM/MWh<sub>el</sub> veranschlagt.

Die variablen Betriebskosten von *Atomkraftwerken* sind vergleichsweise niedrig und werden in der Literatur übereinstimmend mit ca. 1,00 - 1,20 DM/MWh<sub>el</sub> angegeben: Das Jahrbuch für Atomwirtschaft nennt 1,20 DM/MWh<sub>el</sub> (Preisstand 1990), der VDEW (Preisbasis 1987) und das RWI (Preisbasis nicht genannt) beziffern die variablen Betriebskosten auf 1,00 DM/MWh<sub>el</sub>. Hier werden die Angaben von VDEW und ATW verwendet, die inflationsbereinigt auf die Preisbasis 1991 beide bei etwa 1,20 DM/MWh<sub>el</sub> liegen (ATW 1992, S. 284; VDEW 1987; RWI 1997).

### **3.4 Abriß- und Rückbaukosten**

#### **3.4.1 Abrißkosten fossiler Kraftwerke**

Die Abrißkosten fossiler Kraftwerke belaufen sich nach der IKARUS-Studie (1994) auf 50 - 100 DM/kW<sub>el</sub> für alle Kraftwerkstypen. Peter (1995, S. 213) rechnet mit einem Wert von 71 DM/kW<sub>el</sub> für ein Steinkohlekraftwerk mit 700 MW elektrischer Nettoleistung. Hier wird ein Wert von 75 DM/kW<sub>el</sub> angesetzt.

#### **3.4.2 Rückbaukosten von Atomkraftwerken**

Das Öko-Institut (1998) hat in einem detaillierten Kostenmodell die Rückbaukosten eines Atomkraftwerks mit 1.400 MW elektrischer Bruttoleistung abgeschätzt.<sup>7</sup> Dabei wird von einer mittleren realen Kostensteigerung von 2 %/a für die gesamte Rückbauphase ausgegangen. Vom Ende des letzten Betriebsjahrs bis zur "grünen" Wiese vergehen 52 Jahre. Einzelheiten dieses Kostenmodells sind in Tabelle 8 aufgeführt.

---

<sup>6</sup> Es sei darauf hingewiesen, daß das RWI von gleich hohen variablen Betriebskosten ausgeht.

<sup>7</sup> Dies entspricht in etwa einer elektrischen Nettoleistung von 1.325 MW.

Tabelle 8: Rückbaukosten für Atomkraftwerke

	Anzahl Jahre	von Anfang	bis Ende	Mio. DM/a
<b>Nachbetriebsphase</b>	3	36	38	75,60
<b>Herstellung sicherer Einschluß</b>	2	39	40	26,40
<b>Betrieb sicherer Einschluß</b>	30	41	70	1,32
<b>Abbruch nuklear</b>	12	71	82	66,00
<b>Abbruch konventionell</b>	5	83	87	32,76
<b>Grundstücksunterhalt</b>	52	36	87	0,48
<b>Verwaltung Grundstück</b>	52	36	87	0,24

Quelle: Öko-Institut (1998), Preisbasis 1996, ohne reale Kostensteigerung

Bei Annahme einer realen Kostensteigerungsrate von 2 %/a werden die realen Rückbaukosten in den einzelnen Jahren auf Preisbasis von 1996 berechnet. Aus den Kosten aller Jahre kann ein Barwert am Ende der Betriebszeit gebildet werden. Der berechnete Barwert der Rückbaukosten am Ende der Betriebszeit hängt wesentlich von dem kalkulatorischen Zinssatz ab. Bei einer hohen Verzinsung fallen zukünftige Zahlungen weniger ins Gewicht, der Barwert der Rückbaukosten ist niedriger.

Nach der bisherigen Gesetzgebung können die AKW-Betreiber das zurückgestellte Kapital für den Rückbau des Kraftwerks reinvestieren oder anderweitig anlegen. Für diesen Fall wird angenommen, daß die Rückstellungen zu dem Referenzzinssatz von nominal 11,7 % angelegt werden können. Sollten die Rückstellungen in Zukunft bei einer neuen Gesetzgebung in einem Fonds angelegt werden, wäre eine niedrigere Verzinsung anzusetzen, die Zahlungen für den Rückbau des Kraftwerks würden mehr ins Gewicht fallen. Für diesen zweiten Fall wird eine nominale Verzinsung von 6 % unterstellt.

Tabelle 9: Spezifische Rückbaukosten für Atomkraftwerke

<b>Barwert am Ende der Betriebszeit [DM/kW<sub>el</sub>]</b>				
<b>Betriebs- zeit</b>	<b>Nominaler Zinssatz</b>			
	15,0%	11,7%	8,3%	6,0%
18	279	352	559	948
25	320	405	642	1.090
35	387	485	764	1.301
45	472	592	932	1.586

<b>Barwert im Jahr 2005 (Inbetriebnahme) [DM/kW<sub>el</sub>]</b>				
<b>Betriebs- zeit</b>	<b>Nominaler Zinssatz</b>			
	15,0%	11,7%	8,3%	6,0%
18	35	75	206	518
25	18	48	161	471
35	7	24	110	402
45	3	13	77	350

Quelle: Öko-Institut (1998), eigene Berechnungen, Preisbasis 1991, Inbetriebnahme 2005

In Tabelle 9 sind die spezifischen Rückbaukosten nach dem Modell des Öko-Instituts für verschiedene Zinssätze und Betriebszeiten aufgeführt. Dabei zeigt sich, daß der Zinssatz, mit dem die zukünftigen Zahlungen abdiskontiert werden, eine wichtige Rolle spielt. Mit einem Zinssatz von 11,7 % im Referenzfall ergeben sich spezifische Rückbaukosten von 485 DM/kW<sub>el</sub> am Ende der Betriebszeit. Dieser Wert wird für den Fall einer günstigen Kostenentwicklung (AKW - 1) verwendet. Im Fall einer ungünstigen Kostenentwicklung (AKW - 2) werden die Rückbaukosten mit 6 % nominal verzinst. Die spezifischen Rückbaukosten am Ende der Betriebszeit betragen dann 1.301 DM/kW<sub>el</sub>.

Andere Quellen beziffern Rückbaukosten in ähnlicher Größenordnung. Die VDEW (1987, Anhang 2) geht für eine Kraftwerk mit 1.256 MW elektrischer Nettoleistung von 380 Mio. DM Rückbaukosten zuzüglich 2 Mio. DM/a während der Nachbetriebsphase aus (Preisbasis 1987). Daraus ergeben sich spezifische Rückbaukosten von ca. 307 DM/kW<sub>el</sub>. Peter (1995, S. 213) rechnet mit Rückbaukosten von insgesamt 800 Mio. DM (524 DM/kW<sub>el</sub>) für den EPR (Preisbasis 1993). Aus diesen sehr unterschiedlichen Zahlen wird deutlich, wie viele Unsicherheiten hinsichtlich der Rückbaukosten von Atomkraftwerken bestehen.

## 4 Brennstoffpreisentwicklung

Die Entwicklung der Brennstoffpreise hat wesentlichen Einfluß auf die Stromgestehungskosten. Neben der allgemeinen Inflation unterliegen die Brennstoffpreise Veränderungen in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage am Weltmarkt. Auch wenn in den letzten Jahren die Preise für einige Energieträger gesunken sind, gehen die meisten Studien davon aus, daß die Brennstoffpreise in den nächsten Jahren real wieder steigen werden.

In diesem Kapitel werden Prognosen für die Preisentwicklung der Energieträger Erdgas und Steinkohle (Abschnitt 4.2), Braunkohle (Abschnitt 4.3) und Kernbrennstoffe (Abschnitt 4.4) definiert. Während die Entwicklung für Erdgas und Steinkohle wesentlich von dem internationalen Märkten abhängt, sind bei der Braunkohle die Förderkosten in dem jeweiligen Revier ausschlaggebend. Bei Kernbrennstoffen müssen neben den Preisen für Uran die Kosten für die Brennstoffaufbereitung und die Brennstoffentsorgung berücksichtigt werden.

### 4.1 Grundlage der Prognosen

Die in der Literatur anzutreffenden Prognosen über die Preisentwicklung der Brennstoffe basieren auf unterschiedlichen Annahmen. Um eine Vergleichbarkeit der Daten zu gewährleisten, werden sie auf folgender Grundlage betrachtet:

- *Preisbasis ist das Jahr 1991.* Mit Hilfe des Preisindex für die Lebenshaltung der Bundesrepublik werden Daten mit einer anderen Preisbasis auf das Jahr 1991 bezogen (StBA 1997, S. 643).
- *Alle Preise werden ohne Mehrwertsteuer angegeben.*
- *Die Erdgaspreise enthalten den gültigen Energiesteuersatz.* Seit 1989 wird in der Bundesrepublik eine Energiesteuer von 0,26 Pf/kWh auf Erdgas erhoben, die zum 01.07.1991 auf 0,36 Pf/kWh erhöht wurde. Daraus ergibt sich folgende Belastung:

Jahr	Steuersatz (nominal)	
	[DM/MWh]	[DM/GJ]
1989	2,60	0,72
1990	2,60	0,72
1991	3,10	0,86
1992 - 1997	3,60	1,00

Es wird angenommen, daß der Steuersatz für Erdgas nominal in den folgenden Jahren konstant bleibt, also real sinkt. Bei Einführung von Ökosteuern entfällt die bestehende Steuer.

- *Die durchschnittlichen Transportkosten bis zum Kraftwerk sind in den Preisen inbegriffen.* Grenzüberschreitungspreise oder Importpreise für bestimmte Häfen werden entsprechend korrigiert. Die Transportkosten werden auf Grundlage von Literaturquellen abgeschätzt (vgl. Abschnitt 4.2.1).
- *Langfristiger Wechselkurs für den US-Dollar von 1,70 DM/US\$.*

- *Lineare Interpolation zwischen den Referenzjahren.* In allen Prognosen werden Preise immer nur in bestimmten Referenzjahren (z.B. 2000, 2005, 2010) genannt. Zwischen diesen Jahren werden die Preise durch lineare Interpolation genähert.
- *Ausschließliche Betrachtung von Importsteinkohle.* Die Kosten für deutsche Steinkohle liegen erheblich über denen von importierter Steinkohle. Durch die Subventionierung der heimischen Steinkohle richten sich die Bezugspreise für die Kraftwerksbetreiber nach den Importpreisen. Dabei darf nicht außer acht gelassen werden, daß bei einer Verstromung heimischer Steinkohle die volkswirtschaftlichen Brennstoffkosten wesentlich größer sind.

Es ist schwierig, Vorhersagen über die Entwicklung der Brennstoffpreise in den nächsten 20 bis 30 Jahren zu treffen. Die Stromgestehungskosten werden deshalb auf Grundlage von drei unterschiedlichen Preisszenarien für jeden Brennstoff berechnet. Hierdurch kann in Sensitivitätsanalysen der Einfluß der Brennstoffpreisentwicklung auf die Stromgestehungskosten verdeutlicht werden.

In einem **Referenzszenario** wird die Preisentwicklung angenommen, die nach einer Auswertung der Literaturquellen am plausibelsten und wahrscheinlichsten gilt. In zwei weiteren Szenarien wird eine hohe bzw. eine niedrige Preisentwicklung unterstellt. Das **Szenario hohe Preisentwicklung** orientiert sich jeweils an den höchsten Preisprognosen in der Literatur, das **Szenario niedrige Preisentwicklung** an den niedrigsten Preisprognosen.

## 4.2 Erdgas und Steinkohle

Für die Preisentwicklung von Erdgas und Steinkohle gibt es in der Literatur zahlreiche Prognosen, da diese beiden Energieträger auf den Weltmärkten in großen Mengen gehandelt werden und wirtschaftlich von großer Bedeutung sind.

Eine Analyse der letzten 25 Jahre zeigt, daß sich der Erdgaspreis in der langfristigen Entwicklung an dem Preis von leichtem Heizöl (HEL) orientiert. Dieses Prinzip der Anlegbarkeit des Erdgaspreises an den Preis für leichtes Heizöl wird in nahezu allen Studien angenommen und mit der weitgehenden Substituierbarkeit dieser Energieträger begründet (Prognos 1995, S. 119; DIW 1994, S. 89; RWI 1997, S. 7; IEA 1996). Diese Tendenz gilt auch in abgeschwächter Form für den Steinkohlepreis. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die langfristige Entwicklung des DM/US\$-Kurses.

In einigen Studien wird betont, daß sich der Erdgaspreis für Kraftwerke in Zukunft möglicherweise von dem Ölpreis abkoppeln wird. Zwar gibt es auf dem Wärmemarkt eine Substituierbarkeit zwischen Heizöl und Erdgas, bei dem Bau neuer Kraftwerke wird heute jedoch meistens zwischen den Energieträgern Kohle und Erdgas entschieden. Insofern ist es möglich, daß der Erdgaspreis für Kraftwerke sich an die langfristige Entwicklung des Steinkohlepreises anlegt oder ganz unabhängig wird.

Für die Jahre 1990 bis 1996 werden den drei eigenen Szenarien (Referenzszenario, hohe Preisentwicklung, niedrige Preisentwicklung) die tatsächlichen Preise zugrunde gelegt. Die Preise für Kraftwerke werden von der International Energy Agency vierteljährlich dokumentiert (IEA 1997(3), S. 165).

### 4.2.1 Transportkosten

Die Importsteinkohle wird von den Importhäfen überwiegend mit Binnenschiffen und zum Teil mit der Eisenbahn zu den Standorten der Kraftwerke gebracht.

Nach Angaben des Vereins deutscher Kohlenimporteure (VdKI 1997, S. 34) liegen die Transportkosten von den Häfen zum Kraftwerk bei den meisten Standorten zwischen 9 und 13 DM/t, für einen ungünstigen Standort werden Kosten von 21,50 DM/t angegeben. Bei einem Heizwert von knapp 29,3 GJ/t (1 t hat den Energiegehalt von 1 SKE) ergeben sich daraus Kosten von 0,31 - 0,73 DM/GJ. Über den Schienenweg werden keine Kostenangaben gemacht.

Die International Energy Agency beziffert die Transportkosten für Steinkohle im Inland auf ungefähr 10 DM/t. Dies entspricht 0,34 DM/GJ (IEA 1997(3), S. 170).

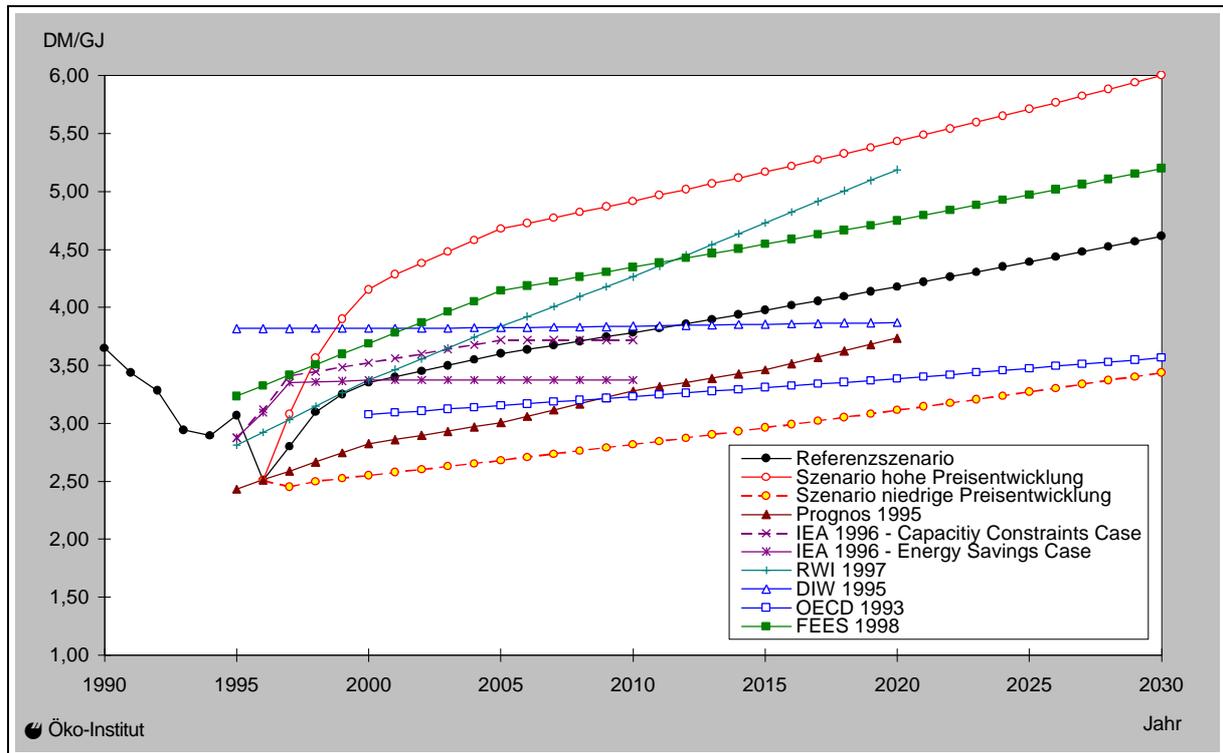
Für die durchschnittlichen Transportkosten für Importsteinkohle von der Grenze oder den Importhäfen in den Niederlanden und Belgien zu den Standorten der Kraftwerke und für heimische Steinkohle werden hier einheitlich 0,40 DM/GJ angesetzt. Dieser Wert trifft nach dem Verein deutscher Kohlenimporteure für die meisten Standorte an größeren Binnengewässern zu und liegt in der Größenordnung der Angabe der IEA. Für ungünstigere Standorte können sich wesentlich höhere Transportkosten ergeben.

Auf die Transportkosten für **Erdgas** von der Grenze zu den Standorten der Kraftwerke weist Prognos (1995, S. 408) hin. Der Marktpreis für Kraftwerke betrug im 1. Quartal 1995 1,92 Pf/kWh, der Grenzübergangspreis lag bei 1,33 Pf/kWh. Die Transport- und Verteilungsunternehmen berechnen den Differenzbetrag von 0,59 Pf/kWh. Dieser Wert wird im folgenden zum Vergleich der Prognosen in Abschnitt 4.2.3 verwendet.

### 4.2.2 Steinkohle

Abbildung 3 zeigt das Referenzszenario, das Szenario hohe Preisentwicklung und das Szenario niedrige Preisentwicklung sowie weitere Literaturangaben zur Preisentwicklung von Steinkohle.

Abbildung 3: Preisentwicklung von Steinkohle



Quelle: Eigene Prognosen und diverse Literaturangaben (Kommentare im Anhang 1), Preisbasis 1991, Angaben ohne Mehrwertsteuer, inkl. Transportkosten und Handelsspannen

Im **Referenzszenario** steigt der Steinkohlepreis bis zum Jahr 2005 auf 3,60 DM/GJ frei Kraftwerk (Preisbasis 1991). In den Folgejahren wird von einer realen jährlichen Preissteigerung von 1 % ausgegangen. Diese Einschätzung liegt damit unter den Angaben von FEES (1998), RWI (1997, S. 6), DIW (1995, S. 44) und über den Angaben von Prognos (1995, S. 128) und OECD (1993, S. 74).

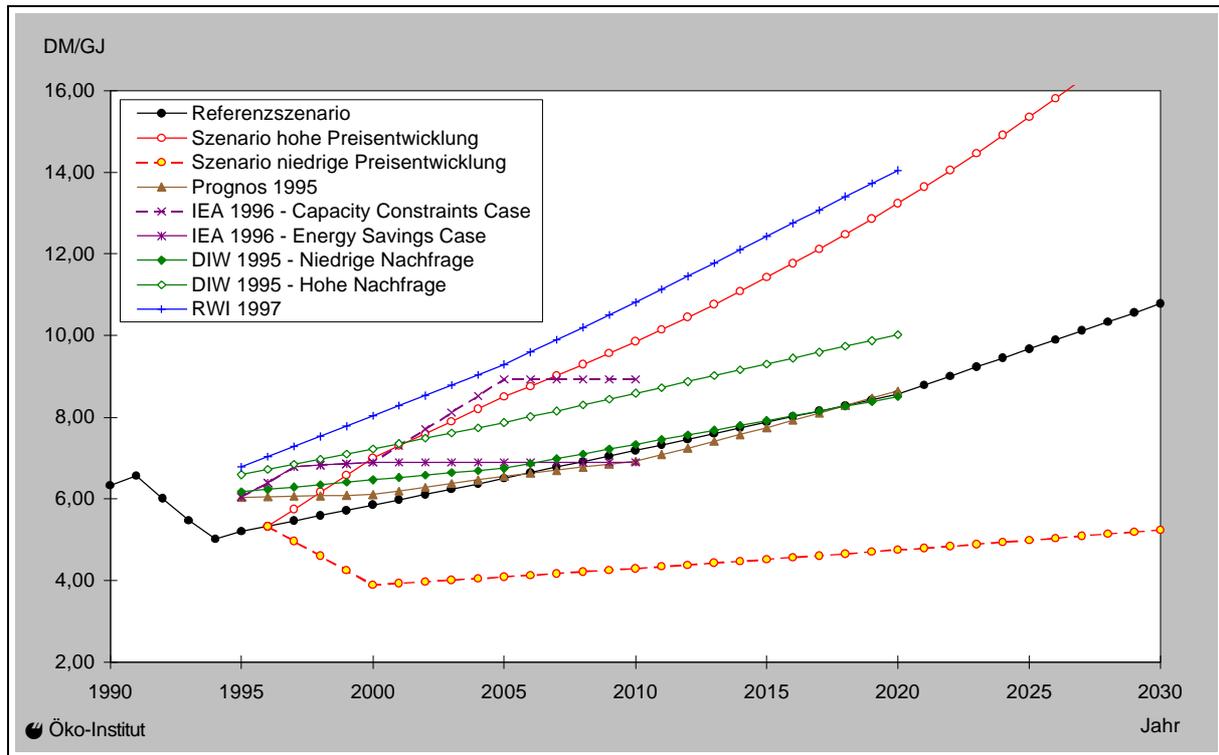
Das **Szenario hohe Preisentwicklung** geht von einem starken Preisanstieg in den Jahren 1997 bis 2000 aus, der unter anderem durch einen hohen Dollar-Kurs verursacht werden könnte. Im Jahr 2005 liegt der Preis mit 4,68 DM/GJ um 30 % über dem Preis im Referenzszenario. In den Folgejahren wird ebenfalls von einer realen jährlichen Preissteigerung von 1 % ausgegangen.

In dem Szenario **niedrige Preisentwicklung** steigen die Preise für Steinkohle kaum. Sie stagnieren bis 1998 um 2,50 DM/GJ steigen dann jährlich real um 1 % und liegen damit noch unter der niedrigen Prognose der OECD (1993, S. 74).

### 4.2.3 Erdgas

Abbildung 4 zeigt die eigenen Prognosen und Einschätzungen in der Literatur für die Preisentwicklung von Erdgas.

Abbildung 4: Preisentwicklung von Erdgas



Quelle: Eigene Prognosen und diverse Literaturangaben (Kommentare im Anhang 1), Preisbasis 1991, Angaben ohne Mehrwertsteuer, inkl. Erdgassteuer, Transportkosten und Handelsspannen

Bei der Preisentwicklung für **Erdgas** sprechen einige Gründe dafür, daß bis zum Jahr 2005 die Preise nur mäßig steigen werden. Prognos (1995, S. 405) rechnet in einer Analyse der Energiemärkte Osteuropas damit, daß die steigende Nachfrage in Europa durch zusätzliche Importe insbesondere aus Rußland leicht gedeckt werden kann. Hierfür werden ausreichende Transportkapazitäten bereitgestellt. Des weiteren wird die Deregulierung der Gaswirtschaft den Wettbewerbsdruck zwischen den Anbietern erhöhen und zu niedrigen Preisen beitragen. Es werden daher etwas niedrigere Preise als beim FEES angesetzt. Das **Referenzszenario** orientiert sich an den Schätzungen von Prognos (1995, S. 128).

Für den Fall einer **niedrigen Preisentwicklung** wird angenommen, daß der Preis nominal von 6,21 DM/GJ (= 2,23 Pf/kWh) im Jahr 1996 (IEA 1997(3), S. 165) bis auf 5 DM/GJ (= 1,80 Pf/kWh) im Jahr 2000 fällt und dann nur leicht mit 0,5 %/a steigt. Diese Einschätzung ist trotz höherer Prognosen anderer Studien bei der Erschließung weiterer Reserven in den GUS-Staaten als realistisch einzustufen. Schlemmermeier (1998) hält einen Verfall des Gaspreises auf unter 1,50 Pf/kWh (ohne Steuern) für möglich. Stern (1995) führt einen anhaltenden Preisverfall für Gas aus Rußland auf einen großen Gasüberschuß zurück, der durch den Zusammenbruch der russischen Industrie in den 90er Jahren entstanden ist. Nach dem Jahr 2000 könnten die Preise durch einen erhöhten Eigenverbrauch in Rußland leicht ansteigen.

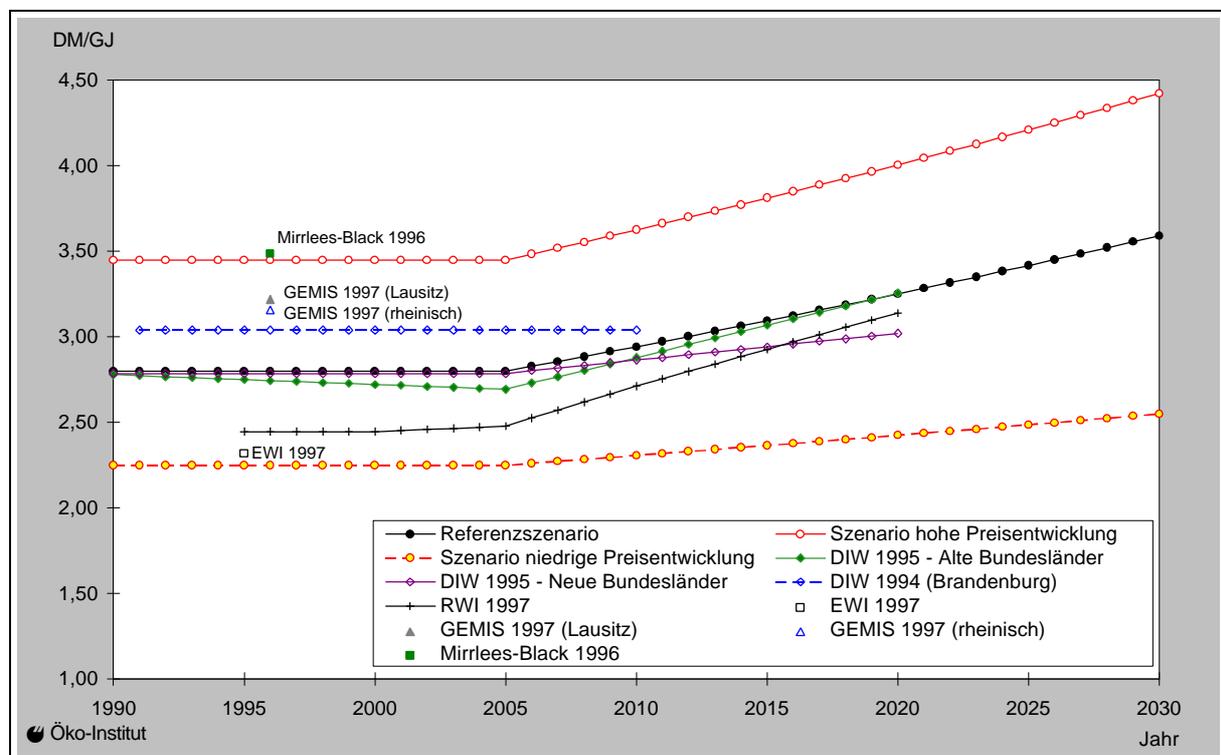
Bei einer **hohen Preisentwicklung** wird davon ausgegangen, daß der Preis für Erdgas durch eine erhöhte Nachfrage in der EU kurzfristig stark ansteigt und im Jahr 2005 8,50 DM<sub>1991</sub>/GJ erreicht. Danach wird eine reale Steigerung von 3 %/a unterstellt. Diese Prognose liegt damit

deutlich über den Einschätzungen anderer Studien, lediglich das RWI nimmt eine noch höhere Preisentwicklung an.

### 4.3 Braunkohle

Daten über die Förderkosten von Braunkohle sind wesentlich schwieriger zugänglich als die Preise für die übrigen fossilen Brennstoffe. Dies liegt daran, daß es sich hierbei nicht um Marktpreise handelt, da Braunkohle nicht gehandelt wird, sondern in unmittelbarer Nähe der Grube in den Kraftwerken verfeuert wird. Aus Gründen der betrieblichen Geheimhaltung werden diese Kosten häufig nicht bekanntgegeben. Alle Quellen beruhen daher auf einer Abschätzung der Förderkosten. Die folgende Abbildung 5 stellt die Förderkosten von Braunkohle nach den Literaturangaben und eigenen Szenarien vergleichend dar.

Abbildung 5: Förderkosten für Braunkohle



Quelle: Eigene Prognosen und diverse Literaturangaben (Kommentare im Anhang 1), Preisbasis 1991, Angaben ohne Mehrwertsteuer

Von dem DIW (1995, S. 58 und 70) werden die Gewinnungskosten für Braunkohle auf 25 bis 30 DM/t geschätzt. Nach dieser Studie erscheint "das technische Rationalisierungspotential weitgehend ausgeschöpft; Kostensenkungspotentiale werden im wesentlichen nur noch in den Bereichen Verwaltung und technische Dienste gesehen." Unterschieden wird zwischen Gewinnungskosten in den alten und den neuen Bundesländern (DIW 1995, S. 58 und 70).

Das RWI schätzt die mittelfristigen Förderkosten im Vergleich zum DIW etwas niedriger ein (RWI 1997, S. 6). In der langfristigen Prognose für das Jahr 2020 stimmen die beiden Quellen

in ihrer Schätzung gut überein. Beide Studien gehen von einer realen Preissteigerung ab dem Jahr 2005 aus.

Das EWI beziffert die Brennstoffkosten für Braunkohle im Jahr 1995 auf 22,40 DM/t (EWI 1997, S. 21). In der GEMIS-Datenbank des Öko-Instituts (1997) finden sich Daten von der LAUBAG und der Rheinbraun AG, die etwas höher liegen als die Angaben aus den anderen Quellen. Danach liegen die Förderkosten für ostdeutsche Rohbraunkohle in der Lausitz bei 3,75 DM/GJ und im rheinischen Gebiet bei 3,86 DM/GJ (Preisbasis 1996). Auch Mirrlees-Black (1996, S. 18) berechnet in einer Analyse für die Dresdner Bank höhere Brennstoffkosten bei der RWE Energie von 4,06 DM/GJ auf Preisbasis von 1996. Da in dieser Berechnung noch nicht der Eigenverbrauch der Förderanlagen inbegriffen ist, liegen nach Angaben des Autors die tatsächlichen Kosten noch über diesem Wert.

Abbildung 5 verdeutlicht, daß die Einschätzung der Förderkosten in der Literatur selbst in der Vergangenheit für die gleichen Reviere unterschiedlich ausfällt. Dieser Unsicherheit soll dadurch Rechnung getragen werden, daß in den eigenen Szenarien auch für die Vergangenheit höhere bzw. niedrigere Förderkosten veranschlagt werden. Hierdurch wird eine mögliche Bandbreite der Förderkosten abgedeckt.

Das **Referenzszenario** orientiert sich an den Werten des DIW (1995, S. 58 und 70), die im Vergleich zu anderen Quellen etwa in der Mitte einzuordnen sind. Die Angaben in der GEMIS-Datenbank (Öko-Institut 1997), einer weiteren DIW-Studie (DIW 1994, S. 60) und Mirrlees-Black (1996, S. 18) liegen deutlich über der Einschätzung des DIW von 1995. Das **Szenario hohe Preisentwicklung** setzt daher für die Jahre 1989 bis 2005 einen konstanten Preis von 3,45 DM/GJ an und geht in den folgenden Jahren von einer realen Kostensteigerung von 1 %/a aus. Das **Szenario niedrige Preisentwicklung** geht mit 2,25 DM/GJ von geringeren, ebenfalls real konstanten Förderkosten bis zum Jahr 2005 aus. Ab 2005 steigen die Kosten jährlich um 0,5 %. Die Förderkosten liegen in diesem Szenario dann noch unter den niedrigen Angaben von EWI (1997, S. 21) und RWI (1997, S. 6).

## 4.4 Kernbrennstoffe

Die Kosten für Kernbrennstoffe umfassen die Kosten für die Brennstoffbeschaffung und die Kosten für die Brennstoffentsorgung. Auf beide Bereiche soll gesondert eingegangen werden.

### 4.4.1 Brennstoffbeschaffung

Die Atomkraftwerke in Deutschland werden vorwiegend auf Basis von langfristigen Verträgen beliefert. Die hierin vereinbarten Preise liegen wegen eines Preisverfalls in den 90er Jahren über den Preisen auf den Spotmärkten um 7-9 US\$/lb  $U_3O_8$ . Kanada bezog beispielsweise im Jahr 1991 Uran über langfristige Verträge zu einem durchschnittlichen Preis von 21 US\$/lb  $U_3O_8$  (DIW 1995, S. 119). Preisschwankungen auf den Spotmärkten sind daher von untergeordneter Bedeutung.

Die Front-End-Kosten umfassen die Preise für das "Frischuran", die Konversion, Anreicherung und Herstellung der Brennelemente. Die Höhe der Kosten wird wesentlich durch die Wahl des

Abbrandes bestimmt (Verhältnis der dem Kernbrennstoff entnommenen Energie zum Verbrauch an spaltbarem Material).

Das Öko-Institut berechnet für das AKW Biblis A nominale spezifische Brennstoffkosten von 0,91 Pf/kWh<sub>el</sub> im Jahr 1994. Aufgrund eines stagnierenden weltweiten Kraftwerksparks wird von keiner realen Kostensteigerung für die Brennstoffbeschaffung ausgegangen. Die Brennstoffkosten werden mit einer Inflationsrate von 2 %/a fortgeschrieben und belaufen sich im Jahr 2000 auf 1,03 Pf/kWh<sub>el</sub> und im Jahr 2009 auf 1,23 Pf/kWh<sub>el</sub> (Öko-Institut 1998, S. 16). Das EWI berechnet im Jahr 1994 für die BRD durchschnittliche Brennstoffbeschaffungskosten von 1,00 Pf/kWh<sub>el</sub> (EWI 1997, S. 57).

#### 4.4.2 Kosten für die Brennstoffentsorgung

Nach der Novelle des Atomgesetzes gibt es für die Kraftwerksbetreiber zwei zulässige Entsorgungswege: die Wiederaufarbeitung der Brennelemente oder die direkte Endlagerung der abgebrannten Brennelemente. Nach Hensing und Schulz (1995) liegen die Kosten der zweiten Entsorgungsvariante um 18 - 40 % niedriger als bei anderen Varianten. Es kann daher erwartet werden, daß die Kraftwerksbetreiber die bestehenden Verträge zur Wiederaufarbeitung nicht erneuern werden und die Brennelemente in Zukunft direkt endlagern werden. Obwohl zur Zeit wegen der bestehenden Verträge noch Brennelemente wiederaufbereitet werden, wird in diesem Modell für die Zukunft von der kostengünstigeren direkten Endlagerung ausgegangen.

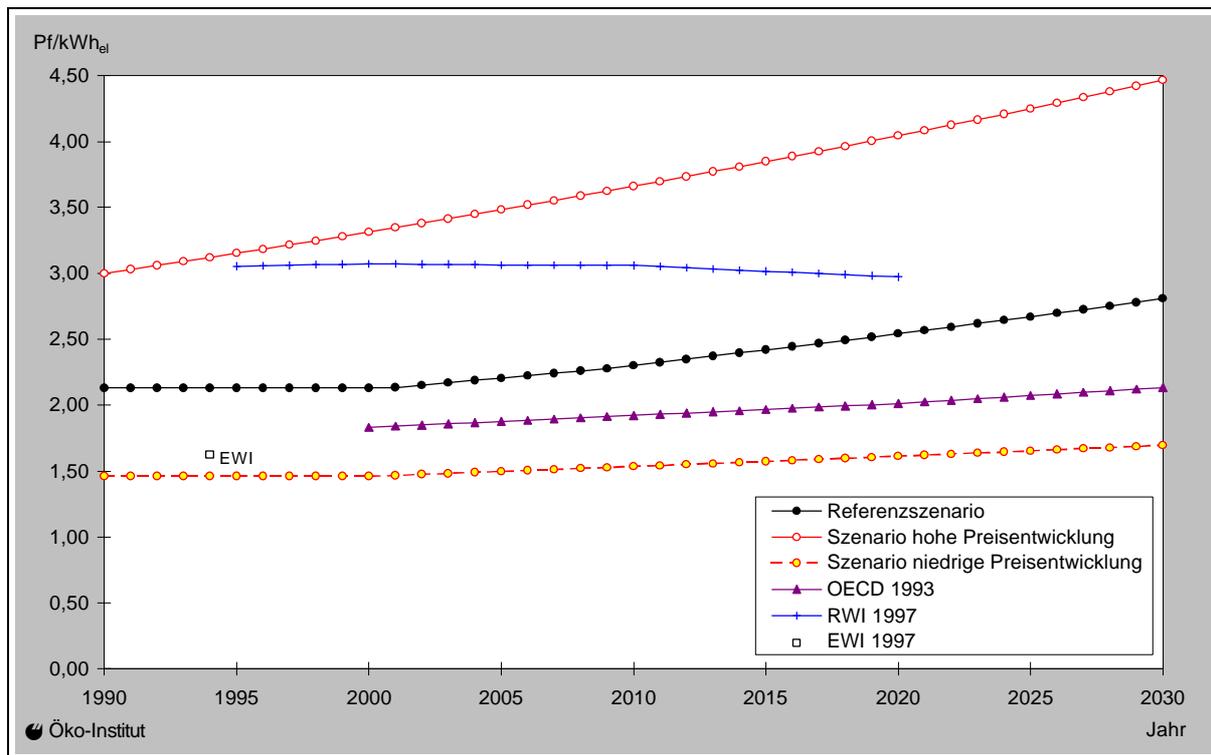
Die Bestimmung der Kosten für die zukünftige Brennstoffentsorgung gestaltet sich besonders schwierig, da bisher weder die Technologien noch die Anlagen zur Endlagerung des radioaktiven Abfalls existieren. Die Entsorgungskosten lassen sich daher heute noch kaum abschätzen und stellen ein Risiko dar (Öko-Institut 1998, S. 13). Dies wird dadurch belegt, daß Hensing (1996, S. 133 ff) für die Entsorgungskosten in verschiedenen Varianten eine Bandbreite zwischen 1.255 und 21.210 DM/kgSM angibt. Das Öko-Institut trägt diesem betriebswirtschaftlichen Risiko durch Risikoaufschläge auf den kostengünstigen Referenzfall Rechnung und ermittelt so folgende spezifische Entsorgungskosten für das Atomkraftwerk Biblis A: 1,49 Pf/kWh<sub>el</sub> im Jahr 1994, 1,69 Pf/kWh<sub>el</sub> im Jahr 2000 und 2,43 Pf/kWh<sub>el</sub> im Jahr 2009 (Öko-Institut 1998, S. 17). Das EWI schätzt die Entsorgungskosten mit 0,83 Pf/kWh<sub>el</sub> im Jahr 1994 deutlich niedriger ein (EWI 1997, S. 57).

#### 4.4.3 Gesamtkosten

Die gesamten Brennstoffkosten ergeben sich aus der Summe der Kosten für die Brennstoffbeschaffung und die Brennstoffentsorgung.

Um die Sensitivität hinsichtlich der Brennstoffkosten zu untersuchen, werden wie bei den übrigen Energieträgern drei Szenarien für die Entwicklung des Brennstoffpreises definiert. Es ist zu beachten, daß die Brennstoffkosten für Atomkraftwerke auf die produzierte Strommenge bezogen werden und nicht - wie die anderen Energieträger - auf den Heizwert des Brennstoffs. Abbildung 6 stellt die eigenen Prognosen und Literaturangaben vergleichend dar.

Abbildung 6: Entwicklung der Kosten für Kernbrennstoffe



Quelle: Eigene Prognosen und diverse Literaturangaben (Kommentare im Anhang 1), Preisbasis 1991, Angaben ohne Mehrwertsteuer, inkl. Transportkosten und Handelsspannen, Berücksichtigung von Brennstoffbeschaffung und Brennstoffentsorgung

Die OECD (1993) schätzt die Brennstoffkosten im Jahr 2000 auf ca. 1,83 Pf/kWh<sub>el</sub> (Preisbasis 1991)<sup>8</sup>, das RWI (1997) geht mit ca. 3,05 Pf/kWh<sub>el</sub> im Jahr 1995 (nominaler Wert) von deutlich höheren Brennstoffkosten aus, wobei keine Angaben über den Umfang der darin enthaltenen Leistungen gemacht werden.<sup>9</sup> Durch den Übergang von der Wiederaufarbeitung zur direkten Endlagerung rechnet das RWI mit einem Rückgang der Brennstoffkosten ab dem Jahr 2000 (RWI 1997, S. 6). Das EWI (1997, S. 57) nennt mit 1,83 Pf/kWh<sub>el</sub> für das Jahr 1994 die niedrigsten durchschnittlichen Brennstoffkosten. Aus den sehr unterschiedlichen Angaben von EWI, OECD und RWI wird deutlich, mit welchen Schwierigkeiten die Abschätzung der gesamten Brennstoffkosten verbunden ist.

In dem **Referenzszenario** werden für die Jahre 1989 bis 2010 die Berechnungen des Öko-Instituts angesetzt. Sie liegen zwischen den Schätzungen der OECD und des RWI. Ab dem Jahr 2010 wird von einer realen jährlichen Kostensteigerung von 1 %/a ausgegangen.<sup>10</sup> Bei dem EPR wird ein höherer Abbrand der Brennelemente angestrebt. Hierdurch könnten sich die

<sup>8</sup> Dieser Wert wurde indirekt aus den nivellierten Brennstoffkosten eines Referenzkraftwerks berechnet. Die OECD beziffert die nivellierten Brennstoffkosten bei einem realen Zinssatz von 5% auf 1,95 Pf/kWh<sub>el</sub>, Preisbasis 1991. Es wird von einer leichten realen Kostensteigerung ausgegangen (OECD 1993, S. 76).

<sup>9</sup> Dieser Wert wurde aus den jährlichen Brennstoffkosten von 258 Mio. DM im Jahr 1995 bei 6500 Volllaststunden und 1.300 MW elektrischer Leistung berechnet.

<sup>10</sup> Dies entspricht in etwa einer Fortschreibung der Kostensteigerung für Biblis A zwischen 2000 und 2009 nach Schätzungen des Öko-Instituts.

Beschaffungskosten für Kernbrennstoffe verringern, allerdings wird dadurch die Entsorgung teurer. Im Referenzszenario wird daher von keiner Nettoveränderung ausgegangen.

Das **Szenario für eine hohe Preisentwicklung** geht von einer ungünstigen Kostenentwicklung bei der Brennstoffentsorgung aus. Wegen der hohen Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entsorgungskosten (vgl. Abschnitt 4.4.2) werden hier deutlich höhere Werte als im Referenzszenario veranschlagt. Für das Jahr 1990 wird mit 3,00 Pf/kWh<sub>el</sub> ein Wert in der Größenordnung der RWI-Schätzung verwendet. Für die folgenden Jahre wird durch leicht steigende Kosten in der Brennstoffbeschaffung und der Brennstoffentsorgung eine reale Kostensteigerung von 1 %/a angesetzt.

Das **Szenario niedrige Preisentwicklung** nimmt die Angaben des EWI (1994) als Grundlage. Es wird angenommen, daß sich die gesamten Brennstoffkosten durch einen höheren Abbrand der Brennelemente beim EPR noch um 10 % gegenüber der günstigen Kostenschätzung des EWI verringern. Bis zum Jahr 2000 wird mit keiner realen Kostensteigerung gerechnet, ab dem Jahr 2000 mit einer realen jährlichen Steigerungsrate von 0,5 %/a.

## 5 Ökosteuerszenarien

### 5.1 Umweltpolitische Zielsetzung

Die politische Diskussion um Ökosteuern hat ihren Ursprung in dem Gedanken einer Internalisierung externer Effekte, der erstmals von Pigou formuliert wurde. Durch die Inanspruchnahme der Umwelt entstehen externe Effekte (z.B. Umwelt- und Gesundheitsschäden), die die Geschädigten tragen müssen und deren Kosten sich nicht in den Preisen der Produkte widerspiegeln: Es kommt zu Marktversagen und einem Wohlfahrtsverlust, der durch die Internalisierung der externen Effekte mit einer Steuer (im folgenden als Pigou-Steuer bezeichnet) behoben werden soll. Die Steuersätze werden so bemessen, daß im Marktgleichgewicht die externen Kosten gerade internalisiert sind, also die gesellschaftlichen Kosten durch Umweltemissionen sich in den Preisen der Produkte widerspiegeln.

Um die Höhe der Steuer richtig zu bemessen, müssen die externen Effekte richtig bestimmt und monetarisiert werden. Dies ist in der Praxis und aus theoretischen Gründen nicht möglich. Versuche, die Höhe der externen Effekte zu bestimmen, können allenfalls dazu beitragen, eine sinnvolle Größenordnung für die Steuersätze abzuschätzen.<sup>11</sup>

Aus diesem Grund wurde der pragmatischere Standard-Preis-Ansatz in die Diskussion eingebracht. Dabei soll die Inanspruchnahme der Umwelt (z.B. Emissionen, Energie, Fläche) in einem solchen Maße besteuert werden, daß ein gesellschaftlich festgelegtes Ziel erreicht wird. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn mit Hilfe einer CO<sub>2</sub>-Steuer die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Deutschland gemäß dem Ziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2005 um mindestens 25 % gesenkt werden sollen. Ein Hauptargument für die Einführung solcher Steuern ist die Effizienz gegenüber ordnungsrechtlichen Instrumenten wie Auflagen. Außerdem wird auf die Wohlfahrtserhöhung durch die Internalisierung eines Teils der externen Effekte hingewiesen.

Anstelle der Steuer wird insbesondere in den USA zur Erreichung bestimmter Umweltziele der Handel von Emissionsrechten (Zertifikaten) zugelassen. Hierbei stellt sich die Situation der Unternehmen etwas anders dar, da der Zertifikatspreis auf dem Markt je nach Angebot und Nachfrage schwanken kann. Die zukünftigen Preise für Zertifikate sind nicht vorhersehbar, Zertifikate haben allerdings im Prinzip die gleiche Wirkung wie Ökosteuern: Der Kraftwerksbetreiber muß Zertifikate und ggf. Optionen für zukünftige Emissionen auf dem Markt erwerben. Hierdurch entstehen ihm Kosten, die wie Ökosteuern die Stromgestehungskosten erhöhen. Mit der Behandlung von CO<sub>2</sub>-Steuern wird daher prinzipiell auch die Wirkung von Zertifikaten auf CO<sub>2</sub>-Emissionen abgebildet.

Infolge steigender Arbeitslosigkeit und knapper Haushalte wird viel über die Verwendung der Einnahmen aus den Ökosteuern diskutiert. Bei einer ökologischen Steuerreform soll eine Wohlfahrtserhöhung auf zwei Ebenen erreicht werden. Durch die Erhebung von Ökosteuern sollen erstens Umweltschäden vermindert werden und zweitens sollen mit den Einnahmen aus

---

<sup>11</sup> Arbeiten zu diesem Thema kommen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen (vgl. Hohmeyer 1990 und 1997, Europäische Kommission 1995, Prognos 1992)

den Ökosteuern die Lohnnebenkosten und in der Folge die Kosten der Arbeitslosigkeit gesenkt werden. Einige Autoren sprechen in diesem Zusammenhang von einer Doppeldividende. Hauptkritikpunkt an diesem Modell ist der Konflikt zwischen der Finanzierung des Haushaltes und der Senkung von Emissionen: Wird das Umweltziel erreicht, gehen mit den Emissionen auch die Einnahmen aus der Steuer zurück.

Bei den hier eingeführten Ökosteuern wird kein konkretes Emissionsziel verfolgt und wegen der Schwierigkeiten bei der Quantifizierung und Monetarisierung der Schäden keine Internalisierung der externen Effekte angestrebt. Die Höhe der hier gewählten Steuersätze soll sich vielmehr an den Vorschlägen verschiedener politischer Akteure orientieren.

Grundsätzlich kommt das Instrument Steuer für alle Schadstoffe in Frage. Die aktuelle politische Diskussion richtet sich allerdings auf die Einführung von Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern. Im folgenden wird daher ausschließlich die Wirkung von Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern untersucht, auf die Betrachtung anderer Schadstoffe wird verzichtet.

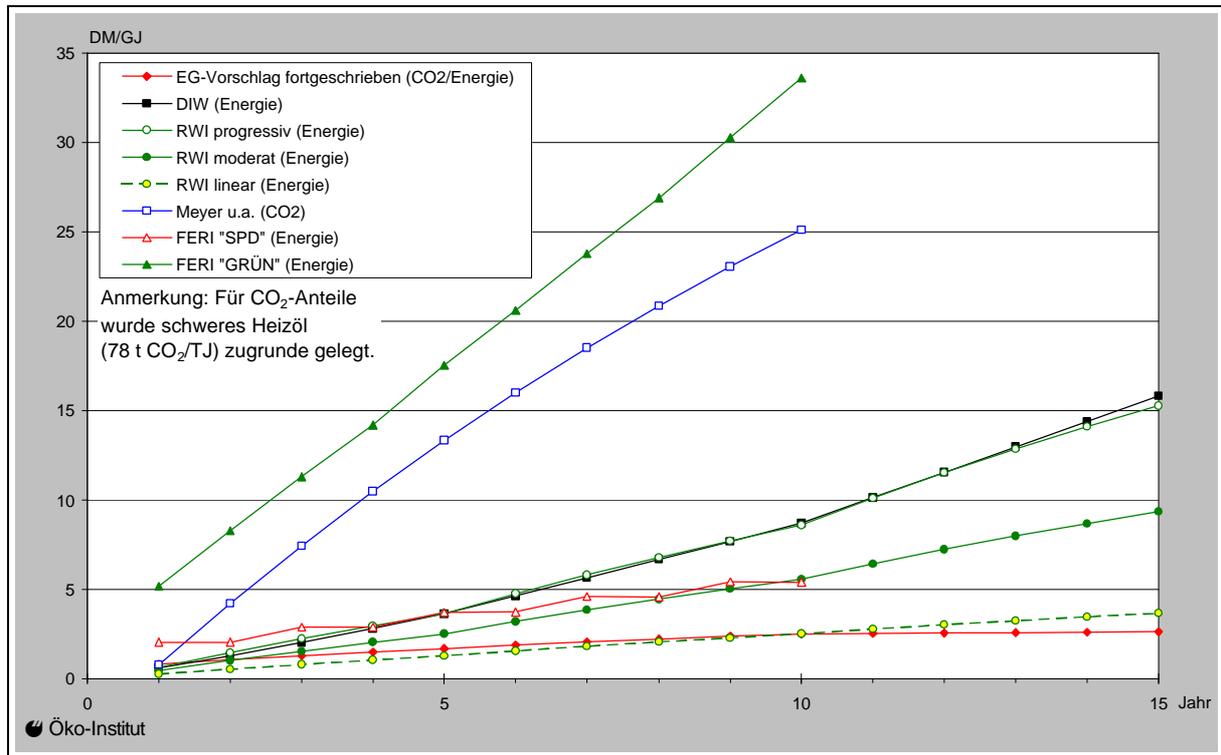
Wichtig ist dabei die Wahl des Mixes aus einer Energie- und einer CO<sub>2</sub>-Steuer, da die verschiedenen Energieträger durch Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern unterschiedlich belastet werden. Atomstrom wäre von einer CO<sub>2</sub>-Steuer überhaupt nicht betroffen, Stein- und Braunkohle würden im Vergleich zu Erdgas stärker belastet werden. Neben der Höhe der Steuersätze wird also die Wahl des Mixes die Höhe der Stromgestehungskosten wesentlich beeinflussen.

Aus juristischen Gründen wird in vielen Szenarien die Elektrizität anstelle der Primärenergieträger besteuert. Das DIW (1994, S. 57 ff) legt z.B. einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von ca. 38 % für den Kraftwerkspark zugrunde und berechnet daraus den Energiesteuersatz auf die Elektrizität. Eine reine Elektrizitätssteuer belastet allerdings nur das Produkt, den Strom, und entfaltet keine Anreizwirkung zur Reduktion von Umwandlungsverlusten. In dieser Arbeit wird daher die Primärenergie besteuert. Effizientere Kraftwerke sind von einer Energiesteuer dann weniger stark betroffen als Kraftwerke mit einem geringerem Wirkungsgrad.

## 5.2 Definition der Szenarien

Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern wurden von einer ganzen Reihe wissenschaftlicher Institute und politischer Akteure vorgeschlagen. Matthes (1996) hat die verschiedenen Vorschläge und Modelle miteinander verglichen (Abbildung 7).

Abbildung 7: Vorschläge für Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern



Quelle: Matthes (1996)

Die Modelle unterscheiden sich sowohl in der Höhe der Steuersätze als auch in der Art der Kombination von Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern (reine Energiesteuer, Mix aus CO<sub>2</sub>- und Energiesteuer, reine CO<sub>2</sub>-Steuer).

In dieser Arbeit soll die Wirkung vergleichsweise niedriger und hoher Steuersätze untersucht werden. Die Höhe der niedrigen Steuersätze richtet sich nach dem EU-Vorschlag, die hohen Steuersätze orientieren sich an den Vorgaben des DIW. Sowohl für die hohen als auch für niedrigeren Steuersätze wird zwischen einer reinen Energiesteuer, einer reinen CO<sub>2</sub>-Steuer und einem 50 % / 50 % - Mix aus einer Energie- und einer CO<sub>2</sub>-Steuer differenziert.

Alle Steuern werden zum 1. Januar 2000 eingesetzt. Die bisherige Energiesteuer auf Erdgas entfällt dann ab diesem Jahr. In Tabelle 10 ist die Höhe der im folgenden gewählten Ökosteuerszenarien dargestellt.

Tabelle 10: Ökosteuerszenarien

Szenario	Mix - niedrig	Energie - niedrig	CO <sub>2</sub> - niedrig	Mix - hoch	Energie - hoch	CO <sub>2</sub> - hoch
<b>CO<sub>2</sub>-Steuer [DM/t]</b>						
2000	5,70	0,00	11,40	5,17	0,00	10,34
2005	15,20	0,00	30,40	41,84	0,00	83,68
2010	23,75	0,00	47,50	104,45	0,00	208,90
2015	28,50	0,00	57,00	188,14	0,00	376,29
2020	33,25	0,00	66,50	212,87	0,00	425,73
2025	38,00	0,00	76,00	240,84	0,00	481,68
2030	42,75	0,00	85,50	272,49	0,00	544,97
<b>Energiesteuer [DM/GJ]</b>						
2000	0,44	0,89	0,00	0,40	0,81	0,00
2005	1,19	2,37	0,00	3,26	6,53	0,00
2010	1,85	3,70	0,00	8,15	16,29	0,00
2015	2,22	4,45	0,00	14,68	29,35	0,00
2020	2,59	5,19	0,00	16,60	33,21	0,00
2025	2,96	5,93	0,00	18,79	37,57	0,00
2030	3,33	6,67	0,00	21,25	42,51	0,00

Quelle: DIW (1994, S. 57 ff), Welsch (1996), eigene Berechnungen

### 5.2.1 Niedrige Steuersätze

Die Europäische Kommission hat einen Mix aus einer Energie- und einer CO<sub>2</sub>-Steuer vorgeschlagen, der bisher keine Mehrheit gefunden hat. Die Steuer sollte sich in Bezug auf Öl zu 50 % aus einer Energiesteuer und zu 50 % aus einer CO<sub>2</sub>-Steuer zusammensetzen. Zu Beginn war im Jahr 1996 ein Steuersatz von 3 US\$/bbl vorgesehen, der sich nominal bis zum Jahr 2005 jährlich um 1 US\$/bbl und ab dem Jahr 2006 jährlich um 0,5 US\$/bbl erhöhen sollte (Welsch 1996). Der Eingangsteuersatz würde damit bei 0,44 DM/GJ und 5,70 DM/t CO<sub>2</sub> liegen.<sup>12</sup>

Diese Steuersätze werden für das Szenario (*Mix - niedrig*) mit dem Eingangsjahr 2000 übernommen. Bis zum Jahr 2009 erhöht sich der Steuersatz wie bei dem EU-Vorschlag jährlich um 1 US\$/bbl, ab dem Jahr 2010 reduziert sich die jährliche Erhöhung auf 0,5 US\$/bbl und wird so weiter fortgeschrieben. Es ist zu beachten, daß bei einer allgemeinen Inflationsrate von 2,5 % in diesem Szenario die Steuern nach ca. 25 Jahren real sinken.

In dem Szenario *Energie - niedrig* wird eine reine Energiesteuer mit einem entsprechend doppelt so hohen Eingangsteuersatz von 0,89 DM/GJ erhoben. Bei einer reinen CO<sub>2</sub>-Steuer (Szenario *CO<sub>2</sub> - niedrig*) beträgt der Eingangsteuersatz 11,40 DM/t CO<sub>2</sub>. Die Höhe der Steuern wird wie bei dem Ausgangsszenario (*Mix - niedrig*) fortgeschrieben.

### 5.2.2 Hohe Steuersätze

Das DIW (1994, S.57 ff) setzt deutlich höhere Steuersätze als das EU-Szenario an. Sie steigen bis zum 15. Jahr progressiv an. Das Szenario *Energie - hoch* orientiert sich an diesen Werten,

<sup>12</sup> Berechnung mit einem langfristigen DM/US\$-Kurs von 1,70 und einem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für schweres Heizöl von 78 kg CO<sub>2</sub>/GJ.

wobei die realen Werte des DIW mit einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2,5 % in nominale Werte umgewandelt werden. Ab dem 15. Jahr bleibt der Steuersatz real konstant und wird nur noch mit der Inflationsrate fortgeschrieben. Mit einem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 78 kg CO<sub>2</sub>/GJ von leichtem Heizöl wird eine entsprechende reine CO<sub>2</sub>-Steuer (*CO<sub>2</sub> - hoch*) und eine Mix-Steuer (*Mix - hoch*) erhoben.

### 5.3 Bestimmung der Emissionsmengen

Die Emissionsmengen der Kraftwerke werden mit Hilfe von Emissionsfaktoren bestimmt. Emissionsfaktoren sind spezifische Emissionsmengen, die entweder auf die produzierte Strommenge oder im Falle von CO<sub>2</sub> auf den Brennstoffeinsatz bezogen werden. Da CO<sub>2</sub> bisher technisch nicht zurückgehalten wird, kann der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor aus dem Kohlenstoffgehalt des Brennstoffes abgeleitet werden.<sup>13</sup>

#### CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren

Die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren geben an, wieviel CO<sub>2</sub>-Emissionen in Bezug auf den Heizwert bei der Verfeuerung des Brennstoffs entstehen. Sie hängen daher von der Zusammensetzung des Brennstoffs ab, die sich wiederum je nach Herkunftsort unterscheidet. Zur Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren werden die GEMIS-Datensätze des Öko-Instituts (1997) als Grundlage verwendet.

Im Fall von **Steinkohle** muß zwischen importierter Steinkohle und heimischer Steinkohle unterschieden werden. Die durchschnittliche importierte Steinkohle hat einen etwas höheren CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor als die heimische Steinkohle. Der GEMIS-Datensatz des Öko-Instituts nennt für den typischen Importmix in die BRD einen Emissionsfaktor von 97,26497 kg/GJ, für die heimische Steinkohle 93,34709 kg/GJ.

Während 1992 nur 15,4 % der Steinkohle importiert wurde, wird sich nach Prognos (1995, S. 590 ff) dieser Anteil zunehmend erhöhen: Bis zum Jahr 2000 auf 38,6 %, bis 2005 auf 47,4 %, bis 2010 auf 55,7 %, bis 2015 auf 62,1 % und bis zum Jahr 2020 auf 67,7 %. Hierdurch wird auch der mittlere CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor über die Zeit steigen. Allerdings könnte sich auch die Zusammensetzung der Importsteinkohle insbesondere nach Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer ändern. Hier wird ein konstanter CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 95 kg/GJ für alle Betriebsjahre angesetzt, der dieser Tendenz Rechnung tragen soll.

Bei **Braunkohle** unterscheidet sich der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor nach den Abbaurevieren. In der Lausitz werden 114,4 kg/GJ genannt, in rheinischem Gebiet 115,8 kg/GJ (Öko-Institut 1997). Für die westelbische Rohbraunkohle (Leipziger Revier) beziffert die MIBRAG (1992) nur 102,9 kg/GJ. Hier wird für Deutschland der Mittelwert aus den beiden großen Abbaurevieren in der Lausitz und am Rhein verwendet. Bei Berechnungen für das Leipziger Revier muß dieser Wert korrigiert werden.

---

<sup>13</sup> Die Menge an Kohlenstoff, die in Kohlenmonoxid (CO) umgewandelt wird, kann hier vernachlässigt werden.

Auch bei **Erdgas** unterscheiden sich die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren nach den Herkunftsländern: Die Spannbreite liegt zwischen 55,2 GJ/kg für die heimische Förderung und 57,2 GJ/kg für Erdgas aus Norwegen. Auf Basis der Importstruktur und der heimischen Produktion von 1995 ergibt sich ein durchschnittlicher CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 55,8 kg/GJ (Öko-Institut 1997, IEA 1996, S. IV.26ff). Es wird angenommen, daß sich durch den prognostizierten Importzuwachs (vgl. Prognos 1995, S. 590ff) dieser Faktor nur geringfügig verändert.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Sollte in Zukunft ein größerer Teil der Importe aus der GUS kommen, so wird der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor etwas sinken.

## 6 Modell zur Berechnung der Stromgestehungskosten

Ziel dieser Arbeit ist es, die Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen in einem liberalisierten Strommarkt zu vergleichen und die Rolle wichtiger Einflußgrößen wie Brennstoffpreisen oder Ökosteuern zu untersuchen. Hierzu wurde ein Modell verwendet, daß für einen bestimmten Zeitraum die finanzmathematischen Durchschnittskosten der Stromerzeugung berechnet.

Das Modell basiert auf Richtlinien des Electric Power Research Institute (EPRI), beschrieben bei Tsatsaronis (1996). Die Berechnungsmethode entspricht in den wesentlichen Zügen den Verfahren anderer Institutionen wie der OECD (1993) und der VDEW (1987). Ziel ist dabei nicht die Bestimmung der volkswirtschaftlichen Stromgestehungskosten, sondern die Untersuchung der Frage, welche Kraftwerkstypen von den Energieversorgungsunternehmen zu welchen Stromgestehungskosten gebaut werden.

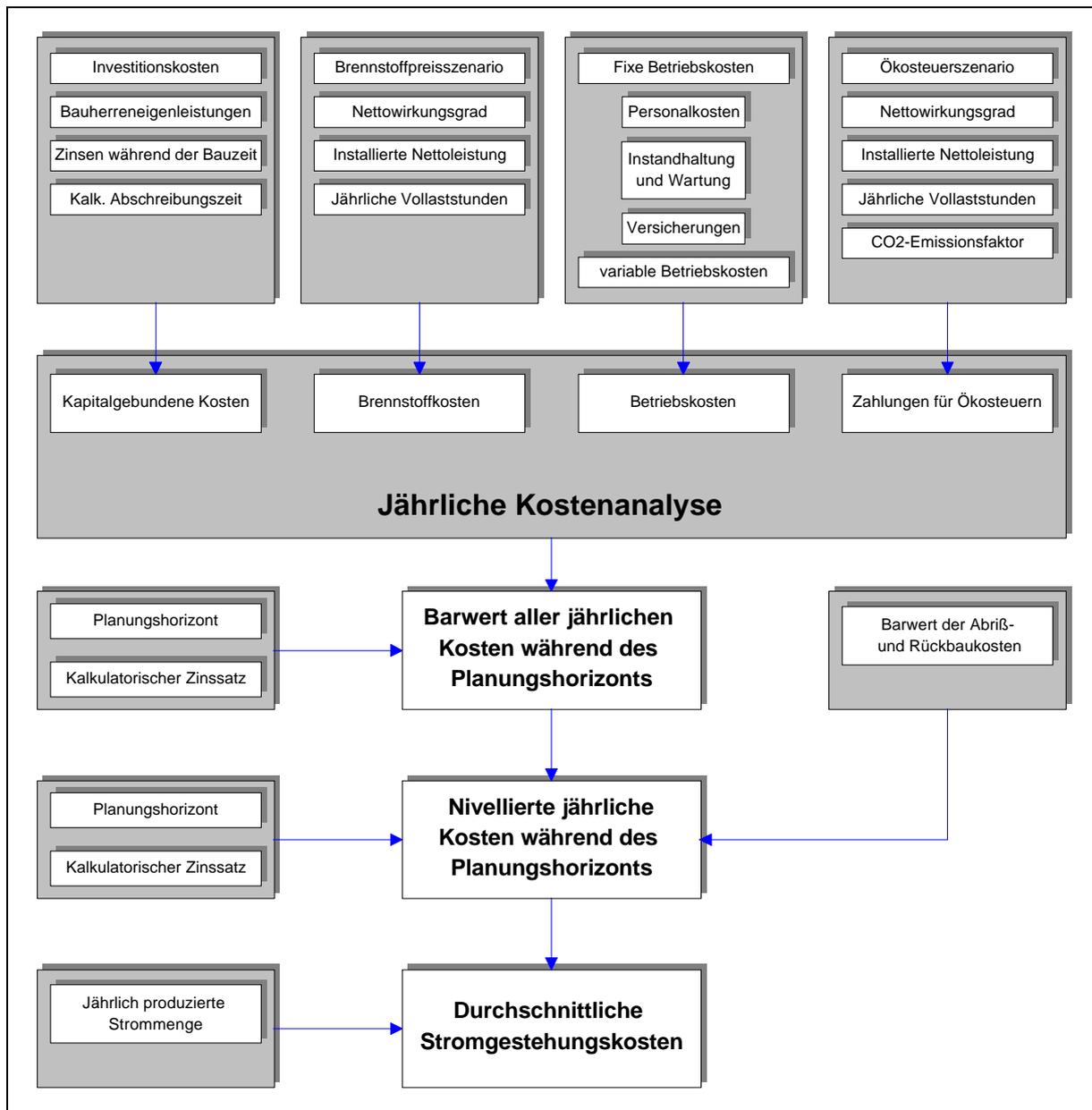
### 6.1 Grundzüge der Berechnungsmethode

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt auf Grundlage eines dynamischen Verfahrens, das die nivellierten Durchschnittskosten über einen Betriebszeitraum berechnet. Ausgangspunkt ist eine jährliche Kostenanalyse, in der die Kosten jedes Betriebsjahres differenziert aufgeschlüsselt werden. Dabei wird zwischen kapitalgebundenen Kosten, Brennstoffkosten, Betriebskosten, Aufwendungen für Ökosteuern und Abriß- und Rückbaukosten unterschieden. Während die kapitalgebundenen Kosten über die Betriebszeit sinken, steigen die Brennstoffkosten und die Betriebskosten in der Regel an. In jedem Jahr ergeben sich also in der Summe unterschiedliche Gesamtkosten.

Aus den jährlichen Gesamtkosten könnten für jedes Betriebsjahr unterschiedliche Stromgestehungskosten berechnet werden. Dies ist jedoch für einen Vergleich der Stromgestehungskosten von verschiedenen Kraftwerkstypen nicht hilfreich. Ziel der hier verwendeten Methode ist es daher, durchschnittlichen Stromgestehungskosten eines Kraftwerkstyps zu berechnen.

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten werden in zwei Schritten bestimmt: Durch Abdiskontierung der Kosten aus den verschiedenen Betriebsjahren auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Kraftwerks wird ein Barwert aller Kosten bestimmt. Dieser Barwert wird in einem zweiten Schritt nivelliert, d.h. in eine jährlich konstante Zahlung über den Betrachtungszeitraum umgewandelt. Hierdurch werden finanzmathematisch durchschnittliche jährliche Kosten während des Betriebs gebildet. Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus dem Bezug dieser jährlichen durchschnittlichen Kosten auf die jährlich produzierte Strommenge. In Abbildung 8 ist die Berechnungsmethode schematisch dargestellt.

Abbildung 8: Methode zur Bestimmung der Stromgestehungskosten



Quelle: Eigene Darstellung

## 6.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Zur Berechnung der Stromgestehungskosten müssen eine Reihe von Annahmen getroffen werden und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen festgelegt werden. Die wichtigsten Annahmen sind hier kurz aufgeführt:

- *Preisbasis.* Als Preisbasis werden für alle Berechnungen DM von 1991 verwendet. Die Stromgestehungskosten sind reale (nicht nominale) finanzmathematisch durchschnittliche Kosten während der Betriebszeit auf dieser Preisbasis.

- *Berücksichtigung von Steuern.* Alle Preise und Kosten verstehen sich ohne Mehrwertsteuer. Körperschaftssteuern werden nicht berücksichtigt, da sie wesentlich von der wirtschaftlichen Situation des gesamten Unternehmens abhängen und nur schwierig einem Kraftwerk zugeordnet werden können. Die Lohnnebenkosten und die bestehende Energiesteuer auf Erdgas werden in die Berechnung einbezogen.
- *Reale Kostensteigerung der Betriebskosten.* Für die Betriebskosten wird eine nominale jährliche Kostensteigerung von 3,25 % unterstellt (vgl. Abschnitt 3.3).
- *Allgemeine Inflationsrate.* Für die Jahre 1991 bis 1997 wird die Inflationsrate nach dem Preisindex für die Lebenshaltung des Statistischen Bundesamtes verwendet (StBA 1997). Für alle folgenden Jahre wird von einer konstanten Inflationsrate von 2,5 % ausgegangen.
- *Kalkulatorischer Zinssatz.* Der kalkulatorische Zinssatz beeinflusst die Stromgestehungskosten in weit größerem Maße als viele andere Rahmenbedingungen. Ausgehend von einem Referenzzinssatz wird deshalb in Sensitivitätsanalysen die Wirkung höherer und niedrigerer Zinssätze untersucht. Die Finanzierung erfolgt zu einem Drittel aus Eigenkapital und zu zwei Dritteln aus Fremdkapital. Das Fremdkapital kann nach eigenen Recherchen zur Zeit wegen der niedrigen Zinsen zu sehr günstigen Konditionen von nominal ca. 5 %/a beschafft werden. Mittelfristig muß mit etwas höheren Zinssätzen gerechnet werden. Im Referenzfall wird daher ein nominaler Zinssatz von 7,5 %/a für das Fremdkapital angesetzt, im günstigen Fall werden 5 %/a, im ungünstigen Fall 10 %/a unterstellt. Die Renditeerwartung für das Eigenkapital liegt nach eigenen Recherchen zwischen 15 und 25 %/a. In Tabelle 11 ist die Berechnung der Zinssätze dargestellt.

Tabelle 11: Zinssätze

Zinssätze					
Szenario	Eigenkapital (Anteil: 1/3)	Fremdkapital (Anteil: 2/3)	kalk. Zinssatz (nominal)	mittlere Inflationsrate	kalk. Zinssatz (real)
Referenz	20,0%	7,5%	11,7%	2,5%	8,9%
hoher Zinssatz	25,0%	10,0%	15,0%	2,5%	12,2%
niedriger Zinssatz	15,0%	5,0%	8,3%	2,5%	5,7%

Quelle: Eigene Berechnungen

Danach ergibt sich für den Referenzfall ein realer kalkulatorischer Zinssatz von 8,9 %/a, für den hohen Zinssatz werden 12,2 %/a, für den niedrigen Zinssatz 5,7 %/a berechnet.

### 6.3 Abschreibung

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten spielt die Art und die Dauer der Abschreibung eine wichtige Rolle. Die Dauer der Abschreibung beeinflusst die kapitalgebundenen Kosten. Denn je länger der Abschreibungszeitraum ist, desto geringer ist der jährliche Abschreibungsbetrag und desto weniger Gewicht haben die kapitalgebundenen Kosten. Die Investoren müs-

sen bei ihrer Investitionsentscheidung für jedes Kraftwerk einen bestimmten Abschreibungszeitraum unterstellen, um die Kosten verschiedener Kraftwerkstypen miteinander vergleichen zu können.

Dabei muß zwischen steuerlicher und kalkulatorischer Abschreibungszeit unterschieden werden. Aus steuerlichen Gründen sind die Investoren bestrebt, eine Investition so schnell wie möglich abzuschreiben. Steuerliche Abschreibungszeiträume für die einzelne Komponenten von Kraftwerken sind in den vom BMF herausgegebenen AfA-Tabellen festgelegt. Die darin ausgewiesenen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern liegen jedoch deutlich unter der wirtschaftlichen Nutzungsdauer des gesamten Kraftwerks. Da Körperschaftssteuern in diesem Modell nicht berücksichtigt werden, orientiert sich die kalkulatorische Abschreibungszeit hier an der erwarteten wirtschaftlichen Nutzungsdauer, also dem Zeitraum, in dem aller Voraussicht nach ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist.

Die wirtschaftliche Nutzungsdauer eines Kraftwerks ergibt sich aus einer wirtschaftlichen Optimierung (vgl. Fama 1971, S. 130 ff). Mit zunehmender Betriebszeit sinken die durchschnittlichen kapitalgebundenen Kosten. Allerdings steigen die Betriebskosten insbesondere wegen zunehmender Instandhaltungs- und Wartungskosten an. Die optimale wirtschaftliche Nutzungsdauer ist erreicht, wenn die gesamten Durchschnittskosten (kapitalgebundene Kosten und Betriebskosten) ein Minimum erreicht haben.

Es sprechen allerdings einige Gründe dafür, daß zukünftige Investoren bei dem Kostenvergleich verschiedener Kraftwerkstypen die kalkulatorische Abschreibungszeit kürzer als die wirtschaftliche Nutzungsdauer ansetzen werden:

1. Bei dem Weiterbetrieb einer alten Anlage müssen die gegenwärtigen Grenzkosten mit den Vollkosten einer neuen Anlage verglichen werden. Sind die laufenden Grenzkosten höher als die Vollkosten einer neuen Anlage, wird der Weiterbetrieb unwirtschaftlich. Dies kann beispielsweise durch eine zunehmende Reperaturanfälligkeit der Anlage, durch erhöhte Umweltauflagen, durch notwendige Nachrüstungen oder durch technologischen Fortschritt bei neuen Anlagen bedingt sein. Eine wichtige Rolle spielen hierbei auch die Brennstoffpreise. Bei Anlagen mit hohen Brennstoffkosten ist ein früherer Ersatz durch eine Anlage mit einem besserem Wirkungsgrad wahrscheinlicher. Steigen die Brennstoffpreise für einen Energieträger stark an, können die Grenzkosten dieser Anlage über den Vollkosten einer neuen Anlage mit einem anderen Energieträger liegen.
2. Durch die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft kommt neben den gerade genannten Faktoren noch die Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Marktposition hinzu. Die zukünftigen Erlöse aus dem Stromverkauf werden durch die Deregulierung sinken. Die Höhe der Erlöse wird sich an den langfristigen Grenzkosten neuer Anbieter orientieren, durch die bestehenden Überkapazitäten ist ein Absinken der Preise bis auf die kurzfristigen Grenzkosten bereits abgeschriebener Kraftwerke möglich. Die Investoren müssen ein bisher in dieser Branche unbekanntes betriebliches Risiko tragen und werden deshalb bestrebt sein, die Ausgaben für eine Investition möglichst schnell zu amortisieren. Anlagen mit einer ge-

ringen wirtschaftlichen Nutzungsdauer und einer geringeren Kapitalbindung werden u.U. Investitionen mit einer hohen Kapitalbindung vorgezogen.<sup>15</sup>

Dieser Entwicklung wird dadurch Rechnung getragen, daß neben dem Referenzfall in einer Sensitivitätsanalyse die Wirkung um die Hälfte verkürzter kalkulatorischer Abschreibungszeiten und eine einheitliche Abschreibung aller Kraftwerke in zehn Jahren untersucht wird. Atom- und Kohlekraftwerke haben eine längere wirtschaftliche Nutzungsdauer als Gaskraftwerke. Dies liegt unter anderem an der stärkeren Abnutzung bei Gasturbinenprozessen. Hinzu kommt bei Gaskraftwerken eine höhere Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Brennstoffpreise. Für GuD-Anlagen und Gasturbinen wird im Referenzfall eine kalkulatorische Abschreibungszeit von 20 Jahren angesetzt. Durch Nachrüstungen wie eine neue Beschaufelung können GuD-Anlagen vermutlich auch länger wirtschaftlich betrieben werden. Die OECD (1993, S. 76) rechnet für verschiedene Länder mit einer kalkulatorischen Abschreibungszeit von 25 Jahren für GuD-Anlagen.

Für Stein- und Braunkohlekraftwerke wird nach der Berechnung der OECD im Referenzfall eine kalkulatorische Abschreibungszeit von 30 Jahren angesetzt. Bestehende Atomkraftwerke in Deutschland sollen etwa 35 Jahre betrieben werden. Für den EPR wird eine längere wirtschaftliche Nutzungsdauer angestrebt. Nach einem Bericht der Nucleonics Week soll der Reaktor bis zu 60 Jahre laufen, die kalkulatorische Abschreibungszeit wird jedoch wesentlich geringer ausfallen. Hier werden im Ausgangsszenario 35 Jahre angesetzt.

Die Art der Abschreibung spielt vor allem aus steuerrechtlichen Gründen eine wichtige Rolle. Des weiteren hat die Art der Abschreibung Einfluß auf den Restwert der Anlage am Ende des Planungshorizonts (vgl. Abschnitt 6.4). Bei einer - steuerlich günstigen - geometrisch-degressiven Abschreibung ist der Restwert kleiner als bei einer linearen Abschreibung. Die Investition wird in dem hier verwendeten Modell linear abgeschrieben.

## 6.4 Planungshorizont

Wie im vorherigen Abschnitt dargelegt wurde, haben die Kraftwerkstypen eine unterschiedliche wirtschaftliche Nutzungsdauer und daher auch eine unterschiedliche kalkulatorische Abschreibungszeit. Bei dem Vergleich der Stromgestehungskosten muß allerdings ein gemeinsamer Planungshorizont betrachtet werden. Die Stromgestehungskosten müssen in einem definierten Zeitraum miteinander verglichen werden.

In der Literatur finden sich drei Ansätze, um Investitionsprojekte mit unterschiedlicher Lebensdauer zu vergleichen (Tsatsaronis 1996):

- Bei dem *Repeatability Approach* wird als Planungshorizont das kleinste gemeinsame Vielfache der wirtschaftlichen Nutzungsdauern angesetzt. Dies ist für die Berechnung von Stromgestehungskosten schwierig, da dadurch der Planungszeitraum sehr lang werden würde und Aussagen über die Kostenentwicklung, insbesondere der Brennstoffkosten, nicht mehr möglich sind.

---

<sup>15</sup> Das RWI untersucht aus diesem Grund für alle Kraftwerkstypen eine Abschreibungszeit von 10 und von 20 Jahren.

- Der *Capitalized-Cost Approach* berechnet den Barwert einer Investition, die über einen unendlichen Zeitraum immer wieder ersetzt wird (kapitalisierte Kosten). Dabei wird von keiner realen Kostensteigerung für den Ersatz der Investition ausgegangen.
- Bei dem *Contermination Approach* kann ein beliebiger Planungshorizont gewählt werden. Ist der Planungshorizont größer als die wirtschaftliche Nutzungsdauer des Projekts, so wird das Projekt wiederholt. Ist die wirtschaftliche Nutzungsdauer größer als der Planungshorizont oder wird bei einer Wiederholung der Investition das Ende des Planungshorizonts erreicht, so wird der Restwert des Projekts bestimmt und zu diesem Zeitpunkt gut geschrieben.

Wird von einer linearen Abschreibung der Investition ausgegangen, kann der Restwert am Ende des Planungshorizontes wie folgt bestimmt werden:

$$RW = I_{Ges} - n_p \cdot AB \quad (2)$$

<i>RW:</i>	<i>Restwert der Investition am Ende des Planungshorizonts</i>
<i>AB:</i>	<i>jährlicher Abschreibungsbetrag</i>
<i>I<sub>Ges</sub>:</i>	<i>Gesamte Investitionskosten</i>
<i>n<sub>p</sub>:</i>	<i>Planungshorizont</i>

In dieser Arbeit wird der Contermination Approach verwendet. Als Planungshorizont wird die kleinste Abschreibungszeit von allen Kraftwerkstypen verwendet. Dies hat den Vorteil, daß die Betrachtung einer Reinvestitionen vor Ende des Planungshorizonts vermieden werden kann.

## 6.5 Jährliche Analyse der Kosten

Ziel der jährlichen Analyse der Kosten ist es, Aufschluß über die Entwicklung der Kosten im Laufe der Betriebszeit zu bekommen. Außerdem wird dabei deutlich, in welchem Maße einzelne Kostenanteile (z.B. Brennstoffkosten) zu den Gesamtkosten beitragen. Es wird zwischen kapitalgebundenen Kosten (Abschreibung und Zinsen), Brennstoffkosten, Betriebskosten und Aufwendungen für Ökosteuern differenziert. Die Kosten werden für jedes Jahr einzeln bestimmt und summiert. Die Analyse wird über den gesamten Planungshorizont durchgeführt.

Während die kapitalgebundenen Kosten bei einer linearen Abschreibung durch sinkende Zinszahlungen mit der Zeit abnehmen, steigen die Brennstoffkosten und die Betriebskosten an. Je nach Rahmenbedingungen und gewählten Szenarien sinken oder steigen die Gesamtkosten.

Die Kostenanteile sind bei jedem Kraftwerkstyp unterschiedlich. Kraftwerke im Grundlastbetrieb wie Atomkraftwerke oder Braunkohlekraftwerke weisen hohe Kapitalkosten und geringe Brennstoffkosten auf. GuD-Kraftwerke haben hingegen geringe kapitalgebundene Kosten und hohe Brennstoffkosten.

### 6.5.1 Kapitalgebundene Kosten

Aus den spezifischen Investitionskosten, der installierten Nettoleistung der Anlage (Blockgröße), den Bauherreneigenleistungen und den Zinsen während der Bauzeit werden die gesamten Investitionskosten bestimmt:

$$I_{Ges} = I_{spez} \cdot P_{Netto} + I_{Bauherr} + ZBZ \quad (3)$$

$I_{Ges}$ : Gesamte Investitionskosten  
 $I_{spez}$ : Spezifische Investitionskosten [DM/kW<sub>el</sub>]  
 $P_{Netto}$ : Installierte Nettoleistung  
 $I_{Bauherr}$ : Bauherreneigenleistungen zur Errichtung der Anlage  
 $ZBZ$ : Zinsen während der Bauzeit

Die gesamten Investitionskosten werden über die Abschreibungszeit linear abgeschrieben. Der jährlich konstante Abschreibungsbetrag berechnet sich aus der Abschreibungszeit und den gesamten Investitionskosten:

$$AB = \frac{I_{Ges}}{n_A} \quad (4)$$

$AB$ : Jährlicher Abschreibungsbetrag  
 $I_{Ges}$ : Gesamte Investitionskosten  
 $n_A$ : Kalkulatorische Abschreibungszeit

Die Zinszahlung eines Jahres richtet sich nach dem noch nicht abgeschriebenem Betrag. Hierbei ist zu beachten, daß in diesem Modell alle Zahlungen zum Ende eines Jahres erfolgen und somit im ersten Betriebsjahr die Zinsen auf den gesamten Investitionsbetrag gezahlt werden müssen. Die erste Abschreibung erfolgt zeitgleich mit der ersten Zinszahlung.

$$ZZ_n = [I_{Ges} - (n - 1) \cdot AB] \cdot (1 + i_r)^n \quad (5)$$

$ZZ_n$ : Zinszahlung im n-ten Betriebsjahr  
 $I_{Ges}$ : Gesamte Investitionskosten  
 $AB$ : Jährlicher Abschreibungsbetrag  
 $i_r$ : Realer kalkulatorischer Zinssatz  
 $n$ : Betriebsjahr

Die jährlichen kapitalgebundenen Kosten ergeben sich aus der Summe des Abschreibungsbetrages und der Zinszahlung des Jahres und werden in der jährlichen Kostenanalyse für jedes Jahr n bestimmt:

$$KK_n = AB + ZZ_n \quad (6)$$

$KK_n$ : Kapitalgebundene Kosten des  $n$ -ten Betriebsjahres

$AB$ : Jährlicher Abschreibungsbetrag

$ZZ_n$ : Zinszahlung im  $n$ -ten Betriebsjahr

### 6.5.2 Brennstoffkosten

Um den Einfluß der Brennstoffpreise auf die Stromgestehungskosten zu verdeutlichen, werden unterschiedlichen Szenarien zur Entwicklung der Brennstoffpreise betrachtet (s. Kapitel 4). Anhand der Brennstoffpreise aus dem entsprechenden Szenario werden die Brennstoffkosten für jedes Jahr einzeln bestimmt, so daß sich in jedem Betriebsjahr andere Brennstoffkosten ergeben.

Der jährliche Brennstoffverbrauch wird aus der installierten elektrischen Nettoleistung, den Vollaststunden und dem Nettowirkungsgrad der Anlage berechnet:

$$BV_n = \frac{P_{Netto} \cdot VL}{h_{Netto}} \quad (7)$$

$BV_n$ : Jährlicher Brennstoffverbrauch

$P_{Netto}$ : Installierte Nettoleistung

$VL$ : Jährliche Vollaststunden

$h_{Netto}$ : Nettowirkungsgrad

Die Brennstoffkosten eines Jahres ergeben sich aus dem durchschnittlichen Brennstoffpreis dieses Jahres und dem Brennstoffverbrauch:

$$BrK_n = BV_n \cdot p_{Brennstoff,n} \quad (8)$$

$BrK_n$ : Brennstoffkosten eines Jahres

$BV_n$ : Jährlicher Brennstoffverbrauch

$p_{Brennstoff,n}$ : Durchschnittlicher Brennstoffpreis im  $n$ -ten Betriebsjahr

### 6.5.3 Betriebskosten

Die Betriebskosten setzen sich aus allen während des Betriebs der Kraftwerke anfallenden Kosten außer den Brennstoffkosten und den Aufwendungen für Ökosteuern zusammen.

Die fixen Betriebskosten sind unabhängig von der produzierten Strommenge. Zu ihnen zählen

- Personalkosten,
- Instandhaltungs- und Wartungskosten,
- Versicherungen.

Die Personalkosten werden aus dem geschätzten Personalbedarf und den spezifischen jährlichen Personalkosten berechnet. Die Instandhaltungs- und Wartungskosten ergeben sich aus den spezifischen Instandhaltungs- und Wartungskosten und der Nettoleistung. Die Versicherungskosten werden als Prozentsatz der Investitionssumme abgeschätzt.

$$FixBeK_n = PerBed \cdot spPerK_n + spInWarK_n \cdot P_{Netto} + VersK \cdot I_{spez} \cdot P_{Netto} \quad (9)$$

*FixBeK<sub>n</sub>*: Fixe Betriebskosten im Referenzjahr

*PerBed*: Personalbedarf

*spPerK<sub>n</sub>*: Spezifische Personalkosten im Referenzjahr

*spInWarK<sub>n</sub>*: Spezifische Instandhaltungs- und Wartungskosten im Referenzjahr [DM/kW<sub>el</sub>]

*P<sub>Netto</sub>*: Installierte Nettoleistung

*VersK*: Versicherungskosten im Referenzjahr als Prozentsatz der Investitionskosten

*I<sub>spez</sub>*: Spezifische Investitionskosten [DM/kW<sub>el</sub>]

Die variablen Betriebskosten im ersten Betriebsjahr (Referenzjahr) berechnen sich aus den spezifischen variablen Betriebskosten und der jährlich produzierten Strommenge:

$$VarBeK_n = BV_n \cdot spBeK_n \quad (10)$$

*VarBeK<sub>n</sub>*: Variable Betriebskosten im Referenzjahr

*BV<sub>n</sub>*: Jährlicher Brennstoffverbrauch

*SpBeK<sub>n</sub>*: Spezifische variable Betriebskosten im Referenzjahr [DM/MWh<sub>el</sub>]

Die fixen und variablen Betriebskosten werden für das erste Betriebsjahr summiert und unterliegen in allen weiteren Betriebsjahren einer konstanten realen Kostensteigerungsrate. Damit ergeben sich die Betriebskosten im folgenden Jahr jeweils aus den Betriebskosten im Vorjahr:

$$BeK_{n+1} = BeK_n \cdot r_{Be} \quad (11)$$

*BeK<sub>n+1</sub>*: Betriebskosten des (n+1)-ten Betriebsjahres

*BeK<sub>n</sub>*: Betriebskosten des n-ten Betriebsjahres

*r<sub>Be</sub>*: Realer Kostensteigerungsfaktor für die Betriebskosten

#### 6.5.4 Aufwendungen für Ökosteuern

Die Aufwendungen für Ökosteuern berechnen sich aus den Emissionsmengen bzw. dem Brennstoffverbrauch des Kraftwerks und den Steuersätzen. In Kapitel 5 wurden Ökosteuerszenarien mit entsprechenden Steuersätzen festgelegt. Dabei muß beachtet werden, daß es sich um *nominale* Steuersätze handelt. Um die *realen* Aufwendungen für Ökosteuern zu bestimmen, muß der nominale Steuersatz in einen realen Steuersatz auf der Preisbasis von 1991 umgerechnet werden. Hierzu wird für die Jahre 1991 bis 1996 der Preisindex für die Lebenshaltung verwendet (StBA 1997). Der Preisindex für alle folgenden Jahre wird aus einer mittleren Inflationsrate von 2,5 % berechnet.

Wie bei der Berechnung der Brennstoffkosten wird bei der Bestimmung der Emissionsmengen davon ausgegangen, daß das Kraftwerk in jedem Betriebsjahr die gleiche Brennstoffmenge verbraucht und die gleiche Emissionsmenge verursacht. Der Brennstoffverbrauch wurde bereits in Abschnitt 6.5.2 berechnet. Für die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen gilt:

$$CO_2Em = BV_n \cdot CO_2EmF \quad (12)$$

$CO_2Em$ : Jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen

$BV_n$ : Jährlicher Brennstoffverbrauch

$CO_2EmF$ : CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Brennstoffes [ $t\ CO_2/kWh_{HW}$ ]

Die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren wurden für verschiedene Brennstoffe in Abschnitt 0 bestimmt. Die realen Kosten durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer in einem Betriebsjahr ergeben sich aus dem jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen, dem CO<sub>2</sub>-Steuersatz und dem Preisindex für die Lebenshaltung des entsprechenden Betriebsjahres:

$$CO_2StK_n = \frac{CO_2Em \cdot t_{CO_2,n} \cdot 100}{I_{P,n}} \quad (13)$$

$CO_2StK_n$ : Zahlungen für CO<sub>2</sub>-Steuern im  $n$ -ten Betriebsjahr

$CO_2Em$ : Jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen

$t_{CO_2,n}$ : CO<sub>2</sub>-Steuersatz im  $n$ -ten Betriebsjahr

$I_{P,n}$ : Preisindex für die Lebenshaltung im  $n$ -ten Betriebsjahr (1991=100)

Analog berechnen sich die jährlichen Kosten durch eine Energiesteuer aus dem Energiesteuersatz und dem jährlichen Brennstoffverbrauch:

$$EnStK_n = \frac{BV_n \cdot t_{En} \cdot 100}{I_{P,n}} \quad (14)$$

$EnStK_n$ : Zahlungen für Energiesteuern im  $n$ -ten Betriebsjahr

$BV_n$ : Jährlicher Brennstoffverbrauch

$I_{P,n}$ : Preisindex für die Lebenshaltung im  $n$ -ten Betriebsjahr (1991=100)

$t_{En}$ : Energiesteuersatz

Die gesamten Aufwendungen für Ökosteuern ergeben sich aus der Summe der Zahlungen für Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern.

## 6.6 Berechnung der Stromgestehungskosten

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten werden bestimmt, indem die jährlich unterschiedlichen Kosten über den Planungshorizont nivelliert werden. Durch die Nivellierung werden finanzmathematische Durchschnittskosten bestimmt, die in allen Betriebsjahren gleich sind.

Hierbei werden zunächst die Kosten aller Jahre mit dem realen kalkulatorischen Zinssatz auf das Jahr der Inbetriebnahme abdiskontiert und daraufhin zu einem Barwert aller jährlichen Kosten summiert. Kapitalgebundene Kosten, Brennstoffkosten, Betriebskosten und Ökosteuern werden einzeln summiert, um ihren jeweiligen Anteil zu bestimmen.

Für den Barwert der *kapitalgebundenen Kosten* gilt:

$$BWKK = \sum_{n=1}^{n_p} \frac{KK_n}{(1+i_r)^n} \quad (15)$$

*BWKK:* Barwert der kapitalgebundenen Kosten während des Planungshorizonts  
*KK<sub>n</sub>:* Kapitalgebundene Kosten des n-ten Betriebsjahres  
*n:* Betriebsjahr  
*n<sub>p</sub>:* Planungshorizont  
*i<sub>r</sub>:* Realer kalkulatorischer Zinssatz

Entspricht die Abschreibungszeit für das Kraftwerk gerade dem betrachteten Planungshorizont, so entspricht auch der Barwert der kapitalgebundenen Kosten gerade den Investitionskosten für das Kraftwerk. Ist die Abschreibungszeit für das Kraftwerk größer als der Planungshorizont, so ist der Barwert der kapitalgebundenen Kosten geringer als die Investitionskosten, da nur ein Teil des Kraftwerks abgeschrieben wurde: Das Kraftwerk besitzt am Ende des Planungshorizonts noch einen Restwert, der hierdurch berücksichtigt wird.

Für den Barwert der *Brennstoffkosten* gilt:

$$BWBrK = \sum_{n=1}^{n_p} \frac{BrK_n}{(1+i_r)^n} \quad (16)$$

*BWBrK:* Barwert der Brennstoffkosten während des Planungshorizonts  
*BrK<sub>n</sub>:* Brennstoffkosten des n-ten Betriebsjahres  
*n:* Betriebsjahr  
*n<sub>p</sub>:* Planungshorizont  
*i<sub>r</sub>:* Realer kalkulatorischer Zinssatz

Für den Barwert der *Betriebskosten* gilt:

$$BWBeK = \sum_{n=1}^{n_p} \frac{BeK_n}{(1+i_r)^n} \quad (17)$$

*BWBeK:* Barwert der Betriebskosten während des Planungshorizonts  
*BeK<sub>n</sub>:* Betriebskosten des n-ten Betriebsjahres  
*n:* Betriebsjahr  
*n<sub>p</sub>:* Planungshorizont  
*i<sub>r</sub>:* Realer kalkulatorischer Zinssatz

Für den Barwert der *Aufwendungen für Ökosteuern* gilt:

$$BWS_{tK} = \sum_{n=1}^{n_p} \frac{StK_n}{(1+i_r)^n} \quad (18)$$

*BWS<sub>tK</sub>*: Barwert der Aufwendungen für Ökosteuern während des Planungshorizonts

*StK<sub>n</sub>*: Aufwendungen für Ökosteuern im *n*-ten Betriebsjahr

*n*: Betriebsjahr

*n<sub>p</sub>*: Planungshorizont

*i<sub>r</sub>*: Realer kalkulatorischer Zinssatz

Der Barwert der gesamten Kosten ergibt sich aus der Summe dieser Barwerte:

$$BWGK = BWKK + BWBrK + BWBeK + BWS_{tK} \quad (19)$$

*BWGK*: Barwert der gesamten Kosten ohne Abrißkosten

*BWKK*: Barwert der kapitalgebundenen Kosten während des Planungshorizonts

*BWBrK*: Barwert der Brennstoffkosten während des Planungshorizonts

*BWBeK*: Barwert der Betriebskosten während des Planungshorizonts

*BWS<sub>tK</sub>*: Barwert der Betriebskosten während des Planungshorizonts

Im folgenden Schritt wird der Barwert der gesamten Kosten (ohne Abriß- und Rückbaukosten) zu jährlich konstanten Erzeugungskosten nivelliert. Als Nivellierungszeitraum wird der Planungshorizont verwendet.

$$NEK = BWGK \cdot \frac{i_r \cdot (1+i_r)^{n_p}}{(1+i_r)^{n_p} - 1} \quad (20)$$

*NEK*: Nivellierte jährliche Erzeugungskosten

*BWGK*: Barwert der gesamten Kosten ohne Abrißkosten

*n<sub>p</sub>*: Planungshorizont

*i<sub>r</sub>*: Realer kalkulatorischer Zinssatz

In einem zweiten Schritt werden die nivellierten Abriß- und Rückbaukosten des Kraftwerks berechnet. Die Abrißkosten am Ende der Betriebszeit werden über die kalkulatorische Abschreibungszeit des Kraftwerks auf das Jahr der Inbetriebnahme abdiskontiert und über diesen Zeitraum nivelliert. Hierbei gilt ein besonderer Zinssatz (vgl. Abschnitt 3.4.2). Die nivellierten Rückbau- und Abrißkosten werden zu den übrigen nivellierten Kosten summiert.

$$NAK = \frac{AK}{(1 + i_{r,AK})^{n_A}} \cdot \frac{i_{r,AK} \cdot (1 + i_{r,AK})^{n_A}}{(1 + i_{r,AK})^{n_A} - 1} \quad (21)$$

$$NGK = NEK + NAK \quad (22)$$

- NAK:* Nivellierte jährliche Rückbau- und Abrißkosten  
*AK:* Abrißkosten  
*n<sub>A</sub>:* Kalkulatorische Abschreibungszeit  
*i<sub>r,AK</sub>:* Realer kalkulatorischer Zinssatz für die Rückbau- und Abrißkosten  
*NEK:* Nivellierte jährliche Erzeugungskosten  
*NGK:* Nivellierte jährliche Gesamtkosten

Um von den nivellierten jährlichen Gesamtkosten auf die Stromgestehungskosten zu kommen, müssen die nivellierten jährlichen Gesamtkosten durch die jährlich produzierte Strommenge geteilt werden. Die jährlich produzierte Strommenge ergibt sich dabei aus den Vollaststunden und der installierten Nettoleistung.

$$SM = VL \cdot P_{Netto} \quad (23)$$

$$K_{Strom} = \frac{NGK}{SM} \quad (24)$$

- SM:* Jährlich produzierte Strommenge  
*P<sub>Netto</sub>:* Installierte Nettoleistung  
*VL:* Jährliche Vollaststunden  
*K<sub>Strom</sub>:* Stromgestehungskosten [Pf/kWh]  
*NGK:* Nivellierte jährliche Gesamtkosten

Je nach Einsatz des Kraftwerks (Grundlast, Mittellast oder Spitzenlast) ergeben sich unterschiedliche Stromgestehungskosten. Die jährliche Kostenanalyse und die Berechnung der Stromgestehungskosten müssen daher für verschiedene Lastfälle einzeln durchgeführt werden.

## 7 Darstellung der Ergebnisse

In Kapitel 3 wurden für verschiedene zukünftige Kraftwerkstypen Rahmendaten wie Investitions-, Betriebs- und Abrißkosten, Nettowirkungsgrade sowie Blockgröße definiert. Dabei wurden unterschiedliche Kostenentwicklungen und die Entwicklung des Stands der Technik berücksichtigt.

Im folgenden wird die Höhe der Stromgestehungskosten aller definierten Kraftwerkstypen unter verschiedenen Rahmenbedingungen (Tabelle 12) untersucht. Der Schwerpunkt wird dabei auf "konventionelle" Technologien gesetzt, die mit einer hohen Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit im Jahr 2005 in Betrieb genommen werden können. Eine Ausnahme bildet der European Pressurized Reactor (EPR), dessen Entwicklung noch etwas mehr Zeit in Anspruch nehmen wird.

Tabelle 12: *Wirtschaftliche Rahmenbedingungen*

	Einheit	Wert
Preisbasis	-	1991
Jahr der Inbetriebnahme aller Kraftwerke	-	2005
Mittlere Inflationsrate ab 1997	-	2,5%
Kalkulatorische Abschreibungszeit im Referenzfall		
Steinkohlekraftwerke (außer GuD-Prozeß)	a	30
Braunkohlekraftwerke	a	30
Erdgaskraftwerke	a	20
Atomkraftwerke	a	35

Quelle: Eigene Annahmen

Neben den "konventionellen" Technologien werden einige "fortschrittliche" Kraftwerke betrachtet, die höhere Wirkungsgrade erreichen. Es ist jedoch ungewiß, ob diese Technologien bis zum Jahr 2005 technisch ausgereift sein werden. Auch die Kostenangaben hierfür sind vorsichtige Schätzungen und mit großen Unsicherheiten verbunden. Durch die Berücksichtigung dieser Kraftwerkstypen sollen mögliche Tendenzen in Hinblick auf die Stromgestehungskosten aufgezeigt werden.

Die Stromgestehungskosten werden in Abhängigkeit von den Jahresvolllaststunden berechnet und dargestellt. Bei der Bewertung der Ergebnisse werden verschiedene Lastfälle betrachtet. Dabei wurden als repräsentative Werte für die Spitzenlast 1500 Volllaststunden, für die Mittelast 4500 Volllaststunden und für die Grundlast<sup>16</sup> 6500 Volllaststunden angenommen. In Sensitivitätsanalysen wird der Einfluß von Brennstoffpreisen, Zinssätzen und Abschreibungszeiten

<sup>16</sup> 1995 liefen nach Angaben der VDEW (1996, S. 17) die Atomkraftwerke der BRD, die ausschließlich für die Grundlast eingesetzt werden, im Durchschnitt 6.382 Stunden im Jahr. Es sei darauf hingewiesen, daß für den EPR längere durchschnittliche Betriebszeiten angestrebt werden.

sowie unterschiedlichen Ökosteuern untersucht. Alle Wertangaben sind in Preisen von 1991, soweit dies nicht anders vermerkt ist.<sup>17</sup>

Die wichtigsten Eingabeparameter für "konventionelle" und "fortschrittliche" Technologien sind in Tabelle 13 noch einmal zusammengefaßt dargestellt.

Tabelle 13: Eingabeparameter für die Kraftwerksszenarien

<b>"Konventionelle" Kraftwerkstypen</b>					
Bez.	Beschreibung	Nettoleistung [MW <sub>el</sub> ]	spezifische Invest. kosten [DM/(kW <sub>el</sub> )]	Nettowirkungsgrad	Bemerkungen
SK - 1	Steinkohle, Staubfeuerung	900	2.200	47,0%	
BK - 1	Braunkohle, Staubfeuerung	950	2.700	44,5%	
AKW - 1	Atomkraftwerk, EPR-Reaktor	1.530	2.800	36,0%	niedrige Kosten
AKW - 2	Atomkraftwerk, EPR-Reaktor	1.530	4.000	36,0%	hohe Kosten
GuD - 1	Erdgas, GuD-Prozeß	800	850	60,0%	
GuD - 2	Erdgas, GuD-Prozeß	800	750	57,0%	
GT - 1	Erdgas, Gasturbine	250	500	39,0%	

<b>"Fortschrittliche" Kraftwerkstypen</b>					
Bez.	Beschreibung	Nettoleistung [MW <sub>el</sub> ]	spezifische Invest. kosten [DM/(kW <sub>el</sub> )]	Nettowirkungsgrad	Bemerkungen
SK - 2	Steinkohle, GuD-Prozeß mit integr. Kohlevergasung	900	2.750	52,0%	
BK - 2	Braunkohle, Staubfeuerung, mit Vortrocknung, 950 MW <sub>el</sub>	950	2.900	49,0%	niedrige Kosten
BK - 3	Braunkohle, Staubfeuerung, mit Vortrocknung, 950 MW <sub>el</sub>	950	2.500	49,0%	hohe Kosten

Quelle: Eigene Annahmen, gestützt auf Literaturdaten (Kommentare im Anhang 1, spezifische Investitionskosten in Preisen von 1998)

### 7.1 Referenzfall

Im Referenzfall wird von einer mittleren Steigerung der Brennstoffpreise (Referenzszenario), keinen Ökosteuern und einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 8,9 % ausgegangen. Die kalkulatorische Abschreibungszeit orientiert sich an der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Kraftwerke. Die vollständigen Eingabeparameter für alle Kraftwerkstypen sind in Anhang 2

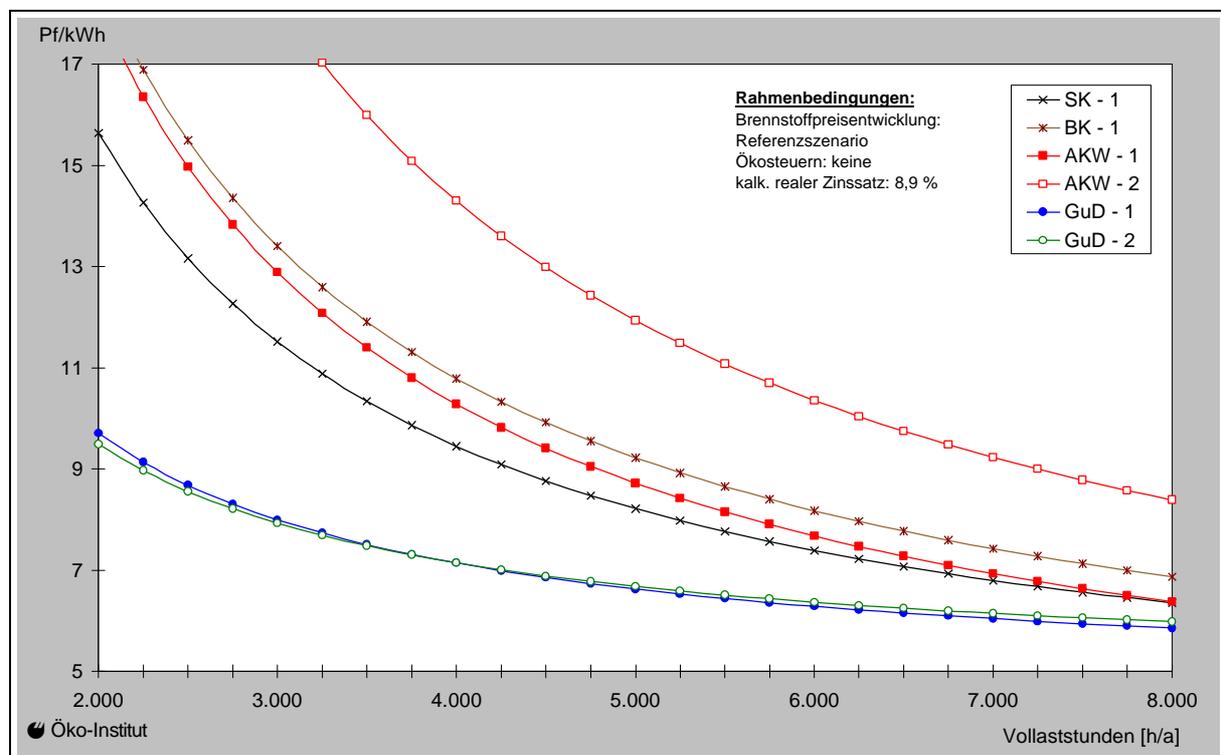
<sup>17</sup> Preise in Bezug auf 1998 liegen um ca. 22 % über den Angaben auf Preisbasis von 1991.

aufgeführt. In Anhang 3 finden sich die jährlichen Kostenanalysen für alle Kraftwerkstypen bei verschiedenen Lastbeanspruchungen. Hierin ist der Beitrag der einzelnen Kosten zu den gesamten Stromgestehungskosten und die Entwicklung der Kosten über die Betriebsjahre dargestellt.

### 7.1.1 "Konventionelle" Kraftwerkstypen

In Abbildung 9 sind die Stromgestehungskosten der konventionellen Kraftwerkstypen in Abhängigkeit von den Jahresvolllaststunden für die Mittel- und Grundlast dargestellt. Dabei zeigt sich, daß GuD-Anlagen im Vergleich zu den kapitalintensiveren Kohle- und Atomkraftwerken über den gesamten Lastbereich zu den niedrigsten Stromgestehungskosten produzieren können.

Abbildung 9: Stromgestehungskosten "konventioneller" Kraftwerkstypen im Referenzfall



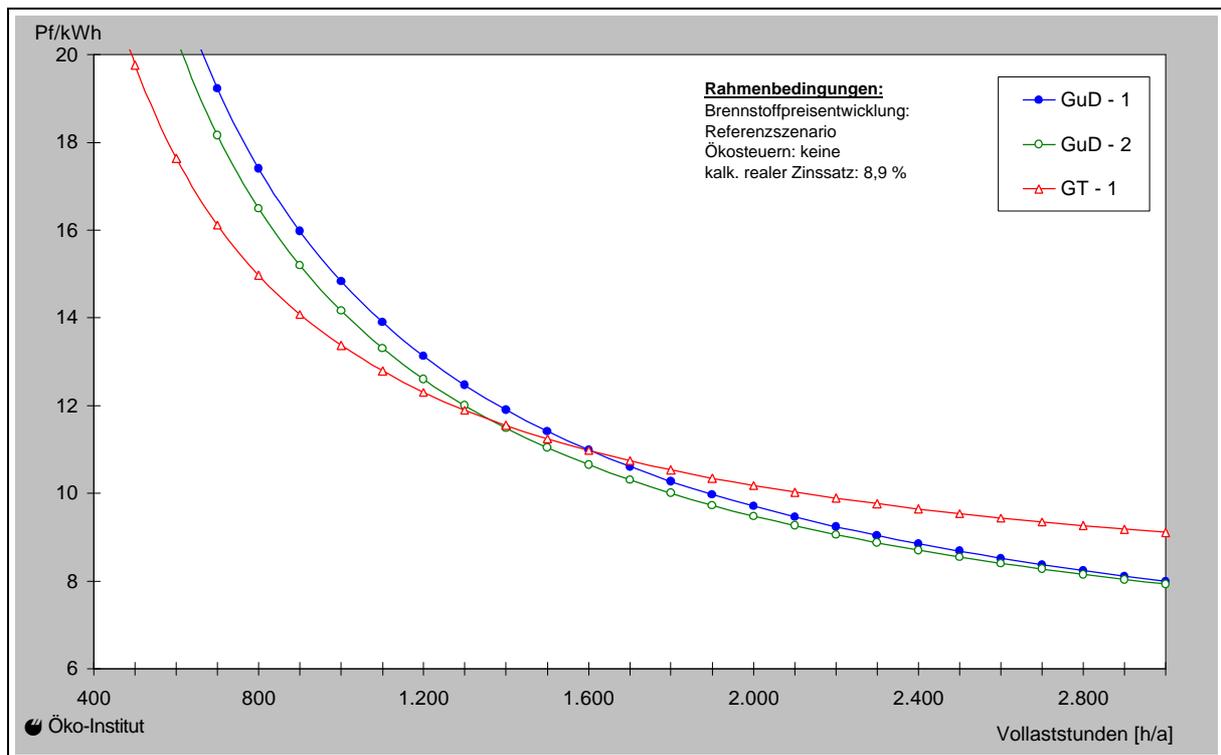
Quelle: Eigene Berechnungen

Auch in der Grundlast sind die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken und Kohlekraftwerken höher als die Stromgestehungskosten des GuD-Kraftwerks: Bei 6500 Volllaststunden liegen die Stromgestehungskosten für Atomkraftwerke je nach günstiger (AKW - 1) oder ungünstiger (AKW - 2) Kostenentwicklung bei 7,3 bzw. 9,7 Pf/kWh. Die Stromgestehungskosten von Stein- und Braunkohlekraftwerken liegen mit 7,1 Pf/kWh und 7,8 Pf/kWh in der Größenordnung der günstigen Kostenentwicklung für zukünftige Atomkraftwerke. Allerdings muß beachtet werden, daß bei der günstigen Kostenentwicklung für Atomkraftwerke Investitionskosten von 2.800 DM/kW (Preisbasis 1998), die Bestellung mehrerer Reaktoren und niedrige Betriebskosten angenommen wurden. GuD-Kraftwerke schneiden nicht nur in der Mittel-

last, sondern auch in der Grundlast mit Stromgestehungskosten von 6,2 Pf/kWh gegenüber allen anderen Kraftwerkstypen am günstigsten ab.

In der Spitzenlast ergibt sich unter ca. 1500 Vollaststunden ein Kostenvorteil für Gasturbinen gegenüber den aufwendigeren GuD-Anlagen (Abbildung 10).

Abbildung 10: Stromgestehungskosten in der Spitzenlast

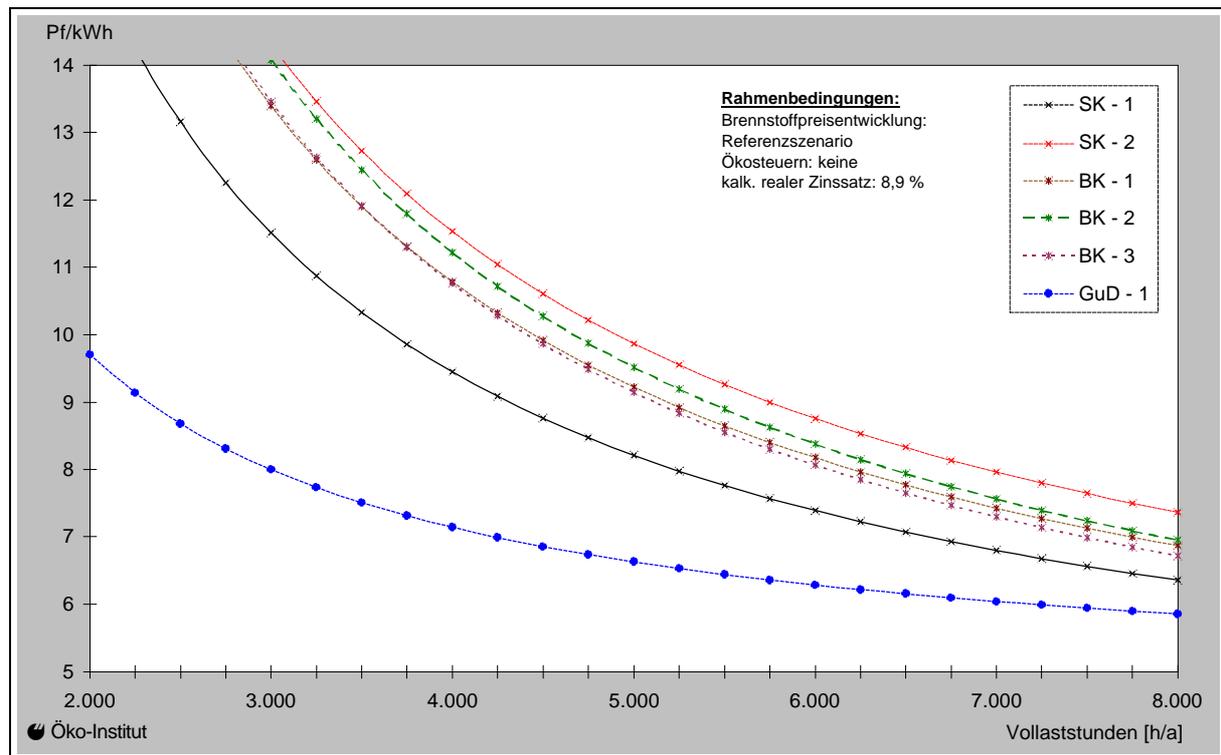


Quelle: Eigene Berechnungen

### 7.1.2 "Fortschrittliche" Technologien

GuD-Kraftwerke mit integrierter Vergasung von Steinkohle sind bereits heute technisch ausgereift. Bisher ist in Deutschland kein solches Kraftwerk geordert worden, da ein kommerzieller Betrieb an den höheren Investitions- und Betriebskosten und der kostengünstigeren Konkurrenz seitens der GuD-Anlagen scheitert. Abbildung 11 verdeutlicht, daß unter den hier angenommenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen das konventionelle Steinkohlekraftwerk SK - 1 in der Grundlast (6500 Vollaststunden) um 1,2 Pf/kWh und in der Mittellast (4500 Vollaststunden) um 1,8 Pf/kWh günstiger produzieren kann als das Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (SK - 2). Dabei wurden relativ niedrige Investitionskosten von 2750 DM/kW<sub>el</sub> für das Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (SK - 2) unterstellt. Erst wenn diese Kraftwerkstypen deutlich preiswerter werden, wird ihr Einsatz gegenüber konventionellen Steinkohlekraftwerken wirtschaftlich.

Abbildung 11: Stromgestehungskosten "fortschrittlicher" Technologien



Quelle: Eigene Berechnungen

Für neue Braunkohlekraftwerke entwickelt die RWE Energie ein Verfahren zur Vortrocknung der Braunkohle. Hierdurch könnte nach Angaben der Entwickler der Wirkungsgrad bis auf 49 % gesteigert werden (vgl. Abschnitt 2.4.1 auf S. 7). In dem Szenario BK - 2 wird von einer leichten Steigerung der Investitionskosten gegenüber dem konventionellen Kraftwerk BK - 1 durch die zusätzliche Anlagenkomponente ausgegangen. Elsen (1998) führt jedoch an, daß wegen des höheren Wirkungsgrades Teile der Anlage kleiner ausgeführt werden könnten und hierdurch auch Kosteneinsparungen möglich sind. Eine solche Entwicklung wird in dem Szenario BK - 3 durch geringere Investitionskosten berücksichtigt. Abbildung 11 zeigt, daß auch in diesem günstigen Fall trotz der Steigerung des Wirkungsgrades die gesamten Stromgestehungskosten nur sehr geringfügig um 0,1 Pf/kWh in der Grundlast sinken werden (vgl. auch Anhang 3).

## 7.2 Sensitivitätsanalyse Brennstoffpreise

Die Entwicklung der Brennstoffpreise hat insbesondere bei dem im Vergleich teureren Brennstoff Erdgas einen bedeutenden Einfluß auf die Stromgestehungskosten (Tabelle 14). Bei den kapitalintensiven Kohle- und Atomkraftwerken machen sich Unterschiede in den Brennstoffpreisen weniger stark bemerkbar, da der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten geringer ist. Die Stromgestehungskosten schwanken in der Grundlast je nach Brennstoffpreisentwicklung bei dem Steinkohlekraftwerk SK - 1 zwischen 6,3 und 8,0 Pf/kWh und bei dem Braunkohlekraftwerk BK - 1 zwischen 7,2 und 8,3 Pf/kWh. Bei zukünftigen Atomkraftwerken liegen die Stromgestehungskosten im günstigsten Fall mit niedriger Brennstoffpreisentwicklung

bei 6,5 Pf/kWh, im ungünstigen Fall können die Stromgestehungskosten 11,1 Pf/kWh betragen.

*Tabelle 14: Sensitivität der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von den Brennstoffpreisen*

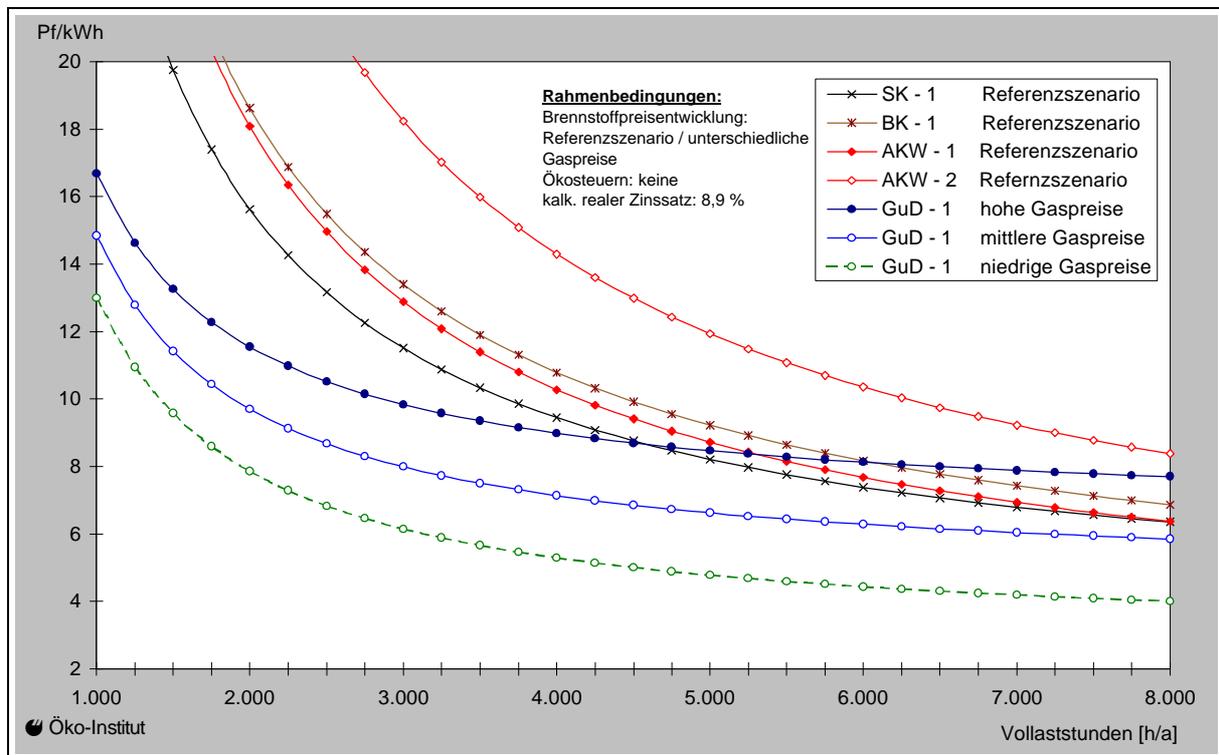
<b>Rahmenbedingungen</b>									
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%								
Ökosteuern:	keine								
Volllaststunden:	6.500								
[Pf/kWh]	SK - 1	SK - 2	BK - 1	BK - 2	BK - 3	AKW - 1	AKW - 2	GuD - 1	GuD - 2
Referenzszenario	7,1	8,3	7,8	7,9	7,7	7,3	9,7	6,2	6,2
Hohe Preisentwicklung	8,0	9,1	8,3	8,5	8,2	8,7	11,1	8,0	8,2
Niedrige Preisentwicklung	6,3	7,6	7,2	7,4	7,2	6,5	8,9	4,3	4,3

Quelle: Eigene Berechnungen

Sollten die Gaspreise real so niedrig wie bisher bleiben (Szenario Niedrige Preisentwicklung), könnten GuD-Anlagen mit 4,3 Pf/kWh wesentlich günstiger betrieben werden als anderen Kraftwerkstypen.

Ein starker Anstieg der Gaspreise (Szenario Hohe Preisentwicklung) würde sich in den Stromgestehungskosten deutlich bemerkbar machen. Bei sehr hohen Gaspreisen können GuD-Kraftwerke in der Grundlast mit Stromgestehungskosten von 8,0 Pf/kWh noch mit Braunkohlekraftwerken konkurrieren (Abbildung 12). Steinkohlekraftwerke sind in diesem Fall um 0,9 Pf/kWh günstiger als GuD-Anlagen. Dieser Kostenvorteil gilt allerdings nicht in der Mittellast: Bei 4500 Volllaststunden können GuD-Kraftwerke mit 8,7 Pf/kWh auch bei sehr hohen Gaspreisen zu den gleichen Kosten wie Steinkohlekraftwerke (8,8 Pf/kWh) Strom produzieren. Auch die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerke liegen in der Grundlast nur bei der sehr günstigen Kostenentwicklung für Atomkraftwerke (AKW - 1) und sehr hohen Gaspreisen unter den Stromgestehungskosten von GuD-Kraftwerken (Tabelle 14, Abbildung 12).

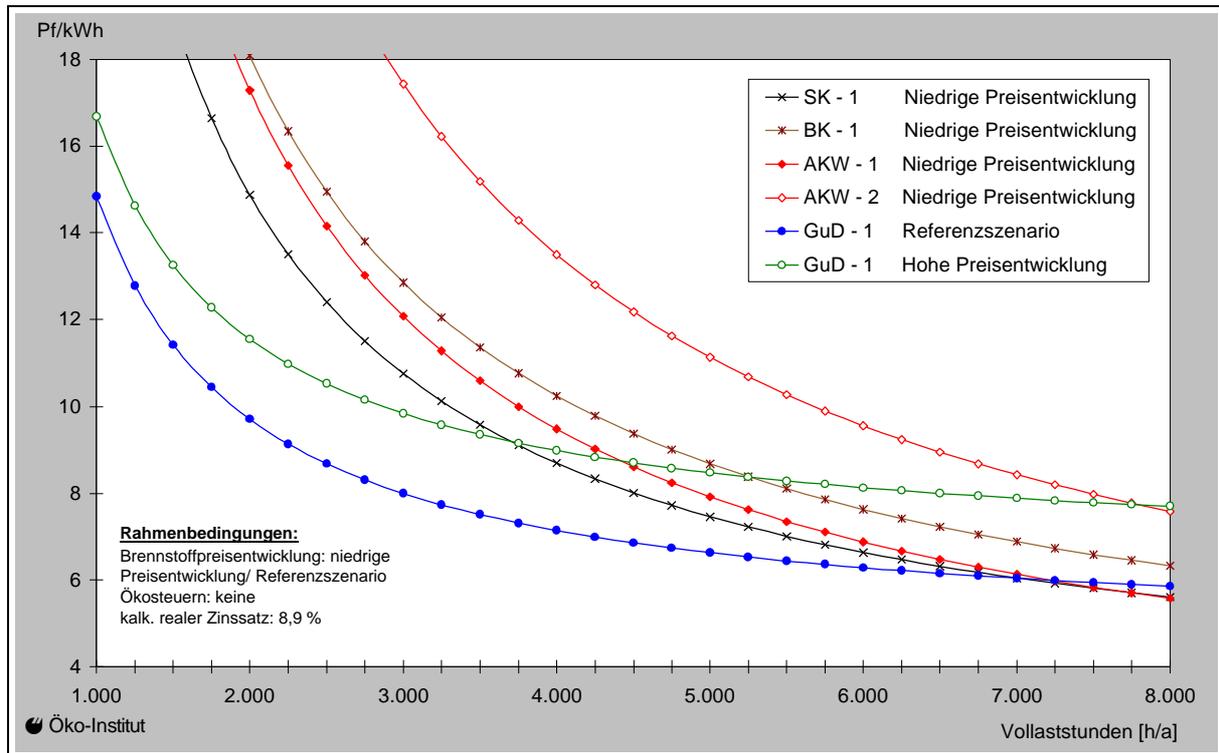
Abbildung 12: Auswirkung verschiedener Gaspreise auf die Wettbewerbsfähigkeit von GuD-Kraftwerken



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 13 verdeutlicht, daß auch bei einer sehr niedrigen Preisentwicklung für Steinkohle, Braunkohle und Kernenergie GuD-Anlagen in der Grundlast wettbewerbsfähig bleiben. Nur im Fall sehr hoher Erdgaspreise und niedriger Preise für Kohle und Kernbrennstoffe entstehen in der Grundlast Kostenvorteile für Kohle- und Kernkraftwerke.

Abbildung 13: Auswirkung niedriger Brennstoffpreise für Kohle und Kernenergie



Quelle: Eigene Berechnungen

### 7.3 Sensitivitätsanalyse Zinssätze und Abschreibungszeiten

Durch die Höhe der Investitionskosten, des kalkulatorischen Zinssatzes und die kalkulatorische Abschreibungszeit werden die gesamten kapitalgebundenen Kosten bestimmt. Dabei zeigt sich, daß der Zinssatz und die Abschreibungszeit einen ähnlich wichtige Rolle wie die Höhe der Investitionskosten spielen.

Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes ist es möglich, daß sich die geforderten Abschreibungszeiten verkürzen werden (vgl. Abschnitt 6.3). Kürzere Abschreibungszeiten erhöhen wie höhere Zinssätze die kapitalgebundenen Kosten. Hiervon sind besonders kapitalintensive Technologien wie Braunkohle- und Atomkraftwerke betroffen.

Im Referenzszenario orientieren sich die kalkulatorischen Abschreibungszeiten an der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Kraftwerke und liegen damit deutlich über den steuerlichen Abschreibungszeiten. In Sensitivitätsanalysen werden hier um die Hälfte verkürzte Abschreibungszeiten und eine einheitliche Abschreibung aller Kraftwerke in 10 Jahren betrachtet.<sup>18</sup> Der reale kalkulatorische Zinssatz wurde im Referenzszenario bei 1/3 Eigenkapital und 2/3 Fremdkapital zu 8,9 % berechnet (vgl. Abschnitt 6.2). Daneben wird die Wirkung eines höheren Zinssatzes (real 12,2 %) und eines niedrigeren Zinssatzes (real 5,7 %) untersucht. In Tabelle

<sup>18</sup> Das RWI (1997) setzt in zwei verschiedenen Szenarien 10 und 20 Jahre für alle Kraftwerke als kalkulatorische Abschreibungszeit an, um der Verkürzung der Abschreibungszeiten in einer liberalisierten Elektrizitätswirtschaft Rechnung zu tragen.

15 sind die Stromgestehungskosten bei verschiedenen Abschreibungszeiten und Zinssätzen in der Grundlast dargestellt.

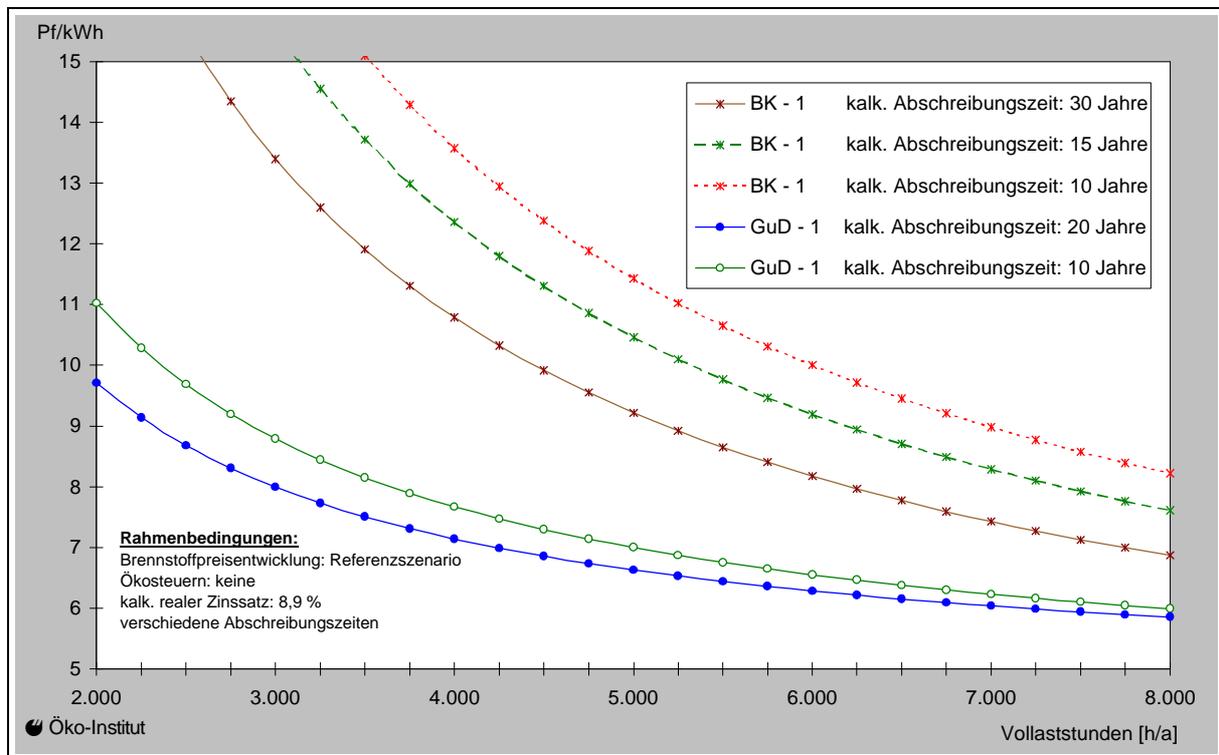
*Tabelle 15: Sensitivität der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von Abschreibungszeiten und Zinssätzen in der Grundlast*

<b>Rahmenbedingungen</b>									
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%								
Ökosteuern:	keine								
Volllaststunden:	6.500								
[Pf/kWh]	SK - 1	SK - 2	BK - 1	BK - 2	BK - 3	AKW - 1	AKW - 2	GuD - 1	GuD - 2
Referenzszenario	7,1	8,3	7,8	7,9	7,7	7,3	9,7	6,2	6,2
Halbierte Abschreibungszeit	7,8	9,8	8,7	9,0	8,5	8,1	10,9	6,4	6,4
10 Jahre Abschreibungszeit	8,4	9,8	9,5	9,8	9,2	9,1	12,4	6,4	6,4
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	12,2%								
[Pf/kWh]	SK - 1	SK - 2	BK - 1	BK - 2	BK - 3	AKW - 1	AKW - 2	GuD - 1	GuD - 2
Referenzszenario	7,8	9,2	8,7	8,9	8,5	8,3	11,2	6,4	6,4
Halbierte Abschreibungszeit	8,5	10,6	9,6	9,9	9,3	9,0	12,3	6,6	6,6
10 Jahre Abschreibungszeit	9,0	10,6	10,2	10,6	9,9	9,9	13,5	6,6	6,6
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	5,7%								
[Pf/kWh]	SK - 1	SK - 2	BK - 1	BK - 2	BK - 3	AKW - 1	AKW - 2	GuD - 1	GuD - 2
Referenzszenario	6,4	7,5	6,9	7,0	6,8	6,3	8,4	6,0	6,1
Halbierte Abschreibungszeit	7,1	9,1	7,9	8,0	7,7	7,2	9,6	6,2	6,2
10 Jahre Abschreibungszeit	7,8	9,1	8,7	9,0	8,5	8,4	11,3	6,2	6,2

Quelle: Eigene Berechnungen

Eine Halbierung der Abschreibungszeit wirkt sich besonders stark bei den kapitalintensiven Kohle- und Atomkraftwerken aus. Die Stromgestehungskosten erhöhen sich dort um 0,7 - 1,5 Pf/kWh. Hingegen fällt der Anstieg bei GuD-Kraftwerken mit 0,2 Pf/kWh gering aus. Werden auch die kapitalintensiven Braunkohle- und Atomkraftwerke in 10 Jahren abgeschrieben, erhöhen sich die Stromgestehungskosten gegenüber dem Referenzfall um bis zu 2,7 Pf/kWh (Tabelle 15, Abbildung 14).

Abbildung 14: Einfluß der Abschreibungszeit auf die Stromgestehungskosten bei Braunkohle- und GuD-Kraftwerken

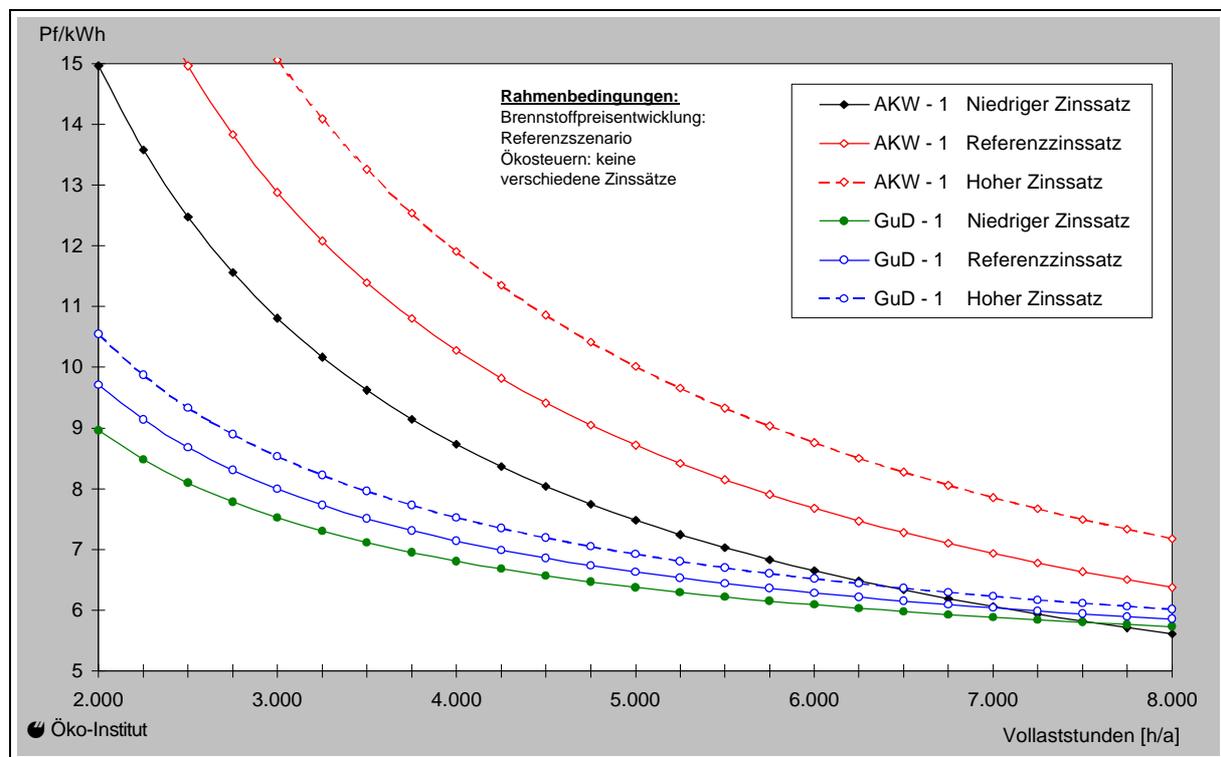


Quelle: Eigene Berechnungen

Die Wettbewerbswirkung in der Elektrizitätswirtschaft kann auch über veränderte Zinssätze anstelle der verkürzten Abschreibungszeiten erklärt werden. Das höhere Investitionsrisiko im Wettbewerb äußert sich bei den Investoren in einer höheren Renditeerwartung. Höhere Zinssätze haben eine ähnliche Wirkung wie niedrigere Abschreibungszeiten: die kapitalgebundenen Kosten steigen, zukünftige Brennstoffkosten werden stärker abdiskontiert und fallen dadurch weniger ins Gewicht.

Die Wirkung unterschiedlicher Zinssätze kann gut durch einen Vergleich von GuD-Kraftwerken mit Atomkraftwerken verdeutlicht werden (Abbildung 15). Bei einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 12,2 % liegen die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken um ca. 2 - 5 Pf/kWh über den Stromgestehungskosten der GuD-Anlagen. Bei einem niedrigen Zinssatz von real 5,7 % sinkt die Kostendifferenz auf ca. 0,2 - 2,5 Pf/kWh.

Abbildung 15: Einfluß der Zinssätze auf die Stromgestehungskosten von Atom- und GuD-Kraftwerken



Quelle: Eigene Berechnungen

Bei beiden Interpretationen (höhere Zinssätze, verkürzte Abschreibungszeiten) werden durch die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft Kraftwerke mit niedrigen Investitionskosten, wie GuD-Kraftwerke und Gasturbinen, gegenüber kapitalintensiven Kraftwerken in ihrer Wettbewerbsfähigkeit gestärkt.

## 7.4 Auswirkungen von Ökosteuern

In Kapitel 5 wurden verschiedene Ökosteuerszenarien eingeführt, die sich sowohl in der Höhe als auch in ihrer Kombination unterscheiden. Basierend auf einem Vorschlag der EU-Kommission wurden vergleichsweise niedrige Steuersätze definiert. Die höheren Steuersätze beziehen sich auf eine Studie des DIW (1994) zur ökologischen Steuerreform. Bei beiden Steuersätzen wird zwischen einer reinen Primärenergiesteuer, einer Kombination aus CO<sub>2</sub>- und Energiesteuer (jeweiliger Anteil 50 %) und einer reinen CO<sub>2</sub>-Steuer unterschieden.

### 7.4.1 Niedrige Ökosteuern

Bei den niedrigen Steuersätzen in der Höhe des EU-Vorschlags zeigt sich, daß die Stromgestehungskosten im Grundlastbereich nur leicht bis mäßig (max. um 2,6 Pf/kWh) gegenüber dem Referenzszenario steigen (Tabelle 16). Von einer reinen CO<sub>2</sub>-Steuer sind insbesondere Braunkohlekraftwerke (+ 2,6 Pf/kWh) und Steinkohlekraftwerke (+ 2,0 Pf/kWh) betroffen, bei den GuD-Anlagen erhöhen sich die Stromgestehungskosten nur geringfügig um 0,4 Pf/kWh.

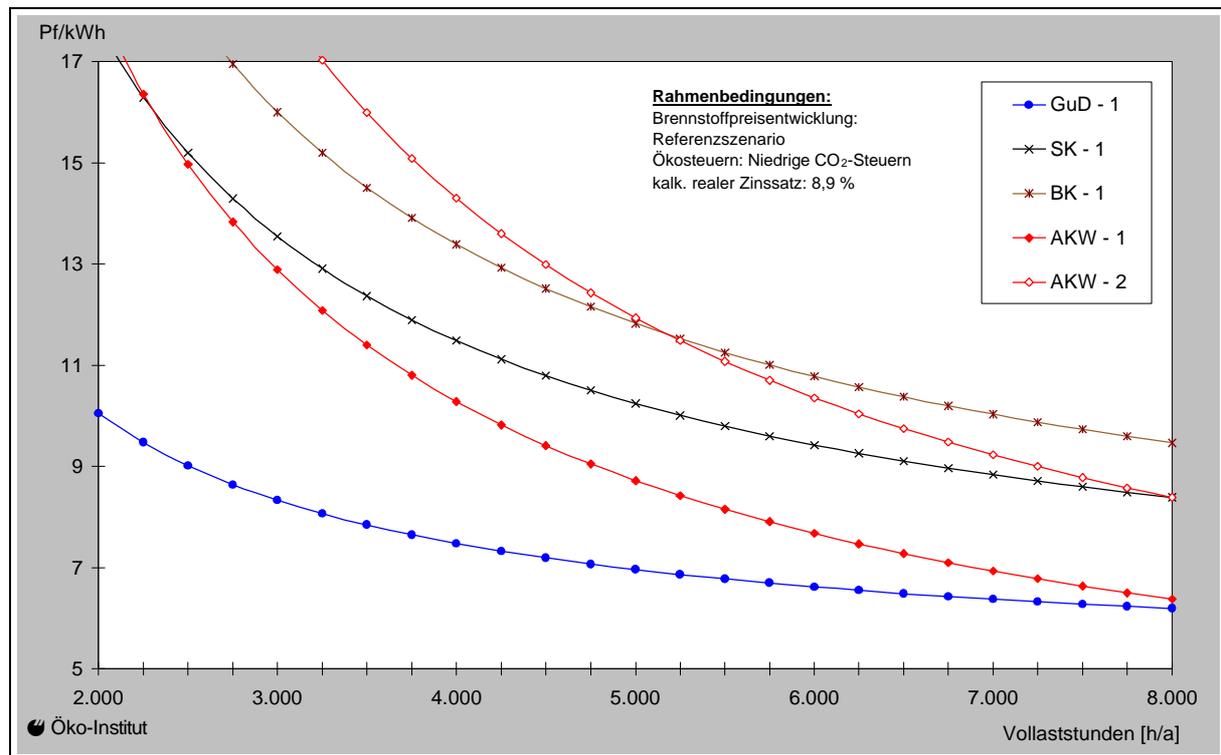
GuD-Anlagen bleiben damit gegenüber anderen Kraftwerkstypen im Grundlastbereich kostengünstiger. Dies gilt auch im Vergleich zu Atomkraftwerken, die von einer reinen CO<sub>2</sub>-Steuer nicht betroffen sind: die Stromgestehungskosten von AKW liegen bei einer reinen CO<sub>2</sub>-Steuer je nach Kostenentwicklung noch um 0,7 - 3,2 Pf/kWh über den Stromgestehungskosten der GuD-Anlagen. Bei der Einführung von Mix-Steuern oder einer Energiesteuer erhöht sich der Kostenvorteil der GuD-Anlagen gegenüber den Atomkraftwerken noch weiter (Tabelle 16).

Tabelle 16: Stromgestehungskosten in der Grundlast bei Einführung von Ökosteuern

<b>Rahmenbedingungen</b>									
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%								
Brennstoffpreisentwicklung:	Referenzszenario								
Volllaststunden:	6.500								
[Pf/kWh]	SK - 1	SK - 2	BK - 1	BK - 2	BK - 3	AKW - 1	AKW - 2	GuD - 1	GuD - 2
Keine Ökosteuern	7,1	8,3	7,8	7,9	7,7	7,3	9,7	6,2	6,2
CO <sub>2</sub> - niedrig	9,1	10,2	10,4	10,3	10,0	7,3	9,7	6,5	6,6
Mix - niedrig	8,9	10,0	10,0	9,9	9,6	8,4	10,8	6,7	6,8
Energie - niedrig	8,7	9,8	9,5	9,5	9,3	9,5	11,9	6,9	7,0
CO <sub>2</sub> - hoch	17,2	17,5	20,7	19,7	19,4	7,3	9,7	10,2	10,5
Mix - hoch	16,3	16,7	18,6	17,8	17,5	12,7	15,2	11,1	11,5
Energie - hoch	15,4	15,8	16,5	15,9	15,6	18,1	20,6	12,1	12,5

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 16: Stromgestehungskosten bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Steuern



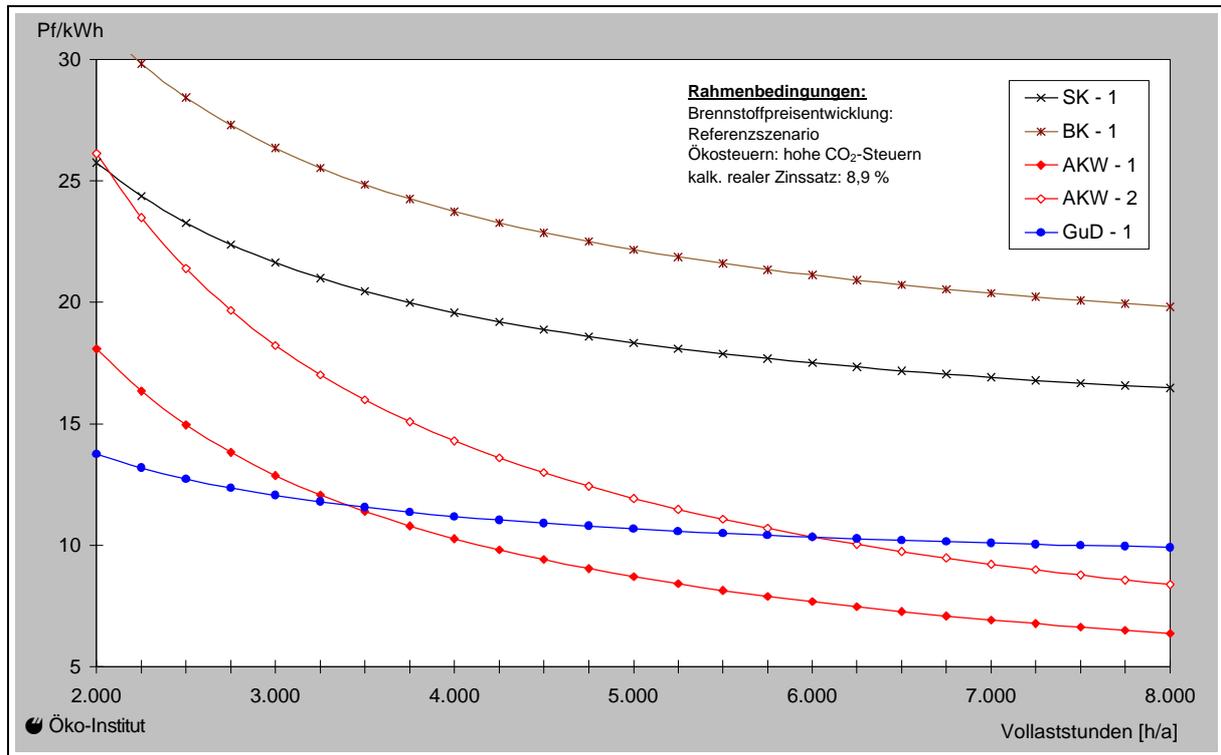
Quelle: Eigene Berechnungen

### 7.4.2 Hohe Ökosteuern

Hohe Ökosteuern haben auf die verschiedenen Kraftwerkstypen recht unterschiedliche Auswirkungen. Bei einer reinen Primärenergiesteuer ist der Wirkungsgrad des Kraftwerks für den Anstieg der Stromgestehungskosten verantwortlich. Atomkraftwerke mit einem vergleichsweise niedrigem Wirkungsgrad von 36 % sind hiervon besonders betroffen. Werden CO<sub>2</sub>-Steuern erhoben, ist nicht nur der Wirkungsgrad, sondern in noch größerem Maße der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Brennstoffs ausschlaggebend für den Anstieg der Stromgestehungskosten. Erdgas hat mit Abstand den niedrigsten CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor bezogen auf den Heizwert des Brennstoffs.

Bei hohen CO<sub>2</sub>-Steuern steigen die Stromgestehungskosten von GuD-Kraftwerken daher nur um ca. 4 Pf/kWh, bei Braunkohlekraftwerken ist der Anstieg von bis zu 13 Pf/kWh wegen des höheren CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors etwa drei mal so hoch (Abbildung 17, Tabelle 18). Atomkraftwerke können in diesem Fall auch bei einer ungünstigen Kostenentwicklung Strom zu niedrigeren Kosten als andere Kraftwerkstypen bereitstellen.

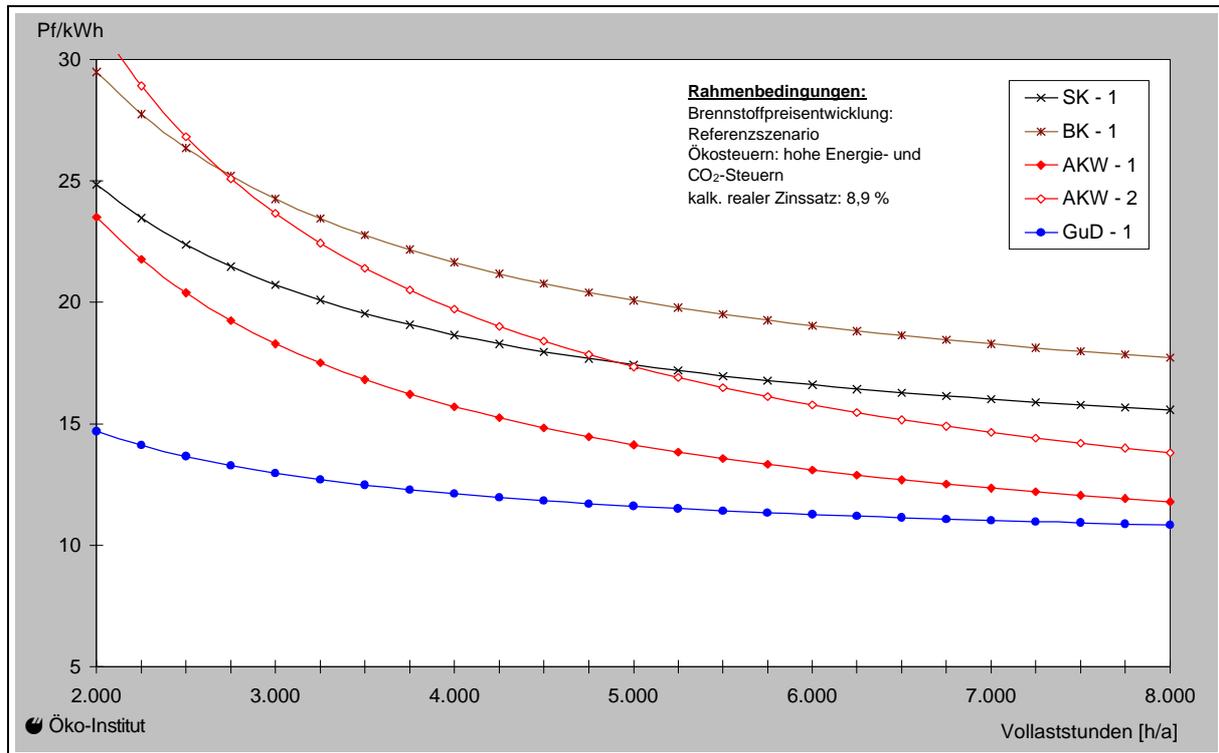
Abbildung 17: Stromgestehungskosten bei hohen CO<sub>2</sub>-Steuern



Quelle: Eigene Berechnungen

Wird anstelle der reinen Energiesteuer ein Mix aus Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuer erhoben, sind GuD-Kraftwerke in der Grund- und Mittellast kostengünstiger als Atomkraftwerke (Abbildung 18). Allerdings bleibt der Kostenvorteil der Atomkraftwerke gegenüber Stein- und Braunkohlekraftwerken bestehen.

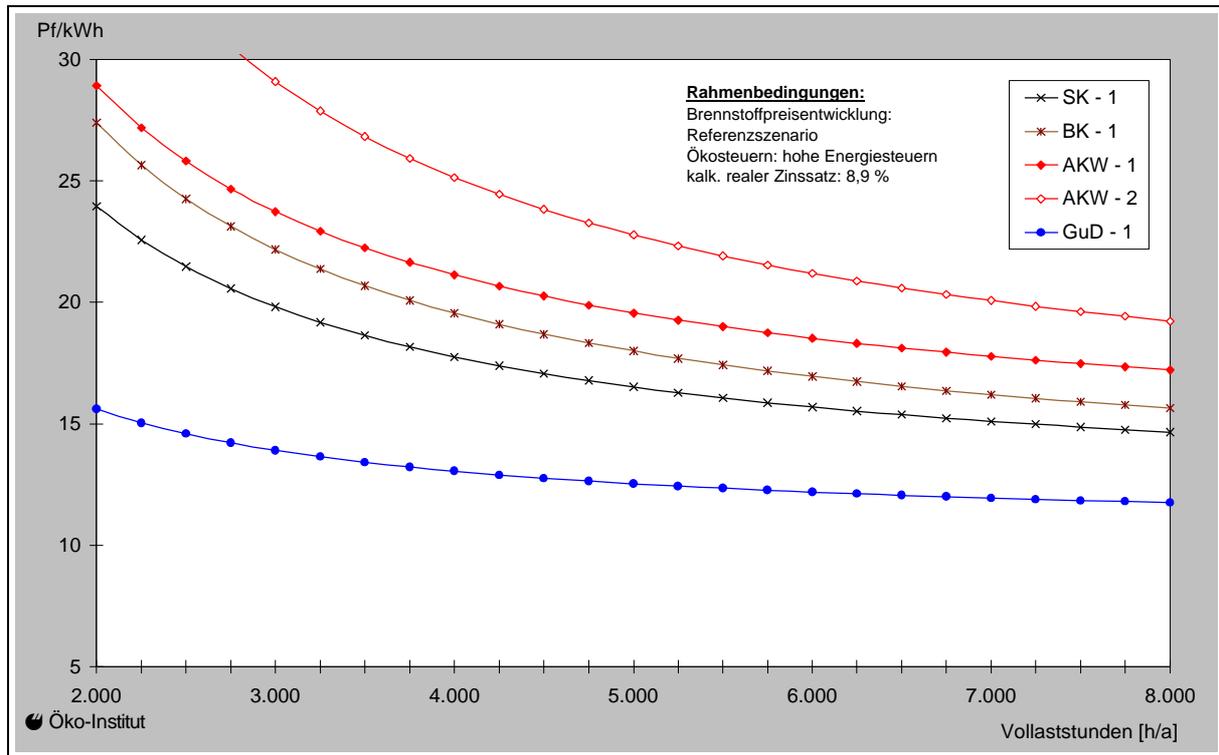
Abbildung 18: Stromgestehungskosten bei hohen Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern



Quelle: Eigene Berechnungen

Bei einer hohen Energiesteuer sind Atomkraftwerke auch bei einer sehr günstigen Kostenentwicklung teurer als andere Typen (Abbildung 19). Der Kostenvorteil von GuD-Kraftwerken gegenüber den Kohlekraftwerken ist etwas geringer als bei einer reinen CO<sub>2</sub>-Steuer, aber dennoch mit 3,3 Pf/kWh gegenüber dem Steinkohlekraftwerk SK - 1 und 4,4 Pf/kWh gegenüber dem Braunkohlekraftwerk BK - 1 beachtlich (Tabelle 16).

Abbildung 19: Stromgestehungskosten bei hohen Energiesteuern



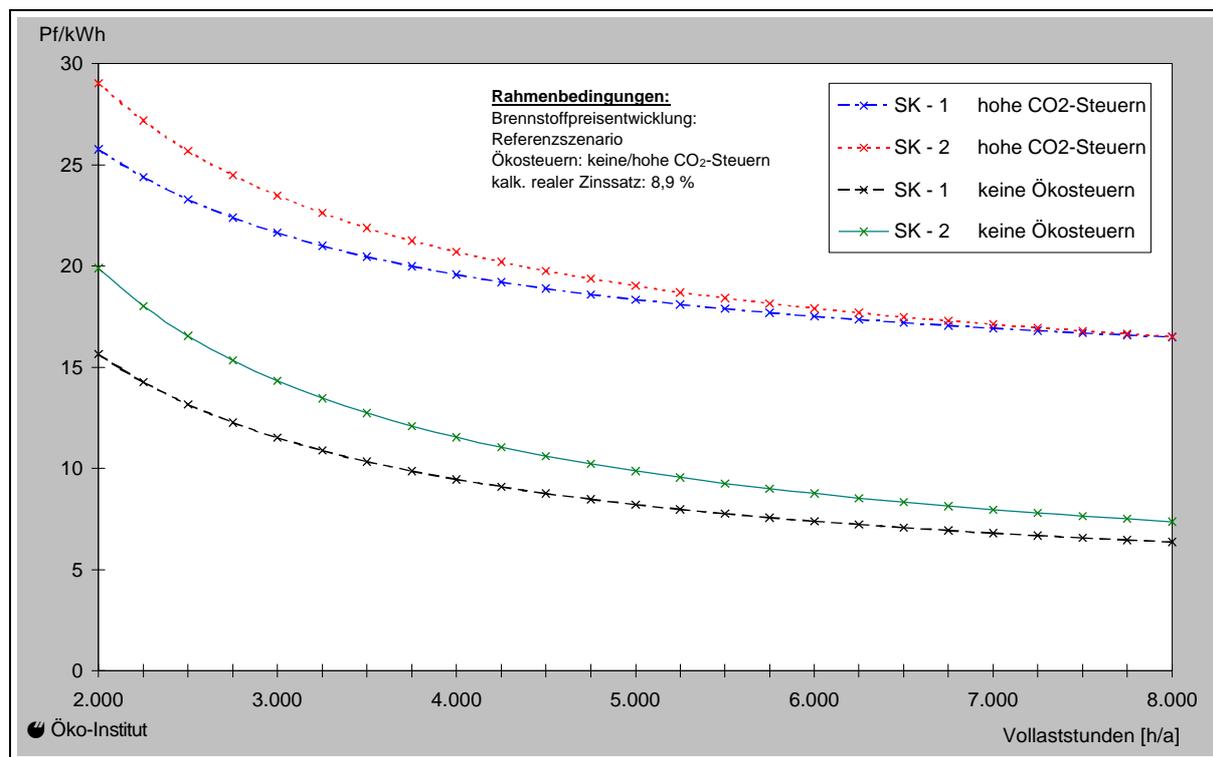
Quelle: Eigene Berechnungen

### 7.4.3 Dynamische Anreizwirkung zum Einsatz effizienterer Technologien

Ökosteuern verteuern den Brennstoffeinsatz. Es zeigt sich, daß bei hohen Ökosteuern "fortschrittliche" Technologien, die effizienter sind, kostengünstiger werden, da der zusätzliche Kapitalaufwand durch die Einsparung von Brennstoffkosten und Ökosteuern kompensiert wird.

Ein GuD-Prozeß mit integrierter Kohlevergasung (SK - 2) ist ohne Ökosteuern in der Grundlast bei 6500 Jahresvollaststunden um 1,2 Pf/kWh teurer als eine einfache Staubfeuerung mit einem niedrigeren Wirkungsgrad (SK - 1) (vgl. Anhang 3). Durch die Einführung von Ökosteuern können beide Technologien oberhalb von 7000 Jahresvollaststunden zu etwa gleichen Kosten produzieren (Abbildung 20).

Abbildung 20: Dynamische Anreizwirkung von Ökosteuern bei Steinkohlekraftwerken

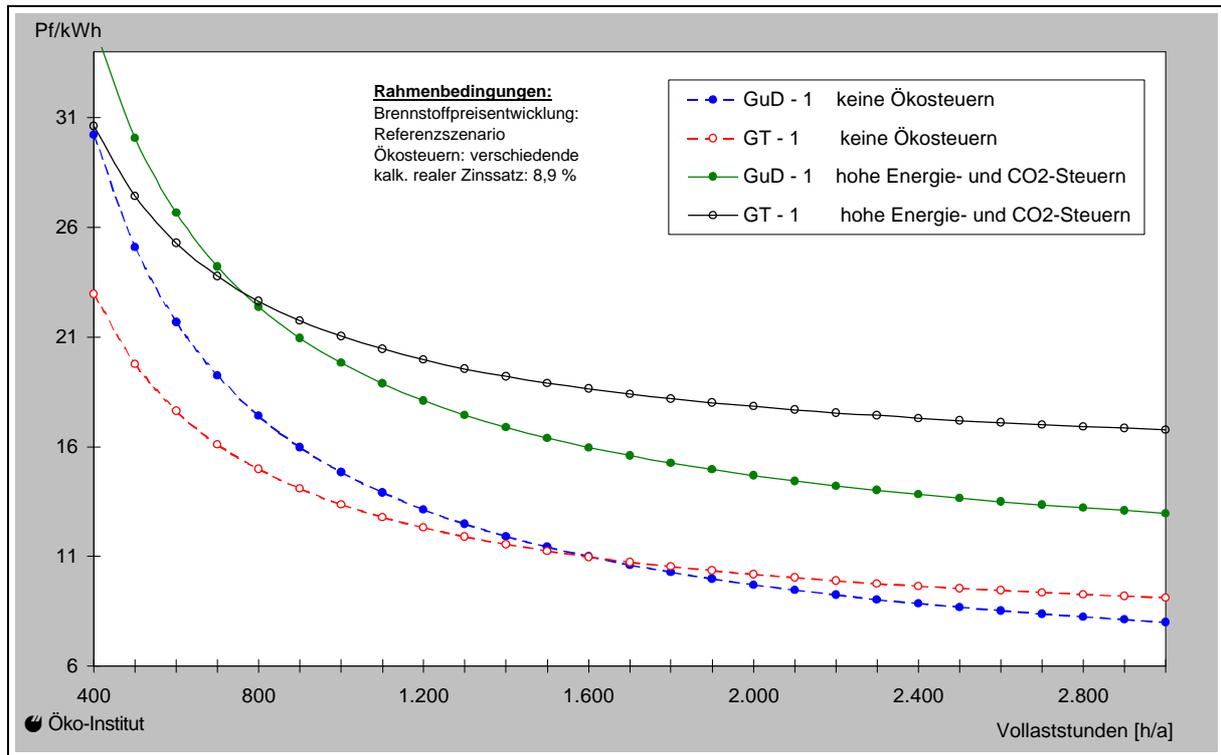


Quelle: Eigene Berechnungen

Eine ähnliche Tendenz ist bei Kraftwerken auf Basis von Braunkohle und Erdgas zu erkennen. Sollte die Vortrocknung der Braunkohle bis zum Jahr 2005 einsatzfähig sein, so ergeben sich auch bei einer ungünstigen Kostenentwicklung (BK - 2) bei hohen Ökosteuern für diese Variante Kostenvorteile gegenüber der herkömmlichen Technologie.

Im Referenzfall ohne Ökosteuern sind Gasturbinen in der Spitzenlast unter ca. 1500 Jahresvollaststunden wegen der geringeren Investitionskosten kostengünstiger als GuD-Anlagen. Durch hohe Ökosteuern wird der Brennstoffeinsatz soweit verteuert, daß sich der Einsatz von GuD-Anlagen anstelle von Gasturbinen auch in der Spitzenlast bis ca. 800 Vollaststunden lohnt (Abbildung 21).

Abbildung 21: Wirkung von Ökosteuern in der Spitzenlast

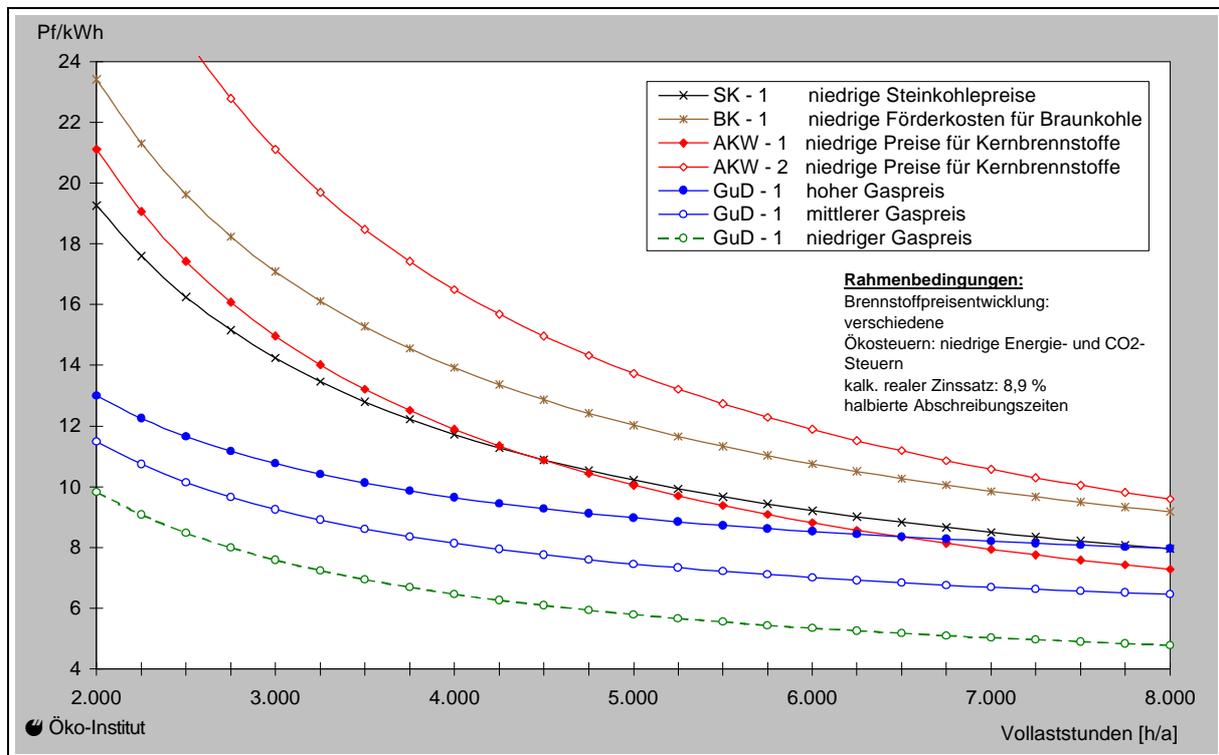


Quelle: Eigene Berechnungen

### 7.4.4 Ökosteuern im Wettbewerb

Im folgenden sollen verschiedene Szenarien betrachtet werden, die die möglichen Folgen des Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft berücksichtigen. Dabei wird eine Halbierung der Abschreibungszeiten und die Einführung niedriger CO<sub>2</sub>- und Energiesteuern angenommen. In Abbildung 22 sind die Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke unter diesen Rahmenbedingungen bei verschiedenen Gaspreisen dargestellt. Es zeigt sich, daß auch bei sehr hohen Gaspreisen GuD-Kraftwerke unter diesen Rahmenbedingungen am kostengünstigsten sind. Nur bei einer sehr günstigen Kostenentwicklung für Atomkraftwerke und sehr hohen Gaspreisen ergibt sich ein geringer Kostenvorteil für die Atomkraftwerke.

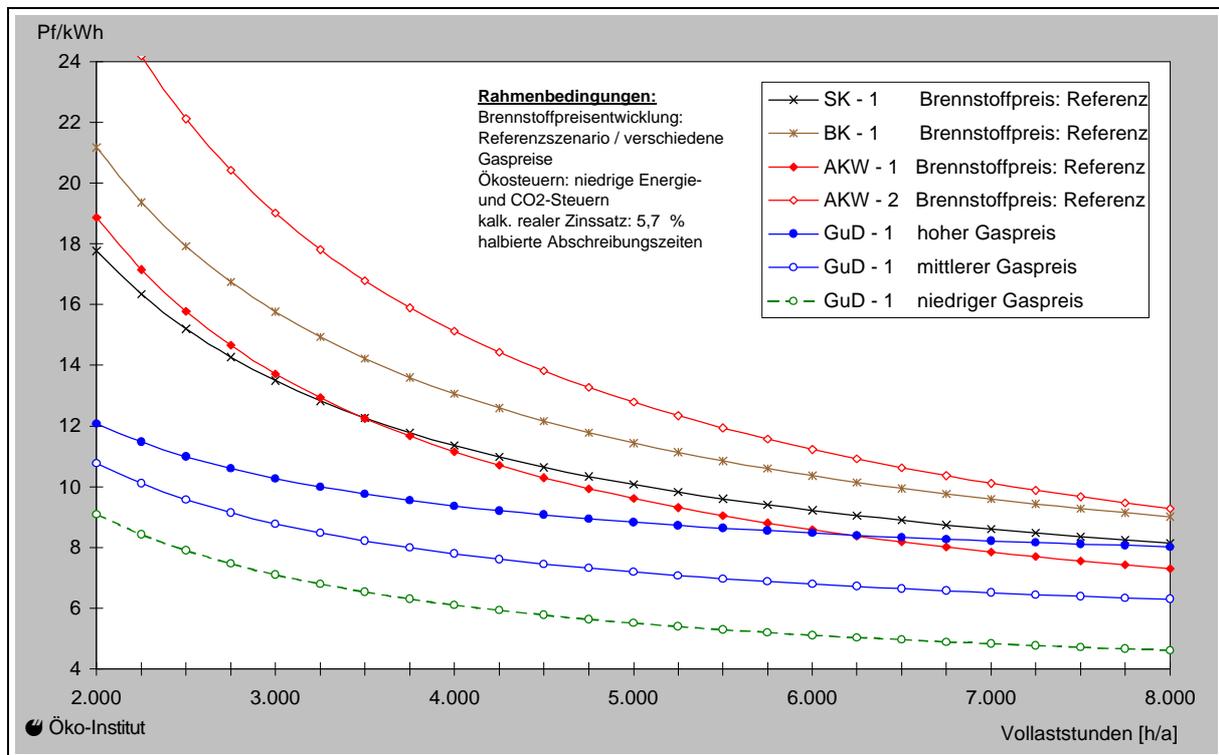
Abbildung 22: Stromgestehungskosten bei halbierten Abschreibungszeiten, niedrigen CO<sub>2</sub>- und Energiesteuern und verschiedenen Gaspreisen



Quelle: Eigene Berechnungen

Auch bei einer Änderung weiterer Rahmenbedingungen bleiben GuD-Kraftwerke am kostengünstigsten. Sollte sich die Zinssätze langfristig auf einem niedrigen Niveau von real 5,7 % stabilisieren, wären Atomkraftwerke auch hier nur bei einer sehr günstigen Kostenentwicklung (AKW - 1) und bei sehr hohen Gaspreisen etwas günstiger als GuD-Kraftwerke. Die Stromgestehungskosten von Kohlekraftwerken liegen auch bei einem hohem Gaspreis noch über denen von GuD-Kraftwerken (Abbildung 23).

Abbildung 23: Stromgestehungskosten bei halbierten Abschreibungszeiten, niedrigen CO<sub>2</sub>- und Energiesteuern, niedrigem Zinssatz und verschiedenen Gaspreisen

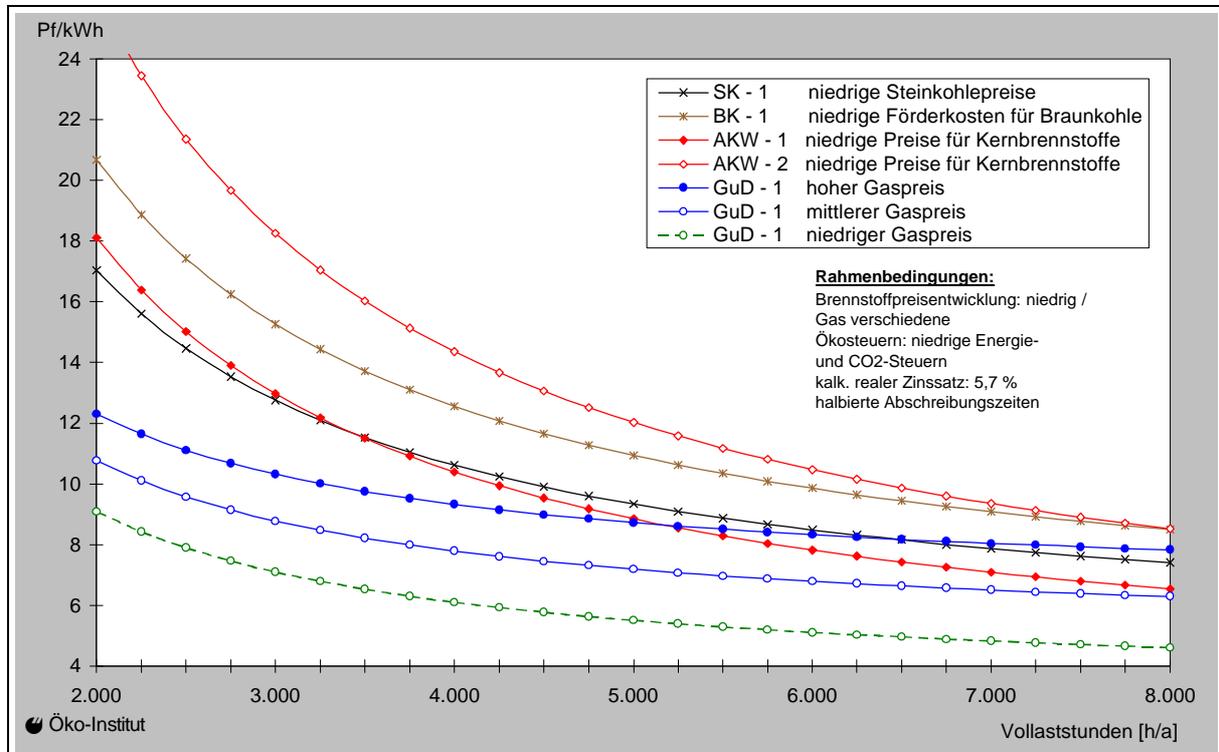


Quelle: Eigene Berechnungen

Hieran würde auch ein Verfall der Brennstoffpreise für Kohle und Kernbrennstoffe wenig ändern. Bei sonst gleichen Rahmenbedingungen (halbierte Abschreibungszeiten, niedrige Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern, niedriger Zinssatz) kann das Steinkohlekraftwerk SK - 1 nur bei sehr niedrigen Preisen für Steinkohle und sehr hohen Preisen für Erdgas in der Grundlast oberhalb von ca. 6600 Jahresvollaststunden zu niedrigeren Kosten als das GuD-Kraftwerk Strom bereitstellen (Abbildung 24). Auch die Wettbewerbsfähigkeit der Atomkraftwerke erhöht sich unter diesen Rahmenbedingungen kaum. Im Falle einer günstigen Kostenentwicklung für Atomkraftwerke (AKW - 1) und sehr hohen Gaspreisen beträgt der Kostenvorteil der Atomkraftwerke in der Grundlast 0,8 Pf/kWh gegenüber GuD-Anlagen. Bei mittleren Gaspreisen sind GuD-Kraftwerke kostengünstiger als alle anderen Kraftwerkstypen.

Tabelle 17 zeigt die Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen bei niedrigeren Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern unter den in diesem Abschnitt genannten Rahmenbedingungen.

Abbildung 24: Stromgestehungskosten bei halbierten Abschreibungszeiten, niedrigen Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern, einem niedrigen Zinssatz, niedrigen Preisen für Kohle und Kernbrennstoffe und verschiedenen Gaspreisen



Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 17: Stromgestehungskosten bei niedrigen Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern unter verschiedenen Rahmenbedingungen

Beschreibung des Szenarios (nur Abweichungen v. Ref.)	SK - 1	SK - 2	BK - 1	BK - 2	BK - 3	AKW - 1	AKW - 2	GuD - 1	GuD - 2
Referenz	7,1	8,3	7,8	7,9	7,7	7,3	9,7	6,2	6,2
halbierte Abschreibungszeit Ökosteuern: Mix - niedrig	8,9	10,7	9,9	9,9	9,6	8,2	10,6	6,6	6,7
halbierte Abschreibungszeit Ökosteuern: Mix - niedrig Hohe Brennstoffpreise	10,4	12,2	11,3	11,3	10,9	10,4	13,3	8,4	8,5
halbierte Abschreibungszeit Ökosteuern: Mix - niedrig Niedrige Brennstoffpreise	8,8	10,7	10,3	10,4	9,9	8,4	11,2	5,2	5,1
halbierte Abschreibungszeit Ökosteuern: Mix - niedrig Brennstoffpreise: Referenzfall niedriger Zinssatz	8,9	10,7	9,9	9,9	9,6	8,2	10,6	6,6	6,7
halbierte Abschreibungszeit Ökosteuern: Mix - niedrig Hohe Brennstoffpreise niedriger Zinssatz	9,8	11,5	10,5	10,4	10,1	9,5	12,0	8,2	8,3
halbierte Abschreibungszeit Ökosteuern: Mix - niedrig Niedrige Brennstoffpreise niedriger Zinssatz	8,2	10,0	9,4	9,5	9,2	7,4	9,9	5,0	5,0

Quelle: Eigene Berechnungen, Preisbasis 1991

### 7.5 Bedeutung der Rückbaukosten bei Atomkraftwerken

Die jährliche Kostenanalyse hat für die Atomkraftwerke AKW - 1 und AKW - 2 verdeutlicht, daß der Anteil der Rückbaukosten an den Stromgestehungskosten mit 0,5 % bzw. 3,0 % in der Grundlast gering ist. Die Ursache liegt darin, daß die zukünftigen Rückbaukosten abdiskontiert werden. Dabei spielt der Zinssatz und die Laufzeit des Kraftwerks eine viel größere Rolle als die tatsächliche Höhe der Rückbaukosten. In Tabelle 18 sind die nivellierten Rückbaukosten für verschiedene Betriebszeiten und Zinssätze aufgeführt.

Tabelle 18: Nivellierte Rückbaukosten für Atomkraftwerke

<b>Nivellierte Rückbaukosten für AKW</b>				
(Preisbasis 1991, in Pf/kWh <sub>el</sub> , Inbetriebnahme 2005, 6500 Vollaststunden)				
<b>Betriebs- zeit</b>	<b>Nominaler Zinssatz</b>			
	15,0%	11,7%	8,3%	6,0%
18	0,08	0,13	0,29	0,60
25	0,04	0,07	0,19	0,44
35	0,01	0,04	0,11	0,31
45	0,01	0,02	0,07	0,24

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Szenario einer günstigen Kostenentwicklung (AKW - 1) wird unterstellt, daß die Rückstellungen für den Rückbau des Kraftwerks zu dem gleichen kalkulatorischen Zinssatz wie dem Zinssatz für die Kraftwerksinvestition reinvestiert werden können und das Kraftwerk in jedem Fall 35 Jahre betrieben werden kann. Obwohl die gesamten Rückbaukosten am Ende der Betriebszeit 742 Mio. DM betragen, tragen sie wegen der Abdiskontierung nur mit 0,04 Pf/kWh zu den Stromgestehungskosten bei.

Wenn die Rückstellungen nicht reinvestiert werden und in einem Fonds angelegt werden, muß ein niedrigerer Zinssatz zugrunde gelegt werden. Bei einer nominalen Verzinsung von 6 % machen sich die Rückbaukosten bei der gleichen Betriebszeit von 35 Jahren mit 0,31 Pf/kWh etwas deutlicher bemerkbar.

Im Folge der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft werden von den Investoren zunehmend kürzere Abschreibungszeiten gefordert (vgl. 6.3 auf S. 51). Muß sich der Betrieb des Kraftwerks in einem kürzeren Zeitraum rechnen, gewinnen die Rückbaukosten weiter an Bedeutung: erstens müssen die Rückbaukosten auf weniger Jahre - und deshalb eine geringere Strommenge - verteilt werden und zweitens fallen die Rückbaukosten zu einem früheren Zeitpunkt an, d.h. sie werden weniger stark abdiskontiert. Bei einer sicheren Betriebszeit von 18 Jahren ergeben sich bei einer niedrigen Verzinsung der Rückstellungen nivellierte Rückbaukosten von 0,6 Pf/kWh.

## 8 Fazit

In der Zusammenschau können aus den Modellrechnungen eine Reihe von generellen Trends abgeleitet werden. Hinsichtlich der Kraftwerkstypen ergeben sich die wichtigsten Zusammenhänge wie folgt:

- Erdgasgefeuerte *GuD-Kraftwerke* sind sowohl in der Grundlast als auch in der Mittellast gegenüber anderen Kraftwerkstypen deutlich günstiger. Im Referenzfall betragen die Stromgestehungskosten einer GuD-Anlage ohne Ökosteuern und ohne Berücksichtigung der "Wettbewerbseffekte" in der Grundlast 6,2 Pf/kWh. Demgegenüber liegen die Stromgestehungskosten von Steinkohlekraftwerken bei 7,1 Pf/kWh, die von Braunkohlekraftwerken bei 7,8 Pf/kWh.
- Die Stromgestehungskosten von *Steinkohlekraftwerken* liegen in der Grundlast allenfalls bei sehr niedrigen Brennstoffpreisen mit 6,3 Pf/kWh in der Größenordnung von GuD-Kraftwerken. Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung und anschließendem GuD-Prozeß sind unter den Rahmenbedingungen im Referenzfall trotz eines Wirkungsgrades von 52 % nur wenig attraktiv, da die Investitionskosten noch sehr deutlich über denen von konventionellen Anlagen liegen.
- Auch die Wettbewerbssituation von *Braunkohlekraftwerken* würde sich selbst für den Fall als kompliziert gestalten, daß es gelingt, den Wirkungsgrad durch die Vortrocknung der Braunkohle auf 49 % zu steigern und gleichzeitig die Investitionskosten von bisher 2.800 DM/kW auf 2.500 DM/kW zu senken (Preisbasis 1998).
- Der von Framatome und Siemens geplante *European Pressurized Reactor (EPR)* ist selbst bei den sehr optimistischen Annahmen der Entwickler kaum konkurrenzfähig: Bei Investitionskosten von 2.800 DM/kW und einer kalkulatorischen Abschreibungszeit von 35 Jahren betragen die Stromgestehungskosten in der Grundlast 7,3 Pf/kWh und liegen damit noch über den Stromgestehungskosten von GuD-Anlagen und Steinkohlekraftwerken.

Aus den Sensitivitätsbetrachtungen hinsichtlich der wichtigsten Einflußfaktoren ergeben sich die folgenden Resultate:

- Der *Erdgaspreis* ist für die Höhe der Stromgestehungskosten von GuD-Anlagen und Gasturbinen die wichtigste Einflußgröße. Im Referenzszenario wurde in Anlehnung an Prognos (1995) ein nominaler Erdgaspreis von 2,5 Pf/kWh im Jahr 2005 angesetzt. Sollte der Erdgaspreis weiterhin fallen und im Jahr 2005 nominal bei 1,4 Pf/kWh liegen, könnte Strom aus GuD-Kraftwerken in der Grundlast zu 4,3 Pf/kWh bereitgestellt werden. Der Kostenvorteil gegenüber Steinkohlekraftwerken beträgt dann 2,8 Pf/kWh. Nur bei einem sehr hohen Gaspreis von nominal 3,4 Pf/kWh im Jahr 2005 sind die Stromgestehungskosten mit 8 Pf/kWh in der Grundlast höher als bei anderen Kraftwerkstypen.
- Durch die *Liberalisierung* der Elektrizitätswirtschaft wird der Wettbewerbsvorteil von Erdgaskraftwerken gestärkt. Bei einer Verkürzung der Abschreibungszeit auf 10 Jahre liegen die Stromgestehungskosten von GuD-Anlagen in der Grundlast nur um 0,2 Pf/kWh höher als im Referenzfall mit einer Abschreibung über 20 Jahre. Deutlich teurer wird bei einer Verkürzung der Abschreibungszeit auf 10 Jahre hingegen Strom aus den kapitalintensiveren

Steinkohlekraftwerken (+ 1,3 Pf/kWh), Braunkohlekraftwerken (+ 1,7 Pf/kWh) und Atomkraftwerken (+ 1,8 Pf/kWh).

Schließlich ergeben sich aus den Modelluntersuchungen zum Einfluß der untersuchten Ökosteuerszenarien die folgenden Zusammenhänge:

- Reine *CO<sub>2</sub>-Steuern* belasten vor allem Kohlekraftwerke. Während bei niedrigen Steuersätzen sich die Stromgestehungskosten von GuD-Anlagen in der Grundlast nur um 0,3 Pf/kWh erhöhen, verteuert sich der Strom aus Steinkohlekraftwerken (+ 2 Pf/kWh) und Braunkohlekraftwerken (+ 2,6 Pf/kWh) merklich. Nur bei sehr hohen Steuersätzen sind Atomkraftwerke kostengünstiger als erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke.
- Erdgaskraftwerke stellen auch bei einem *Mix aus Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern* oder bei *reinen Energiesteuern* die kostengünstigste Option dar. Lediglich für den Fall von sehr niedrigen Preisen für Kernbrennstoffe und Steinkohle bei gleichzeitig sehr hohen Gaspreisen weisen Atom- und Steinkohlekraftwerke in der Grundlast leicht günstigere Stromgestehungskosten auf.
- Bei der Kombination von hohen Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern liegen die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken unter denen von Stein- und Braunkohlekraftwerken. Bei einer hohen Energiesteuer erlangen Stein- und Braunkohlekraftwerke gegenüber Atomkraftwerken einen Kostenvorteil.
- Hohe Ökosteuern entfalten eine dynamische Anreizwirkung zum Einsatz effizienterer Kraftwerke. Fortschrittliche Kraftwerkskonzepte mit höheren Wirkungsgraden wie die Vergasung von Steinkohle mit anschließendem GuD-Prozeß oder die Vortrocknung von Braunkohle werden gegenüber der konventionellen Staubfeuerung wirtschaftlich.

Die detaillierte Untersuchung der Stromgestehungskosten zukünftiger Kraftwerke zeigt, daß unter verschiedenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen GuD-Kraftwerke auf Basis von Erdgas auch in der Grundlast gegenüber anderen Kraftwerkstypen am günstigsten abschneiden. Durch die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft und die mögliche Einführung von Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuern wird dieser Wettbewerbsvorteil weiter gestärkt. Neue Atomkraftwerke können nach den derzeitigen Kostenprognosen in keiner Weise gegen andere neue Großkraftwerke konkurrieren. Steinkohlekraftwerke werden aller Voraussicht nach in der Grundlast günstiger als Braunkohlekraftwerke sein und könnten somit bei einem starken Anstieg des Gaspreises eine kostengünstige Alternative zu GuD-Kraftwerken darstellen.

## 9 Literatur

- Bachmann, R.; Fetescu, M.; Nielsen, H. (Hrsg. ABB Power Generation) (1998): More than 60 % Efficiency by Combining Advanced Gas Turbines and Conventional Steam Power Plants
- Becker, Ch. (1992): Bestimmung grenzkostenorientierter, lastabhängiger Energiepreise in der Elektrizitätswirtschaft
- BMBF (Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie) (1998): Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen (FEES), Ergebnisse der Tagung vom 06.05.1998 in Berlin
- Dehli, M. (1997): Tendenzen in der europäischen Stromwirtschaft, in: BWK Nr. 11/12, S. 38-42, 1997
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) (1995): Fossile Energieträger und erneuerbare Energiequellen. Monographie des Forschungszentrum Jülich GmbH, Band 15
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) (1995): Ökosteuer - Sackgasse oder Königsweg?, Berlin 1995
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) / IÖW (Institut für ökologische Wirtschaftsforschung) (1996): Steuern und Abgaben als Instrumente der Umweltpolitik. Ein Vergleich der ökologischen, einzel- und gesamtwirtschaftlichen Wirkungen, insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen. Schriftenreihe des IÖW Nr. 109/96.
- Elsen, R. (1996): Wirkungsgradverbesserung neuer Braunkohlekraftwerke durch vorgeschaltete Trocknung, in: VDI-Berichte Nr. 1280, S. 149-164
- Energie Nr. 12 (1994): Strom, Wärme und bessere Luft für Rostock, Das neue Steinkohlekraftwerk in Rostock, S. 38-39
- Erdmann, G. (1992): Energieökonomik, Theorie und Anwendungen, Zürich
- Europäische Kommission (Hrsg.) (1995): ExternE. Externalities of Energy
- EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln) (1997): Untersuchung der Strompreisunterschiede zwischen Frankreich und Deutschland, Endbericht
- Fama, E.; Miller, M. (1971): The Theory of Finance
- Feldmann, C. (1998): Mit BoA-Plus bei Braunkohle Spitze, in: Stromthemen Nr. 2, S. 4
- FERI (Financial & Economic Research International) (1995): FERI Deutschland Prognose Energie. Bad Homburg.
- Fuchs, D. (Hrsg. Institut für Wirtschaftsforschung Halle) (1994): Kosten- und Preisentwicklung in der ostdeutschen Elektrizitätswirtschaft und deren Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in den neuen Ländern
- Gas Turbine World Handbook (1996): For Project Planning, Design & Construction, Vol. 17
- Heitmüller, R.J. u.a. (1996): Neue Braunkohleblöcke mit hohem Wirkungsgrad bei RWE Energie AG, in: VDI-Berichte Nr. 1280, S. 77-90
- Hensing, I (1996): Ansätze einer internationalen Entsorgung hochradioaktiver Abfälle - Eine ökonomische Analyse aus deutscher Sicht

- Hensing, I.; Schulz, W. (1995): Wirtschaftlichkeitsvergleich verschiedener Entsorgungspfade von Kernkraftwerken
- Hohmeyer, O.; Ottinger, R.L. (1990): External Environmental Costs of Electric Power. Analysis and Internalization
- Hohmeyer, O.; Ottinger, R.L.; Rennings, K. (Hrsg.) (1997): Social Costs and Sustainability, Valuation and Implementation in the Energy and Transport Sector
- IEA (International Energy Agency) (1996): Oil and Gas Information 1995
- IEA (International Energy Agency) (1996): Competition and New Technology in the Electric Power Sector
- IEA (International Energy Agency) (1997): Energy Prices and Taxes, 3<sup>rd</sup> Quarter 1997
- IEA (International Energy Agency) (1997): Enhancing the Market Deployment of Energy Technology
- IEA (International Energy Agency) (1997): Energy Technologies for the 21<sup>st</sup> Century
- IEA (International Energy Agency) (1993): World Energy Outlook to the Year 2010
- IEA (International Energy Agency) (1995): World Energy Outlook
- IEA (International Energy Agency) (1996): World Energy Outlook
- Ikarus (Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien) (1994): Strom- und wärmeerzeugende Anlagen auf fossiler und nuklearer Grundlage, Teilprojekt 4 "Umwandlungssektor"
- Kather, A. (1996): Entwicklungen bei der Braunkohlenutzung in der Energie- und Kraftwerkswirtschaft, in: VDI-Berichte Nr. 1280, S. 55-66
- Kotschenreuther, H; Klebes, J. (1996): Die Marktentwicklung bestimmt die zukünftigen Kraftwerkskonzeptionen in Europa, in: VDI Berichte Nr. 1280, S. 39-52
- Maier, W. (1985): Einfluß der Energiepreisentwicklung auf die Durchsetzung von Einspar- und Substitutionstechnologien, in: VDI-Berichte Nr. 534
- Matthes, F. (1996): Die Doppelte Dividende: Zur Diskussion um die Beschäftigungseffekte einer ökologischen Steuerreform
- Meyer, B. u.a. (1997): Was kostet eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen? Ergebnisse von Simulationsrechnungen mit dem umweltökonomischen Modell PANTA RHEI. Beiträge des Instituts für Empirische Wirtschaftsforschung der Universität Osnabrück Nr. 55, Osnabrück.
- Mirrlees-Black, J.; Wendt, O.; Anker, T. (1996): Das neue deutsche Stromgeschäft, Kleinworth Benson Research, 15. November 1996
- NEA (Nuclear Energy Agency) / OECD (Organisation for Economic Co-Operation and Development) (1994): The Economics of the Nuclear Fuel Cycle
- NEA (Nuclear Energy Agency) / OECD (Organisation for Economic Co-Operation and Development) (1995): Methods of Projecting Operations and Maintenance Costs for Nuclear Power Plants
- OECD (Nuclear Energy Agency / International Energy Agency) (1993): Projected Costs of Generating Electricity, Update 1992

- Öko-Institut (1998): Untersuchung des wirtschaftlichen Schadens durch einen Betriebsstillstand des Kernkraftwerks Biblis, Block A, Freiburg
- Öko-Institut (1997): Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme 3.0, Datensatz 1997
- Perkavec, M. (1998): Entwicklungstendenzen im Gasturbinenbau, in: BWK, Band 50 (1998), Nr. 4, S. 114-119
- Prognos AG (Hrsg.) (1995): Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020
- Prognos AG (Hrsg.) (1992): Die externen Kosten der Energieversorgung
- Pruscek, R. u.a. (1996): Überblick über wirkungsgradsteigernde Maßnahmen bei Kombiprozessen und Verbesserungspotentiale von Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) - Wirkungsgrad, Kostenwirksamkeit und Verfügbarkeit, in: VDI Berichte Nr. 1280, S. 435-450
- Pruscek, R. u.a. (1997): Kohlekraftwerke der Zukunft, Teil 1: Stand und Entwicklungspotentiale konventioneller Kohlekraftwerke, in: BWK Nr. 9/10, S. 44-48
- Pruscek, R. u.a. (1997): Kohlekraftwerke der Zukunft, Teil 2: Stand und Entwicklungspotentiale von GuD-Prozessen mit integrierter Kohlevergasung, in: BWK Nr. 11/12, S. 48-52
- Pruscek, R. u.a. (1997): Gas-Dampfkraftwerke mit hohen Wirkungsgraden, in: VDI Berichte Nr. 1321, Band 1, S. 1-18
- Putnam, Hayes & Bartlett Ltd (1994): Safety Upgrade and Completion of Units 1 and 2 of the Mochovce Nuclear Power Plant, Least Cost Analysis, Submitted to: The European Bank for Reconstruction and Development
- Riedle, K.; Voigtländer, P.; Wittchow, E. (1995): Fragen zur Nutzung fossiler Energieträger und der Klimarelevanz, in: VDI Berichte Nr. 1181
- Rukes, B.; Wittchow, E. (1996): Überblick über wirkungsgradsteigernde Maßnahmen bei Dampfkraftwerken, in: VDI-Berichte Nr. 1280, S. 297-308
- RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.) (1997): Stromerzeugungskosten neu zu errichtender konventioneller Kraftwerke
- Schlemmermeier (1998): Telefongespräch im Juni 1998
- Schulte, W.; Starck, C. (1998): Rauchgasreinigung mit Ammoniak, in: VGB Kraftwerkstechnik Nr. 1, S. 71-73
- Schulz, W. u.a. (1997): Strompreisunterschiede zwischen Frankreich und Deutschland, in: Elektrizitätswirtschaft Nr. 20, S. 1088-1100
- Siemens/KWU (Hrsg.) (1997): Der Kampf um die Prozenste, Neue Entwicklungen verbessern den Wirkungsgrad von Kohlekraftwerken, in: BWK Nr. 11/12, S. 28-29
- Stapper, B. (1997): Wirkungsgradpotential steinkohlebefuerter Kraftwerke, in: VDI-Berichte 1321, Band 1, S. 51-64
- Steffen, Th. (1987): Berechnung zeitabhängiger Kosten in der elektrischen Energieversorgung
- Stern, J.P. (1995): The Russian Natural Gas "Bubble". Consequences for European Gas Markets, The Royal Institute of International Affairs
- Timm, M. (1998): Gas-Renaissance in der deutschen Stromwirtschaft?, Vortrag auf der 5. Handelsblatt-Jahrestagung Energiewirtschaft 1998

- Tsatsaronis, G.; Bejan, A.; Moran, M. (1996): Thermal Design and Optimization
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) (1998): Telefongespräch mit Herrn Rumpel über Investitionskosten für neu zu errichtende Kraftwerke, April 1998
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) (1998): Gemis-Datensatz für neu zu errichtende Kraftwerke, entwickelt von Fichtner Development Engineering. 1998
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) (1987): Stromerzeugungskostenvergleich 1990 in Betrieb gehender großer Kern- und Steinkohle-Kraftwerksblöcke
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) (1996): Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1995
- VDI-Nachrichten (1998): RWE stoppt Vergasung von Braunkohle zugunsten der Trocknung, Bericht vom 27.03.1998
- VdKI (Verein Deutscher Kohlenimporteure) (1997): Jahresbericht 1996
- Welsch, H. (1996): Recycling of Carbon/Energy Taxes and the Labor Market. A General Equilibrium Analysis for the European Community, in: Environmental and Resource Economics, No. 8, S. 141-155
- Winje, D.; Witt, D. (1991): Energiewirtschaft
- Witte, R. (1997): Optimierung des kalten Endes von Kraftwerken, in: BWK Nr. 11/12, S. 56-61

## 10 Abkürzungen

$h_{Netto}$ :	Nettowirkungsgrad
$AB$ :	Jährlicher Abschreibungsbetrag
$AK$ :	Abrißkosten
$BeK_n$ :	Betriebskosten des $n$ -ten Betriebsjahres
$BeK_{n+1}$ :	Betriebskosten des $(n+1)$ -ten Betriebsjahres
$BrK_n$ :	Brennstoffkosten im $n$ -ten Betriebsjahr
$BV_n$ :	Jährlicher Brennstoffverbrauch
$BWBeK$ :	Barwert der Betriebskosten während des Planungshorizonts
$BWBrK$ :	Barwert der Brennstoffkosten während des Planungshorizonts
$BW GK$ :	Barwert der gesamten Kosten ohne Abrißkosten während des Planungshorizonts
$BW KK$ :	Barwert der kapitalgebundenen Kosten während des Planungshorizonts
$BW StK$ :	Barwert der Aufwendungen für Ökosteuern während des Planungshorizonts
$CO_2Em$ :	Jährliche $CO_2$ -Emissionen
$CO_2EmF$ :	$CO_2$ -Emissionsfaktor des Brennstoffes [ $t CO_2/kWh_{HW}$ ]
$CO_2StK_n$ :	Zahlungen für $CO_2$ -Steuern im $n$ -ten Betriebsjahr
$EnStK_n$ :	Zahlungen für Energiesteuern im $n$ -ten Betriebsjahr
$FixBeK_n$ :	Fixe Betriebskosten im Referenzjahr
$I_{Bauherr}$ :	Bauherreneigenleistungen zur Errichtung der Anlage
$I_{Ges}$ :	Gesamte Investitionskosten
$I_{P,n}$ :	Preisindex für die Lebenshaltung im $n$ -ten Betriebsjahr (1991=100)
$i_{r,AK}$ :	Realer kalkulatorischer Zinssatz für die Rückbau- und Abrißkosten
$i_r$ :	Realer kalkulatorischer Zinssatz
$I_{spez}$ :	Spezifische Investitionskosten [ $DM/kW_{el}$ ]
$KK_n$ :	Kapitalgebundene Kosten des $n$ -ten Betriebsjahres
$K_{Strom}$ :	Stromgestehungskosten [ $Pf/kWh$ ]
$n$ :	Betriebsjahr
$n_A$ :	Kalkulatorische Abschreibungszeit
$NAK$ :	Nivellierte jährliche Rückbau- und Abrißkosten
$NEK$ :	Nivellierte jährliche Erzeugungskosten
$NGK$ :	Nivellierte jährliche Gesamtkosten
$n_p$ :	Planungshorizont
$p_{Brennstoff,n}$ :	Durchschnittlicher Brennstoffpreis im $n$ -ten Betriebsjahr
$PerBed$ :	Personalbedarf
$P_{Netto}$ :	Installierte Nettoleistung
$r_{Be}$ :	Realer Kostensteigerungsfaktor für die Betriebskosten
$RW$ :	Restwert der Investition am Ende des Planungshorizonts
$SM$ :	Jährlich produzierte Strommenge
$SpBeK_n$ :	Spezifische variable Betriebskosten im Referenzjahr [ $DM/MWh_{el}$ ]
$spInWarK_n$ :	Spezifische Instandhaltungs- und Wartungskosten im Referenzjahr [ $DM/kW_{el}$ ]
$spPerK_n$ :	Spezifische Personalkosten im Referenzjahr
$StK_n$ :	Aufwendungen für Ökosteuern im $n$ -ten Betriebsjahr
$t_{CO_2,n}$ :	$CO_2$ -Steuersatz im $n$ -ten Betriebsjahr

---

$t_{En}$ :	<i>Energiesteuersatz</i>
$VarBeK_n$ :	<i>Variable Betriebskosten im Referenzjahr</i>
$VersK$ :	<i>Versicherungskosten im Referenzjahr als Prozentsatz der Investitionskosten</i>
$VL$ :	<i>Jährliche Vollaststunden</i>
$ZBZ$ :	<i>Zinsen während der Bauzeit</i>
$ZZ_n$ :	<i>Zinszahlung im n-ten Betriebsjahr</i>

## **Anhang 1: Kommentare zu den Literaturquellen**

### **DIW (1994, 1995)**

Das DIW hat in zwei Studien die Entwicklung der Energiepreise abgeschätzt.

In der Studie von 1994 sind Erdgaspreise für Kraftwerke zu finden (DIW 1994, S. 91). Transportkosten, Umwandlungskosten, Handelsspannen und Verbrauchssteuern, nicht jedoch die Mehrwertsteuer sind in den Angaben enthalten.

In einer ein Jahr später veröffentlichten Studie setzt das DIW die Einfuhrpreise für Erdgas bereits deutlich niedriger an, wobei hierin Verbrauchssteuern und Transportkosten im Inland nicht enthalten sind. Für Erdgas wird in zwei Szenarien zwischen einer hohen Nachfrage und einer niedrigeren Nachfrage unterschieden (DIW 1995, S. 106). Aufgrund eines hohen Angebotes auf den Weltmärkten wird für Steinkohle nahezu eine reale Preiskonstanz angenommen (Importpreise) (DIW 1995, S. 44).

### **EWI (1997)**

Das EWI nennt typische spezifische Investitionskosten für Kraftwerke in Westdeutschland von 1970 bis 1995. Es wird nicht erläutert, welche Leistungen in diesen Zahlen inbegriffen sind.

### **FEES (1998)**

In dem Forschungsprojekt "Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen" des BMBF werden die verschiedenen energiewirtschaftlichen Modelle einiger Institute miteinander verglichen. Um eine Vergleichbarkeit der Modelle zu gewährleisten, wurden am 06.05.1998 gemeinsame volkswirtschaftliche Rahmendaten festgelegt, die für alle Modellrechnungen gelten sollen. Zu diesen Daten gehört auch die Brennstoffpreisentwicklung für Steinkohle und Erdgas bis in das Jahr 2030.

### **IEA (1993, 1995, 1996, 1997)**

Die International Energy Agency (IEA) hat in dem World Energy Outlook die zukünftigen Preise für Gas und teilweise auch für Steinkohle in den letzten Jahren deutlich nach unten korrigiert. Es werden zwei Fälle unterschieden: In dem Fall "Capacity Constraints" wird davon ausgegangen, daß der Energieverbrauch gemäß der historischen Entwicklung wächst. Wird hingegen in Zukunft zunehmend effizientere Technologie eingesetzt, sinkt der Verbrauch und die Preise steigen geringer ("Energy Savings Case"). Es handelt sich um Importpreise ohne Transportkosten zum Kraftwerk. Die Preise sind in 1993er US-Dollar angegeben. Zum Vergleich mit den anderen Angaben wurde ab 1997 ein konstanter Wechselkurs von 1,70 DM/US\$ angenommen (IEA 1993, 1995 und 1996).

### **IKARUS (1994)**

Die Kostendaten in der IKARUS-Studie wurden von Siemens zusammengestellt. Die Investitionskosten werden für spezifische Kraftwerkstypen für die Jahre 1989 und 2005 abgeschätzt. Die Kosten beinhalten Bauherreneigenleistungen von 5 %, jedoch keine Zinsen während der Bauzeit.

### OECD (1993, 1995)

Die OECD hat bis 1993 alle 3-4 Jahre eine Serie mit dem Titel "Projected Costs of Generating Electricity" veröffentlicht, in der die Stromgestehungskosten der OECD-Staaten miteinander verglichen werden. Die Berechnungsmethode und die getroffenen Annahmen sind gründlich dokumentiert.

Den Berechnungen wurden zwei reale kalkulatorische Zinssätze, 5% und 10%, zugrunde gelegt. Daraus ergeben sich unterschiedlich hohe Zinszahlungen während der Bauzeit, die die Höhe der Investitionskosten beeinflussen. Die Anlagen sollen am 01.07.2000 in Betrieb gehen.

Die Daten wurden aus Kostenvoranschlägen und Auswertung anderer Quellen 1992 gewonnen. Die Kosten sind in US-Dollar zum 1.7.1991 angegeben. Der Kurs des US-Dollars zu diesem Zeitpunkt beträgt 1,81 DM/US-Dollar.

Bei dem **Steinkohlekraftwerke** handelt es sich um ein staubgefeuertes Kondensationskraftwerk mit 700 MW elektrischer Leistung. Das Kraftwerk wird mit überkritischen Dampfparametern betrieben und ist mit einem elektrostatischen Staubabscheider, einer katalytischen NO<sub>x</sub>-Eliminierung (SCR) und einer Rauchgasentschwefelung ausgestattet. Der Wirkungsgrad ist 38% bezogen auf den Heizwert des Brennstoffs. Es wurde vereinfacht angenommen, daß alle Planungs- und Baukosten *zwei* Jahre vor Inbetriebnahme der Anlage gezahlt werden. In den Angaben über Investitionskosten wurden Kosten zur Erstinbetriebnahme, Ausgaben für Forschung und Entwicklung und die Genehmigung, Kosten für Ersatzteile, Abrißkosten sowie Steuern nicht berücksichtigt. Die Zinsen während der Bauzeit sind inbegriffen.

Die OECD geht für importierte Steinkohle im Jahr 2000 von einem Preis von 3,00 DM (in 1991er DM) aus. Für die darauffolgenden Jahre wird eine geringer realer Preisanstieg prognostiziert. Transportkosten sind inbegriffen.

Bei dem **Atomkraftwerk** handelt es sich um einen Druckwasserreaktor mit einer elektrischen Leistung von 1.258 MW. Der Wirkungsgrad beträgt 33%. Die Kosten zur Stilllegung des Atomkraftwerks werden auf 796 DM/kW<sub>el</sub> geschätzt und wurden in den Betriebskosten berücksichtigt. Es wurde vereinfacht angenommen, daß alle Planungs- und Baukosten *drei* Jahre vor Inbetriebnahme der Anlage gezahlt werden. In den Angaben über Investitionskosten sind Ausgaben zur Erstinbetriebnahme, zur Forschung und Entwicklung, Ausgaben für Ersatzteile, unvorhergesehene Ausgaben sowie die Zinsen während der Bauzeit inbegriffen. Steuern und Kosten für die Anschaffung von schwerem Wasser wurden nicht berücksichtigt.

Die **fixen und variablen Betriebskosten** werden für einen Auslastungsgrad des Kraftwerks von 75% (dies entspricht 6600 Vollaststunden pro Jahr angegeben. Die Kosten umfassen für beide Kraftwerke Personal-, Instandhaltungs- und Wartungskosten, Versicherungen, bei dem Atomkraftwerk wird die Beseitigung radioaktiven Abfalls in den Brennstoffkosten berücksichtigt.

Bei dem Atomkraftwerk wird nicht zwischen fixen und variablen Betriebskosten unterschieden. Die OECD hat den Wert von 149 DM/kW<sub>el</sub> von 1993 in einer zweiten Studie von 1995 auf ca. 136 DM/kW<sub>el</sub> (dies entspricht bei 6.600 h ca. 2,3 Pf/kW<sub>el</sub>) korrigiert (OECD 1995, S. 48).

Bei dem Steinkohlekraftwerk nehmen bei dem gegebenen Auslastungsgrad die variablen Betriebskosten 15%, die fixen 85% ein. Die gesamten Betriebskosten betragen 177 DM/kW<sub>el</sub>.

Hieraus ergeben sich fixe Betriebskosten von 150,5 DM/kW<sub>el</sub> und variable Betriebskosten von 0,4 Pf/kWh.

### **Prognos AG (1995)**

Die Prognos AG macht in ihrer Studie von 1995 umfangreiche Abschätzungen zu der Entwicklung der Brennstoffpreise. Die Preise verstehen sich frei Verbraucher, also inklusive Transportkosten und inklusive der Energiesteuer auf Erdgas (Prognos 1995, S. 119). In einem Sonderteil wird der Erdgasmarkt in Osteuropa analysiert.

### **RWI (1997)**

Das RWI schätzt die Investitionskosten für Kraftwerke im Jahr 1997 auf 1.200 DM/kW<sub>el</sub> für große mit Gas befeuerte GuD-Anlagen, ca. 2.400 DM/kW<sub>el</sub> für Stein- oder Braunkohlekraftwerke und ca. 3.600 DM/kW<sub>el</sub> für Atomkraftwerke. Die Studie gibt keine direkten Investitionskosten an. Aus den Kapitalkosten in einer jährlichen Kostenanalyse und dem verwendeten Nominalzinssatz von 8,5 % können die Investitionskosten jedoch ungefähr abgeschätzt werden.

Im Gegensatz zu den meisten anderen Studien geht das RWI von einem relativ hohen Gaspreis aus, der in den nächsten Jahren real noch erheblich steigen soll. Doch bereits der unterstellte Preis im Jahr 1995 liegt (obwohl die Studie 1997 erstellt wurde) deutlich über dem tatsächlichen Durchschnittspreis, die die IEA ermittelt hat (IEA 1997, S. 165). Auch die Prognosen für die folgenden Jahre übertreffen die Werte aller übrigen Studien.

Die Preise sind einschließlich Verbrauchssteuern, Handels- und Transportleistungen, jedoch ohne Mehrwertsteuer angegeben.

### **VDEW (1987, 1998)**

Die Daten stammen aus einem Telefongespräch mit Herrn Rumpel im April 1998 und einem Auftrag des VDEW an Fichtner Development Engineering (FDE) zur Entwicklung eines neuen Datensatzes für das GEMIS-Modell. Für die Investitionskosten wurde teilweise eine Bandbreite angegeben.

## Anhang 2: Eingabeparameter im Referenzfall

<b>Kraftwerkssezanrios</b> (Preisbasis der Kostenangaben: 1991)						
<b>Szenario:</b>		<b>SK - 1</b>	<b>SK - 2</b>	<b>BK - 1</b>	<b>BK - 2</b>	<b>BK - 3</b>
<b>Rahmenbedingungen</b>						
Kraftwerkstyp	-	Steinkohle	Steinkohle	Braunkohle	Braunkohle	Braunkohle
Jahr der kommerz. Inbetriebnahme (Referenzjahr)	-	2005	2005	2005	2005	2005
Kalkulatorische Abschreibungszeit	a	30	30	30	30	30
Planungshorizont	a	20	20	20	20	20
Realer kalkulatorischer Zinssatz	-	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%
Realer reale Kostensteigerung der Betriebskosten	-	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Realer Zinssatz für Abriß- und Rückbaukosten	-	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%
<b>Investitionskosten</b>						
spez. Investitionskosten	DM/kW <sub>el</sub>	1.797	2.247	2.206	2.369	2.043
Installierte Nettonennleistung	MW <sub>el</sub>	900	900	950	950	950
Bauherreneigenleistungen	TDM	270	337	331	355	306
Zinsen während der Bauzeit	TDM	213	266	262	281	242
Gesamtinvestitionskosten	TDM	1.618.159	2.022.698	2.096.218	2.251.494	1.940.943
<b>Brennstoffverbrauch</b>						
Thermischer Nettowirkungsgrad	-	47,0%	52,0%	44,5%	49,0%	49,0%
Vollaststunden	h/a	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500
Jährlich produzierte Strommenge	MWh <sub>el</sub> /a	5.850.000	5.850.000	6.175.000	6.175.000	6.175.000
Jährlicher Brennstoffverbrauch	GJ/a	44.808.511	40.500.000	49.955.056	45.367.347	45.367.347
<b>Fixe Betriebskosten im Referenzjahr</b>						
Personalstärke	Cap	150	230	200	240	240
spez. Personalkosten	DM/(Cap*a)	91.819	91.819	91.819	91.819	91.819
Personalkosten	TDM/a	13.773	21.118	18.364	22.036	22.036
spez. Instandhaltungs- und Wartungskosten	DM/(kW <sub>el</sub> *a)	40	55	58	65	80
Instandhaltung und Wartung	TDM/a	36.000	49.500	55.100	61.750	76.000
Versicherungen	TDM/a	4.044	5.055	5.239	5.627	4.851
<b>Summe fixe Betriebskosten im Referenzjahr</b>	TDM/a	53.817	75.674	78.703	89.414	102.887
<b>Variable Betriebskosten im Referenzjahr</b>						
spezifische Variable Betriebskosten	DM/MWh <sub>el</sub>	3,00	5,00	5,00	4,50	4,50
<b>Summe var. Betriebskosten im Referenzjahr</b>	TDM/a	17.550	29.250	30.875	27.788	27.788
<b>Sonstige Kosten</b>						
spezifische Abrißkosten	DM/kW <sub>el</sub>	75	75	75	75	75
Abrißkosten	TDM	67.500	67.500	71.250	71.250	71.250
<b>Emissionen</b>						
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	kg/GJ <sub>Input</sub>	95,0	95,0	115,1	115,1	115,1
CO <sub>2</sub> -Emissionen (jährlich)	t/a	4.256.809	3.847.500	5.749.827	5.221.782	5.221.782

<b>Kraftwerkssezanrios</b>						
(Preisbasis der Kostenangaben: 1991)						
<b>Szenario:</b>		<b>AKW - 1</b>	<b>AKW - 2</b>	<b>GuD - 1</b>	<b>GuD - 2</b>	<b>GT - 1</b>
<b>Rahmenbedingungen</b>						
Kraftwerkstyp	-	Atomenergie	Atomenergie	Erdgas	Erdgas	Erdgas
Jahr der kommerz. Inbetriebnahme (Referenzjahr)	-	2005	2005	2005	2005	2005
Kalkulatorische Abschreibungszeit	a	35	35	20	20	20
Planungshorizont	a	20	20	20	20	20
Realer kalkulatorischer Zinssatz	-	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%
Jährl. reale Kostensteigerung der Betriebskosten	-	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Realer Zinssatz für Abriß- und Rückbaukosten	-	8,9%	3,4%	8,9%	8,9%	8,9%
<b>Investitionskosten</b>						
spez. Investitionskosten	DM/kW <sub>el</sub>	2.288	3.268	694	613	409
Installierte Nettonennleistung	MW <sub>el</sub>	1.530	1.530	800	800	250
Bauherrenleistungen	TDM	343	490	104	92	61
Zinsen während der Bauzeit	TDM	455	650	58	51	34
Gesamtinvestitionskosten	TDM	3.500.861	5.001.230	555.727	490.348	102.221
<b>Brennstoffverbrauch</b>						
Thermischer Nettowirkungsgrad	-	36,0%	36,0%	60,0%	57,0%	39,0%
Vollaststunden	h/a	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500
Jährlich produzierte Strommenge	MWh <sub>el</sub> /a	9.945.000	9.945.000	5.200.000	5.200.000	1.625.000
Jährlicher Brennstoffverbrauch	GJ/a	99.450.000	99.450.000	31.200.000	32.842.105	15.000.000
<b>Fixe Betriebskosten im Referenzjahr</b>						
Personalstärke	Cap	320	320	50	50	20
spez. Personalkosten	DM/(Cap*a)	104.936	104.936	91.819	91.819	91.819
Personalkosten	TDM/a	33.579	33.579	4.591	4.591	1.836
spez. Instandhaltungs- und Wartungskosten	DM/(kW <sub>el</sub> *a)	46	100	18	18	10
Instandhaltung und Wartung	TDM/a	69.672	153.000	14.443	14.443	2.500
Versicherungen	TDM/a	15.750	22.500	1.389	1.226	255
<b>Summe fixe Betriebskosten im Referenzjahr</b>	TDM/a	119.002	209.080	20.423	20.260	4.592
<b>Variable Betriebskosten im Referenzjahr</b>						
spezifische Variable Betriebskosten	DM/MWh <sub>el</sub>	1,20	1,20	1,00	1,00	1,00
<b>Summe var. Betriebskosten im Referenzjahr</b>	TDM/a	11.934	11.934	5.200	5.200	1.625
<b>Sonstige Kosten</b>						
spezifische Abrißkosten	DM/kW <sub>el</sub>	485	1.301	75	75	75
Abrißkosten	TDM	742.050	1.990.530	60.000	60.000	18.750
<b>Emissionen</b>						
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	kg/GJ <sub>Input</sub>	0,0	0,0	55,8	55,8	55,8
CO <sub>2</sub> -Emissionen (jährlich)	t/a	0	0	1.740.960	1.832.589	837.000

## Anhang 3: Jährliche Kostenanalysen

### Grundlast

#### Jährliche Kostenanalyse

<u>Kraftwerkstyp:</u>	Steinkohle
<u>Kraftwerksszenario:</u>	SK - 1
<u>BrennstoffszENARIO:</u>	Referenzszenario
<u>Ökosteuerszenario:</u>	0

#### Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	1.618.159
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	97.254
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	30
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	6500

[TDM]			Summe	Brennstoff-	Betriebs-	CO <sub>2</sub> -Steuern	Energiesteuern	Gesamt-
Jahr	Abschreibung	Zinskosten	Kapitalkosten	kosten	Kosten	(nominell)	(nominell)	kosten
2005	53.939	144.713	198.652	161.311	71.367	0	0	431.330
2006	53.939	139.890	193.828	162.924	71.889	0	0	428.641
2007	53.939	135.066	189.004	164.553	72.415	0	0	425.973
2008	53.939	130.242	184.181	166.199	72.945	0	0	423.324
2009	53.939	125.418	179.357	167.860	73.479	0	0	420.696
2010	53.939	120.594	174.533	169.539	74.016	0	0	418.089
2011	53.939	115.771	169.709	171.234	74.558	0	0	415.502
2012	53.939	110.947	164.886	172.947	75.104	0	0	412.936
2013	53.939	106.123	160.062	174.676	75.653	0	0	410.391
2014	53.939	101.299	155.238	176.423	76.207	0	0	407.868
2015	53.939	96.476	150.414	178.187	76.764	0	0	405.366
2016	53.939	91.652	145.590	179.969	77.326	0	0	402.886
2017	53.939	86.828	140.767	181.769	77.892	0	0	400.427
2018	53.939	82.004	135.943	183.587	78.462	0	0	397.991
2019	53.939	77.180	131.119	185.422	79.036	0	0	395.577
2020	53.939	72.357	126.295	187.277	79.614	0	0	393.186
2021	53.939	67.533	121.472	189.149	80.197	0	0	390.818
2022	53.939	62.709	116.648	191.041	80.784	0	0	388.472
2023	53.939	57.885	111.824	192.951	81.375	0	0	386.150
2024	53.939	53.062	107.000	194.881	81.970	0	0	383.851
<b>Barwert:</b>	494.385	1.026.520	1.520.905	1.584.036	687.817			3.792.758

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 7,1

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	40,1	2,8
Brennstoffkosten	41,7	3,0
Betriebskosten	18,1	1,3
Abrißkosten	0,1	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

### Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Steinkohle  
Kraftwerksszenario: SK - 2  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	2.022.698
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	0
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	20
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	6500

[TDM]			Summe	Brennstoff-	Betriebs-	CO <sub>2</sub> -Steuern	Energiesteuern	Gesamt-
Jahr	Abschreibung	Zinskosten	Kapitalkosten	kosten	Kosten	(nominell)	(nominell)	kosten
2005	101.135	180.892	282.027	145.800	104.924	0	0	532.750
2006	101.135	171.847	272.982	147.258	105.691	0	0	525.931
2007	101.135	162.803	263.937	148.731	106.465	0	0	519.133
2008	101.135	153.758	254.893	150.218	107.244	0	0	512.354
2009	101.135	144.713	245.848	151.720	108.028	0	0	505.597
2010	101.135	135.669	236.804	153.237	108.819	0	0	498.860
2011	101.135	126.624	227.759	154.770	109.615	0	0	492.144
2012	101.135	117.580	218.715	156.317	110.417	0	0	485.449
2013	101.135	108.535	209.670	157.881	111.225	0	0	478.775
2014	101.135	99.490	200.625	159.459	112.039	0	0	472.124
2015	101.135	90.446	191.581	161.054	112.859	0	0	465.493
2016	101.135	81.401	182.536	162.664	113.684	0	0	458.885
2017	101.135	72.357	173.492	164.291	114.516	0	0	452.299
2018	101.135	63.312	164.447	165.934	115.354	0	0	445.735
2019	101.135	54.268	155.402	167.593	116.198	0	0	439.194
2020	101.135	45.223	146.358	169.269	117.048	0	0	432.676
2021	101.135	36.178	137.313	170.962	117.905	0	0	426.180
2022	101.135	27.134	128.269	172.672	118.768	0	0	419.708
2023	101.135	18.089	119.224	174.398	119.637	0	0	413.259
2024	101.135	9.045	110.180	176.142	120.512	0	0	406.834
<b>Barwert:</b>	926.971	1.095.727	2.022.698	1.431.725	1.011.227			4.465.650

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 8,4

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	45,2	3,8
Brennstoffkosten	32,0	2,7
Betriebskosten	22,6	1,9
Abrißkosten	0,3	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

## Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Braunkohle  
Kraftwerksszenario: BK - 1  
Brennstoffszenario: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

### Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	2.096.218
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	125.986
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	30
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	6500

[TDM]	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	69.874	187.467	257.341	139.874	109.578	0	0	506.793
2006	69.874	181.218	251.092	141.273	110.380	0	0	502.744
2007	69.874	174.969	244.843	142.686	111.187	0	0	498.716
2008	69.874	168.720	238.594	144.112	112.001	0	0	494.707
2009	69.874	162.471	232.345	145.554	112.820	0	0	490.719
2010	69.874	156.222	226.096	147.009	113.646	0	0	486.751
2011	69.874	149.973	219.847	148.479	114.477	0	0	482.804
2012	69.874	143.724	213.598	149.964	115.315	0	0	478.877
2013	69.874	137.476	207.349	151.464	116.159	0	0	474.972
2014	69.874	131.227	201.101	152.978	117.009	0	0	471.088
2015	69.874	124.978	194.852	154.508	117.865	0	0	467.225
2016	69.874	118.729	188.603	156.053	118.727	0	0	463.383
2017	69.874	112.480	182.354	157.614	119.596	0	0	459.564
2018	69.874	106.231	176.105	159.190	120.471	0	0	455.766
2019	69.874	99.982	169.856	160.782	121.353	0	0	451.991
2020	69.874	93.733	163.607	162.390	122.241	0	0	448.237
2021	69.874	87.484	157.358	164.013	123.135	0	0	444.507
2022	69.874	81.236	151.109	165.654	124.036	0	0	440.799
2023	69.874	74.987	144.861	167.310	124.944	0	0	437.114
2024	69.874	68.738	138.612	168.983	125.858	0	0	433.453
<b>Barwert:</b>	640.443	1.329.790	1.970.232	1.373.534	1.056.083			4.399.850

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 7,8

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	44,7	3,5
Brennstoffkosten	31,2	2,4
Betriebskosten	24,0	1,9
Abrißkosten	0,1	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

### Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Braunkohle  
Kraftwerksszenario: BK - 2  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	2.251.494
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	135.318
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	30
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	6500

[TDM]	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	75.050	201.353	276.403	127.029	117.201	0	0	520.633
2006	75.050	194.641	269.691	128.299	118.059	0	0	516.049
2007	75.050	187.930	262.979	129.582	118.923	0	0	511.484
2008	75.050	181.218	256.268	130.878	119.793	0	0	506.938
2009	75.050	174.506	249.556	132.186	120.669	0	0	502.411
2010	75.050	167.794	242.844	133.508	121.552	0	0	497.905
2011	75.050	161.082	236.132	134.843	122.442	0	0	493.417
2012	75.050	154.371	229.420	136.192	123.338	0	0	488.950
2013	75.050	147.659	222.709	137.554	124.240	0	0	484.502
2014	75.050	140.947	215.997	138.929	125.149	0	0	480.075
2015	75.050	134.235	209.285	140.319	126.065	0	0	475.669
2016	75.050	127.524	202.573	141.722	126.987	0	0	471.282
2017	75.050	120.812	195.862	143.139	127.916	0	0	466.917
2018	75.050	114.100	189.150	144.570	128.852	0	0	462.573
2019	75.050	107.388	182.438	146.016	129.795	0	0	458.249
2020	75.050	100.677	175.726	147.476	130.745	0	0	453.947
2021	75.050	93.965	169.015	148.951	131.702	0	0	449.667
2022	75.050	87.253	162.303	150.441	132.665	0	0	445.409
2023	75.050	80.541	155.591	151.945	133.636	0	0	441.172
2024	75.050	73.829	148.879	153.464	134.614	0	0	436.957
<b>Barwert:</b>	687.883	1.428.293	2.116.176	1.247.393	1.129.555			4.493.124

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 7,9

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	47,0	3,7
Brennstoffkosten	27,7	2,2
Betriebskosten	25,1	2,0
Abrißkosten	0,1	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

## Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Braunkohle  
Kraftwerksszenario: BK - 3  
Brennstoffszenario: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

### Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	1.940.943
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	116.653
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	30
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	6500

[TDM]	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	64.698	173.580	238.278	127.029	130.675	0	0	495.982
2006	64.698	167.794	232.492	128.299	131.631	0	0	492.422
2007	64.698	162.008	226.706	129.582	132.594	0	0	488.882
2008	64.698	156.222	220.920	130.878	133.564	0	0	485.362
2009	64.698	150.436	215.134	132.186	134.542	0	0	481.863
2010	64.698	144.650	209.348	133.508	135.526	0	0	478.383
2011	64.698	138.864	203.562	134.843	136.518	0	0	474.924
2012	64.698	133.078	197.776	136.192	137.517	0	0	471.485
2013	64.698	127.292	191.990	137.554	138.523	0	0	468.067
2014	64.698	121.506	186.204	138.929	139.537	0	0	464.670
2015	64.698	115.720	180.418	140.319	140.558	0	0	461.294
2016	64.698	109.934	174.632	141.722	141.586	0	0	457.940
2017	64.698	104.148	168.846	143.139	142.622	0	0	454.607
2018	64.698	98.362	163.060	144.570	143.666	0	0	451.296
2019	64.698	92.576	157.274	146.016	144.717	0	0	448.007
2020	64.698	86.790	151.488	147.476	145.776	0	0	444.740
2021	64.698	81.004	145.702	148.951	146.842	0	0	441.496
2022	64.698	75.218	139.916	150.441	147.917	0	0	438.274
2023	64.698	69.432	134.130	151.945	148.999	0	0	435.074
2024	64.698	63.646	128.344	153.464	150.089	0	0	431.898
<b>Barwert:</b>	593.002	1.231.287	1.824.289	1.247.393	1.259.413			4.331.095

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 7,7

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	42,1	3,2
Brennstoffkosten	28,8	2,2
Betriebskosten	29,0	2,2
Abrißkosten	0,1	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

### Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Atomenergie  
Kraftwerksszenario: AKW - 1  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	3.500.861
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	270.523
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	35
Planungshorizont [a]:	20
Volllaststunden [h]:	6500

[TDM]	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	100.025	313.085	413.110	219.271	130.936	0	0	763.316
2006	100.025	304.140	404.164	221.095	131.894	0	0	757.154
2007	100.025	295.195	395.219	222.935	132.859	0	0	751.013
2008	100.025	286.249	386.274	224.790	133.831	0	0	744.895
2009	100.025	277.304	377.329	226.665	134.810	0	0	738.804
2010	100.025	268.359	368.383	228.932	135.797	0	0	733.112
2011	100.025	259.413	359.438	231.221	136.790	0	0	727.449
2012	100.025	250.468	350.493	233.533	137.791	0	0	721.817
2013	100.025	241.523	341.547	235.868	138.800	0	0	716.215
2014	100.025	232.578	332.602	238.227	139.815	0	0	710.644
2015	100.025	223.632	323.657	240.609	140.838	0	0	705.104
2016	100.025	214.687	314.712	243.016	141.869	0	0	699.596
2017	100.025	205.742	305.766	245.446	142.907	0	0	694.119
2018	100.025	196.796	296.821	247.900	143.952	0	0	688.674
2019	100.025	187.851	287.876	250.379	145.006	0	0	683.261
2020	100.025	178.906	278.930	252.883	146.067	0	0	677.880
2021	100.025	169.960	269.985	255.412	147.136	0	0	672.532
2022	100.025	161.015	261.040	257.966	148.212	0	0	667.218
2023	100.025	152.070	252.095	260.546	149.297	0	0	661.937
2024	100.025	143.125	243.149	263.151	150.389	0	0	656.689
<b>Barwert:</b>	916.794	2.313.544	3.230.338	2.142.039	1.261.926			6.634.303

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 7,3

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	48,5	3,5
Brennstoffkosten	32,1	2,3
Betriebskosten	18,9	1,4
Abrißkosten	0,5	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

## Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Atomenergie  
Kraftwerksszenario: AKW - 2  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

### Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	5.001.230
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	1.095.116
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	35
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	6500

[TDM]	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	142.892	447.264	590.157	219.271	221.014	0	0	1.030.441
2006	142.892	434.485	577.378	221.095	222.631	0	0	1.021.104
2007	142.892	421.707	564.599	222.935	224.260	0	0	1.011.794
2008	142.892	408.928	551.820	224.790	225.901	0	0	1.002.511
2009	142.892	396.149	539.041	226.665	227.554	0	0	993.260
2010	142.892	383.370	526.262	228.932	229.219	0	0	984.412
2011	142.892	370.591	513.483	231.221	230.896	0	0	975.600
2012	142.892	357.812	500.704	233.533	232.586	0	0	966.823
2013	142.892	345.033	487.925	235.868	234.287	0	0	958.081
2014	142.892	332.254	475.146	238.227	236.002	0	0	949.375
2015	142.892	319.475	462.367	240.609	237.729	0	0	940.705
2016	142.892	306.696	449.588	243.016	239.468	0	0	932.071
2017	142.892	293.917	436.809	245.446	241.220	0	0	923.475
2018	142.892	281.138	424.030	247.900	242.985	0	0	914.915
2019	142.892	268.359	411.251	250.379	244.763	0	0	906.393
2020	142.892	255.580	398.472	252.883	246.554	0	0	897.909
2021	142.892	242.801	385.693	255.412	248.358	0	0	889.463
2022	142.892	230.022	372.914	257.966	250.175	0	0	881.055
2023	142.892	217.243	360.135	260.546	252.006	0	0	872.687
2024	142.892	204.464	347.356	263.151	253.850	0	0	864.357
<b>Barwert:</b>	1.309.706	3.305.062	4.614.768	2.142.039	2.130.076			8.886.883

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 10,1

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	50,4	5,1
Brennstoffkosten	23,4	2,3
Betriebskosten	23,2	2,3
Abrißkosten	3,0	0,3
Ökosteuern	0,0	0,0

### Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Erdgas  
Kraftwerksszenario: GuD - 1  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	555.727
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	0
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	20
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	6500

[TDM]	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	27.786	49.699	77.486	202.800	25.623	0	0	305.909
2006	27.786	47.214	75.001	207.094	25.811	0	0	307.905
2007	27.786	44.729	72.516	211.387	26.000	0	0	309.903
2008	27.786	42.244	70.031	215.681	26.190	0	0	311.901
2009	27.786	39.759	67.546	219.974	26.382	0	0	313.902
2010	27.786	37.274	65.061	224.268	26.575	0	0	315.903
2011	27.786	34.789	62.576	228.562	26.769	0	0	317.907
2012	27.786	32.304	60.091	232.855	26.965	0	0	319.911
2013	27.786	29.820	57.606	237.149	27.162	0	0	321.917
2014	27.786	27.335	55.121	241.443	27.361	0	0	323.924
2015	27.786	24.850	52.636	245.736	27.561	0	0	325.933
2016	27.786	22.365	50.151	250.030	27.763	0	0	327.944
2017	27.786	19.880	47.666	254.323	27.966	0	0	329.955
2018	27.786	17.395	45.181	258.617	28.171	0	0	331.969
2019	27.786	14.910	42.696	262.911	28.377	0	0	333.984
2020	27.786	12.425	40.211	267.204	28.584	0	0	336.000
2021	27.786	9.940	37.726	274.124	28.794	0	0	340.644
2022	27.786	7.455	35.241	281.044	29.004	0	0	345.290
2023	27.786	4.970	32.756	287.964	29.216	0	0	349.937
2024	27.786	2.485	30.271	294.884	29.430	0	0	354.586
<b>Barwert:</b>	254.681	301.046	555.727	2.130.899	246.951			2.933.577

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 6,2

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	18,9	1,2
Brennstoffkosten	72,4	4,5
Betriebskosten	8,4	0,5
Abrißkosten	0,4	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

## Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Erdgas  
Kraftwerksszenario: GuD - 2  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

### Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	490.348
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	0
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	20
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	6500

[TDM]			Summe	Brennstoff-	Betriebs-	CO <sub>2</sub> -Steuern	Energiesteuern	Gesamt-
Jahr	Abschreibung	Zinskosten	Kapitalkosten	kosten	Kosten	(nominell)	(nominell)	kosten
2005	24.517	43.852	68.370	213.474	25.460	0	0	307.303
2006	24.517	41.660	66.177	217.993	25.646	0	0	309.817
2007	24.517	39.467	63.984	222.513	25.834	0	0	312.331
2008	24.517	37.274	61.792	227.032	26.023	0	0	314.847
2009	24.517	35.082	59.599	231.552	26.213	0	0	317.365
2010	24.517	32.889	57.407	236.072	26.405	0	0	319.883
2011	24.517	30.697	55.214	240.591	26.598	0	0	322.404
2012	24.517	28.504	53.021	245.111	26.793	0	0	324.925
2013	24.517	26.311	50.829	249.630	26.989	0	0	327.448
2014	24.517	24.119	48.636	254.150	27.186	0	0	329.973
2015	24.517	21.926	46.443	258.670	27.385	0	0	332.499
2016	24.517	19.733	44.251	263.189	27.586	0	0	335.026
2017	24.517	17.541	42.058	267.709	27.788	0	0	337.555
2018	24.517	15.348	39.866	272.228	27.991	0	0	340.085
2019	24.517	13.156	37.673	276.748	28.196	0	0	342.617
2020	24.517	10.963	35.480	281.268	28.402	0	0	345.150
2021	24.517	8.770	33.288	288.552	28.610	0	0	350.450
2022	24.517	6.578	31.095	295.836	28.819	0	0	355.751
2023	24.517	4.385	28.903	303.120	29.030	0	0	361.053
2024	24.517	2.193	26.710	310.405	29.243	0	0	366.357
<b>Barwert:</b>	224.719	265.629	490.348	2.243.051	245.377			2.978.775

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 6,3

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	16,4	1,0
Brennstoffkosten	75,0	4,7
Betriebskosten	8,2	0,5
Abrißkosten	0,4	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

## Mittellast

### Jährliche Kostenanalyse

**Kraftwerkstyp:** Steinkohle  
**Kraftwerksszenario:** SK - 1  
**BrennstoffszENARIO:** Referenzszenario  
**Ökosteuerszenario:** 0

#### Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	1.618.159
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	97.254
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	30
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	4500

[TDM]	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	53.939	144.713	198.652	111.677	65.967	0	0	376.296
2006	53.939	139.890	193.828	112.793	66.450	0	0	373.071
2007	53.939	135.066	189.004	113.921	66.936	0	0	369.862
2008	53.939	130.242	184.181	115.061	67.426	0	0	366.667
2009	53.939	125.418	179.357	116.211	67.919	0	0	363.487
2010	53.939	120.594	174.533	117.373	68.416	0	0	360.322
2011	53.939	115.771	169.709	118.547	68.917	0	0	357.173
2012	53.939	110.947	164.886	119.732	69.421	0	0	354.039
2013	53.939	106.123	160.062	120.930	69.929	0	0	350.920
2014	53.939	101.299	155.238	122.139	70.441	0	0	347.818
2015	53.939	96.476	150.414	123.360	70.956	0	0	344.731
2016	53.939	91.652	145.590	124.594	71.475	0	0	341.660
2017	53.939	86.828	140.767	125.840	71.998	0	0	338.605
2018	53.939	82.004	135.943	127.098	72.525	0	0	335.566
2019	53.939	77.180	131.119	128.369	73.056	0	0	332.544
2020	53.939	72.357	126.295	129.653	73.590	0	0	329.539
2021	53.939	67.533	121.472	130.950	74.129	0	0	326.550
2022	53.939	62.709	116.648	132.259	74.671	0	0	323.578
2023	53.939	57.885	111.824	133.582	75.217	0	0	320.623
2024	53.939	53.062	107.000	134.917	75.768	0	0	317.685
<b>Barwert:</b>	494.385	1.026.520	1.520.905	1.096.640	635.773			3.253.319

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 8,8

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	46,7	4,1
Brennstoffkosten	33,7	3,0
Betriebskosten	19,5	1,7
Abrißkosten	0,1	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

## Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Steinkohle  
Kraftwerksszenario: SK - 2  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

### Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	2.022.698
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	0
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	20
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	4500

[TDM] Jahr	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	101.135	180.892	282.027	100.938	95.924	0	0	478.889
2006	101.135	171.847	272.982	101.948	96.625	0	0	471.555
2007	101.135	162.803	263.937	102.967	97.332	0	0	464.237
2008	101.135	153.758	254.893	103.997	98.045	0	0	456.935
2009	101.135	144.713	245.848	105.037	98.762	0	0	449.647
2010	101.135	135.669	236.804	106.087	99.485	0	0	442.376
2011	101.135	126.624	227.759	107.148	100.213	0	0	435.120
2012	101.135	117.580	218.715	108.220	100.946	0	0	427.880
2013	101.135	108.535	209.670	109.302	101.684	0	0	420.656
2014	101.135	99.490	200.625	110.395	102.429	0	0	413.449
2015	101.135	90.446	191.581	111.499	103.178	0	0	406.258
2016	101.135	81.401	182.536	112.614	103.933	0	0	399.083
2017	101.135	72.357	173.492	113.740	104.693	0	0	391.925
2018	101.135	63.312	164.447	114.877	105.459	0	0	384.784
2019	101.135	54.268	155.402	116.026	106.231	0	0	377.660
2020	101.135	45.223	146.358	117.186	107.008	0	0	370.553
2021	101.135	36.178	137.313	118.358	107.791	0	0	363.463
2022	101.135	27.134	128.269	119.542	108.580	0	0	356.391
2023	101.135	18.089	119.224	120.737	109.375	0	0	349.336
2024	101.135	9.045	110.180	121.945	110.175	0	0	342.299
<b>Barwert:</b>	926.971	1.095.727	2.022.698	991.194	924.487			3.938.379

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 10,6

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	51,2	5,4
Brennstoffkosten	25,1	2,7
Betriebskosten	23,4	2,5
Abrißkosten	0,3	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

### Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Erdgas  
Kraftwerksszenario: GuD - 1  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	555.727
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	0
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	20
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	4500

[TDM]	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	27.786	49.699	77.486	140.400	24.023	0	0	241.909
2006	27.786	47.214	75.001	143.373	24.199	0	0	242.572
2007	27.786	44.729	72.516	146.345	24.376	0	0	243.237
2008	27.786	42.244	70.031	149.318	24.555	0	0	243.903
2009	27.786	39.759	67.546	152.290	24.734	0	0	244.570
2010	27.786	37.274	65.061	155.263	24.915	0	0	245.238
2011	27.786	34.789	62.576	158.235	25.098	0	0	245.908
2012	27.786	32.304	60.091	161.208	25.281	0	0	246.580
2013	27.786	29.820	57.606	164.180	25.466	0	0	247.252
2014	27.786	27.335	55.121	167.153	25.652	0	0	247.926
2015	27.786	24.850	52.636	170.125	25.840	0	0	248.601
2016	27.786	22.365	50.151	173.098	26.029	0	0	249.278
2017	27.786	19.880	47.666	176.070	26.220	0	0	249.956
2018	27.786	17.395	45.181	179.043	26.412	0	0	250.635
2019	27.786	14.910	42.696	182.015	26.605	0	0	251.316
2020	27.786	12.425	40.211	184.988	26.799	0	0	251.998
2021	27.786	9.940	37.726	189.778	26.996	0	0	254.500
2022	27.786	7.455	35.241	194.569	27.193	0	0	257.004
2023	27.786	4.970	32.756	199.360	27.392	0	0	259.508
2024	27.786	2.485	30.271	204.151	27.593	0	0	262.015
<b>Barwert:</b>	254.681	301.046	555.727	1.475.238	231.531			2.262.496

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 6,9

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	24,4	1,7
Brennstoffkosten	64,9	4,5
Betriebskosten	10,2	0,7
Abrißkosten	0,5	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

## Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Erdgas  
Kraftwerksszenario: GuD - 2  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

### Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	490.348
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	0
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	20
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	4500

[TDM]			Summe	Brennstoff-	Betriebs-	CO <sub>2</sub> -Steuern	Energiesteuern	Gesamt-
Jahr	Abschreibung	Zinskosten	Kapitalkosten	kosten	Kosten	(nominell)	(nominell)	kosten
2005	24.517	43.852	68.370	147.789	23.860	0	0	240.019
2006	24.517	41.660	66.177	150.918	24.035	0	0	241.130
2007	24.517	39.467	63.984	154.047	24.210	0	0	242.242
2008	24.517	37.274	61.792	157.176	24.388	0	0	243.356
2009	24.517	35.082	59.599	160.305	24.566	0	0	244.470
2010	24.517	32.889	57.407	163.434	24.746	0	0	245.587
2011	24.517	30.697	55.214	166.563	24.927	0	0	246.704
2012	24.517	28.504	53.021	169.692	25.109	0	0	247.823
2013	24.517	26.311	50.829	172.821	25.293	0	0	248.943
2014	24.517	24.119	48.636	175.950	25.478	0	0	250.064
2015	24.517	21.926	46.443	179.079	25.664	0	0	251.187
2016	24.517	19.733	44.251	182.208	25.852	0	0	252.311
2017	24.517	17.541	42.058	185.337	26.041	0	0	253.437
2018	24.517	15.348	39.866	188.466	26.232	0	0	254.563
2019	24.517	13.156	37.673	191.595	26.424	0	0	255.692
2020	24.517	10.963	35.480	194.724	26.617	0	0	256.821
2021	24.517	8.770	33.288	199.767	26.812	0	0	259.866
2022	24.517	6.578	31.095	204.810	27.008	0	0	262.913
2023	24.517	4.385	28.903	209.853	27.206	0	0	265.961
2024	24.517	2.193	26.710	214.896	27.405	0	0	269.010
<b>Barwert:</b>	224.719	265.629	490.348	1.552.882	229.956			2.273.185

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 6,9

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	21,5	1,5
Brennstoffkosten	68,0	4,7
Betriebskosten	10,1	0,7
Abrißkosten	0,5	0,0
Ökosteuern	0,0	0,0

## Spitzenlast

### Jährliche Kostenanalyse

**Kraftwerkstyp:** Erdgas  
**Kraftwerksszenario:** GuD - 1  
**BrennstoffszENARIO:** Referenzszenario  
**Ökosteuerszenario:** 0

#### Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	555.727
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	0
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	20
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	1500

[TDM] Jahr	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	27.786	49.699	77.486	46.800	21.623	0	0	145.909
2006	27.786	47.214	75.001	47.791	21.782	0	0	144.573
2007	27.786	44.729	72.516	48.782	21.941	0	0	143.238
2008	27.786	42.244	70.031	49.773	22.101	0	0	141.905
2009	27.786	39.759	67.546	50.763	22.263	0	0	140.572
2010	27.786	37.274	65.061	51.754	22.426	0	0	139.241
2011	27.786	34.789	62.576	52.745	22.590	0	0	137.911
2012	27.786	32.304	60.091	53.736	22.755	0	0	136.582
2013	27.786	29.820	57.606	54.727	22.922	0	0	135.255
2014	27.786	27.335	55.121	55.718	23.090	0	0	133.928
2015	27.786	24.850	52.636	56.708	23.259	0	0	132.603
2016	27.786	22.365	50.151	57.699	23.429	0	0	131.279
2017	27.786	19.880	47.666	58.690	23.600	0	0	129.956
2018	27.786	17.395	45.181	59.681	23.773	0	0	128.635
2019	27.786	14.910	42.696	60.672	23.947	0	0	127.315
2020	27.786	12.425	40.211	61.663	24.122	0	0	125.996
2021	27.786	9.940	37.726	63.259	24.299	0	0	125.284
2022	27.786	7.455	35.241	64.856	24.476	0	0	124.574
2023	27.786	4.970	32.756	66.453	24.656	0	0	123.865
2024	27.786	2.485	30.271	68.050	24.836	0	0	123.158
<b>Barwert:</b>	254.681	301.046	555.727	491.746	208.400			1.255.873

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 11,5

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	43,9	5,1
Brennstoffkosten	38,8	4,5
Betriebskosten	16,5	1,9
Abrißkosten	0,9	0,1
Ökosteuern	0,0	0,0

## Jährliche Kostenanalyse

Kraftwerkstyp: Erdgas  
Kraftwerksszenario: GuD - 2  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

### Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	490.348
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	0
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	20
Planungshorizont [a]:	20
Volllaststunden [h]:	1500

[TDM]			Summe	Brennstoff-	Betriebs-	CO <sub>2</sub> -Steuern	Energiesteuern	Gesamt-
Jahr	Abschreibung	Zinskosten	Kapitalkosten	kosten	Kosten	(nominell)	(nominell)	kosten
2005	24.517	43.852	68.370	49.263	21.460	0	0	139.093
2006	24.517	41.660	66.177	50.306	21.617	0	0	138.100
2007	24.517	39.467	63.984	51.349	21.775	0	0	137.109
2008	24.517	37.274	61.792	52.392	21.934	0	0	136.118
2009	24.517	35.082	59.599	53.435	22.095	0	0	135.129
2010	24.517	32.889	57.407	54.478	22.257	0	0	134.141
2011	24.517	30.697	55.214	55.521	22.419	0	0	133.154
2012	24.517	28.504	53.021	56.564	22.584	0	0	132.169
2013	24.517	26.311	50.829	57.607	22.749	0	0	131.185
2014	24.517	24.119	48.636	58.650	22.915	0	0	130.201
2015	24.517	21.926	46.443	59.693	23.083	0	0	129.219
2016	24.517	19.733	44.251	60.736	23.252	0	0	128.239
2017	24.517	17.541	42.058	61.779	23.422	0	0	127.259
2018	24.517	15.348	39.866	62.822	23.593	0	0	126.281
2019	24.517	13.156	37.673	63.865	23.766	0	0	125.304
2020	24.517	10.963	35.480	64.908	23.940	0	0	124.328
2021	24.517	8.770	33.288	66.589	24.115	0	0	123.992
2022	24.517	6.578	31.095	68.270	24.291	0	0	123.657
2023	24.517	4.385	28.903	69.951	24.469	0	0	123.323
2024	24.517	2.193	26.710	71.632	24.648	0	0	122.990
<b>Barwert:</b>	224.719	265.629	490.348	517.627	206.826			1.214.800

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 11,1

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	40,0	4,5
Brennstoffkosten	42,2	4,7
Betriebskosten	16,9	1,9
Abrißkosten	0,9	0,1
Ökosteuern	0,0	0,0

**Jährliche Kostenanalyse**

Kraftwerkstyp: Erdgas  
Kraftwerksszenario: GT - 1  
BrennstoffszENARIO: Referenzszenario  
Ökosteuerszenario: 0

Rahmendaten des Szenarios

Gesamtinvestitionskosten [TDM]:	102.221
Abdiskontierter Restwert [TDM]:	0
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	8,9%
Abschreibungszeit [a]:	20
Planungshorizont [a]:	20
Vollaststunden [h]:	1500

[TDM]	Abschreibung	Zinskosten	Summe Kapitalkosten	Brennstoff- kosten	Betriebs- Kosten	CO <sub>2</sub> -Steuern (nominell)	Energiesteuern (nominell)	Gesamt- kosten
2005	5.111	9.142	14.253	22.500	4.967	0	0	41.719
2006	5.111	8.685	13.796	22.976	5.003	0	0	41.775
2007	5.111	8.228	13.339	23.453	5.040	0	0	41.831
2008	5.111	7.770	12.882	23.929	5.077	0	0	41.887
2009	5.111	7.313	12.424	24.405	5.114	0	0	41.944
2010	5.111	6.856	11.967	24.882	5.151	0	0	42.000
2011	5.111	6.399	11.510	25.358	5.189	0	0	42.057
2012	5.111	5.942	11.053	25.835	5.227	0	0	42.114
2013	5.111	5.485	10.596	26.311	5.265	0	0	42.172
2014	5.111	5.028	10.139	26.787	5.304	0	0	42.230
2015	5.111	4.571	9.682	27.264	5.342	0	0	42.288
2016	5.111	4.114	9.225	27.740	5.381	0	0	42.346
2017	5.111	3.657	8.768	28.216	5.421	0	0	42.405
2018	5.111	3.200	8.311	28.693	5.460	0	0	42.464
2019	5.111	2.743	7.854	29.169	5.500	0	0	42.523
2020	5.111	2.285	7.396	29.645	5.541	0	0	42.583
2021	5.111	1.828	6.939	30.413	5.581	0	0	42.934
2022	5.111	1.371	6.482	31.181	5.622	0	0	43.285
2023	5.111	914	6.025	31.949	5.663	0	0	43.637
2024	5.111	457	5.568	32.716	5.705	0	0	43.989
<b>Barwert:</b>	46.846	55.375	102.221	236.416	47.868			386.505

Stromgestehungskosten [Pf/kWh]: 11,3

Kostenanteile	%	Pf/kWh
Kapitalkosten	26,2	3,0
Brennstoffkosten	60,6	6,9
Betriebskosten	12,3	1,4
Abrißkosten	0,9	0,1
Ökosteuern	0,0	0,0