

**Referenzszenario des Energiebedarfs und der  
Emissionen energiebedingter klimarelevanter  
Spurengase bis zum Jahr 2050  
für die Bundesrepublik Deutschland ohne wesentliche  
Eingriffe aufgrund des Treibhauseffektes**

**Studie D.1.b und D.2.b**

**U. Fahl, R. Kühner, P. Liebscher, G. Schmid, A. Voß**

**Institut für Kernenergetik und Energiesysteme (IKE)  
Universität Stuttgart  
Stuttgart**

## Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung
2. Methodisches Vorgehen
  - 2.1 Klassifizierung und Charakteristika von Energiemodellen
  - 2.2 Struktur eines techno-ökonomischen Energiemodells
  - 2.3 Die Anwendung von Energiemodellen auf umweltpolitische Fragestellungen
  - 2.4 Die Charakterisierung von Technologien
  - 2.5 Basisszenario und Modellaggregation
3. Entwicklung der Rahmendaten
  - 3.1 Demographische Entwicklung
  - 3.2 Wirtschaftsentwicklung
  - 3.3 Entwicklung der Energieträgerpreise
  - 3.4 Sonstige Annahmen
- 4 Die Entwicklung der Endenergieverbräuche
  - 4.1 Die sektorale Aufteilung der Endenergie
  - 4.2 Die Endenergie nach Energieträgern
  - 4.3 Industrie
  - 4.4 Verkehr
  - 4.5 Haushalte
  - 4.6 Kleinverbraucher
- 5 Die Entwicklung in den Umwandlungssektoren
  - 5.1 Die Stromwirtschaft
  - 5.2 Sonstige Umwandlungssektoren
  - 5.3 Primärenergieaufkommen
- 6 Die Emissionsentwicklung

## Literaturverzeichnis

## Anhang: Technologiebeschreibungen

## 1. Einleitung

Das Studienprogramm "Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre" der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages umfaßt eine Vielzahl an Einzelaspekten. Ihre Integration zu einem aussagekräftigen Gesamtbild stellt eine wichtige Aufgabe im Rahmen einer Gesamtbewertung umweltpolitischer Strategien dar. Zu diesem Zweck werden heute vielfach Energiemodelle verwendet, die ein adäquates, die Möglichkeiten der heutigen Datenverarbeitung voll nutzendes und vielfach erprobtes Instrumentarium bieten. Die folgenden Ausführungen beschreiben die technologischen und ökonomischen Rahmendaten für die langfristige Entwicklung der Energiewirtschaft bis zum Jahr 2050 mit der Intention, ein optimierendes Energiemodell zur Gesamtbewertung von Emissionsminderungsstrategien für klimarelevante Spurengase anzuwenden. Das theoretische Fundament und das anzuwendende Modell werden in knapper Form dargestellt. Die Ergebnisse für zwei Varianten eines eingriffslosen Szenarios (ohne CO<sub>2</sub>-Kontingentierung) werden diskutiert. Der Studienkomplex D beschränkt sich dabei auf die Analyse unter Status-quo-Bedingungen, auf die sich in später durchzuführenden Untersuchungen die Analyse und Bewertung von Strategien beziehen soll.

Die beiden Varianten unterscheiden sich in ihren Annahmen erst nach dem Jahre 2010 und wurden in Zusammenarbeit mit der PROGNOSE AG gestaltet. Die Annahmen wurden zu einem unteren und oberen CO<sub>2</sub>-Szenario gebündelt, dergestalt, daß eine hohe Bevölkerungsentwicklung mit einem hohen Wirtschaftswachstum und niedrigen Energiepreisen ("obere Variante") verknüpft wurden und umgekehrt.

In der Vergangenheit wurden Energiemodelle sehr oft zu Prognosezwecken verwendet. Diese Anwendung schlug jedoch fehl, da zukünftige Strukturbrüche (wie z.B. die Ölpreiskrisen) nicht vorhersagbar waren. Die Anwendung von Energiemodellen beschränkt sich aus diesem Grunde heute auf die Identifizierung des gegenwärtigen Handlungsbedarfs. Die Ermittlung des Handlungsbedarfs (z.B. des notwendigen Forschungsbedarfs oder der Weichenstellung für eine be-

stimmte Versorgungsoption) beruht dabei auf den gegenwärtigen Einschätzungen über die zukünftige Entwicklung. Die Status-quo-Annahme fordert dabei eine konservative Abschätzung der möglichen technologischen Entwicklung, da der Handlungsbedarf nicht durch spekulative Annahmen vermindert werden soll. So wird z.B. nicht von einer kommerziellen Verfügbarkeit der Kernfusion und der völligen Umstellung des Energiesystems auf Wasserstoff als Sekundär-energeträger bis zum Jahr 2050 ausgegangen.

Die Fragen, die im Studienkomplex D zu beantworten sind, betreffen vor allem die Entwicklung der Determinanten des Energieverbrauchs und die technisch-ökonomische Entwicklung der Energieversorgung ohne Eingriffe aufgrund des Klimaeffektes. Da verschiedene CO<sub>2</sub>-arme Technologien auch ohne solche Eingriffe die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit bis zum Jahre 2050 überschreiten werden, ist es notwendig, den autonomen technischen Fortschritt zu quantifizieren und im Referenzszenario zu berücksichtigen. Fragen, die dabei eine große Rolle spielen, sind:

- Wie entwickeln sich die Nutzungsgrade der konventionellen Energieerzeugungsanlagen?
- Wie entwickeln sich die Energiegestehungskosten der verschiedenen Optionen?
- Welche Einsparpotentiale werden bei der Energienutzung realisiert?

Die Beantwortung dieser Fragen für das Jahr 2050 verlangt lediglich die Untersuchung des "State-of-the-Art" und dessen Umsetzung im Rahmen der ermittelten Reinvestitionszyklen. Für das im Studienkomplex D.2 zu untersuchende Jahr 2050 ist diese Vorgehensweise jedoch nicht ausreichend. Hier müssen die Entwicklungspotentiale aufgrund aktuellen Expertenwissens abgeschätzt werden. In dieser Studie ist dabei das technisch Machbare die Leitlinie der Analyse.

## **2. Methodisches Vorgehen**

### **2.1 Klassifizierung und Charakteristika von Energiemodellen**

Energiemodelle fanden in der Vergangenheit bei einer Vielzahl von Fragestellungen Anwendung. Die Methoden, die die häufigste Anwendung fanden, waren Simulation, lineare Optimierung, ökonomische Methoden und Input-Output-Analyse. Kurz-, mittel und langfristige Betrachtungen bei unterschiedlichen Systemgrenzen wurden zu verschiedensten Zwecken durchgeführt. Technologieorientierte Simulations- und Optimierungsmodelle wurden insbesondere dann eingesetzt, wenn die Systemkomponenten technisch und ökonomisch charakterisierbar waren. Dies trifft insbesondere auf den Sektor Energiewirtschaft zu.

### **2.2 Struktur eines techno-ökonomischen Energiemodelles**

Ein techno-ökonomisches Energiemodell bildet den Energiesektor (oder einen Teil) in Form einer orientierten Netzwerkstruktur von Energiewandlungs- und Energietransporttechnologien ab. Die Technologien werden mit Hilfe von technischen und ökonomischen Parametern (u.a. Brennstoffe, Brennstoffnutzungsgrad, Verfügbarkeit, existierende Kapazitäten, Investitionsbedarf für Kapazitätserweiterungen, fixe und variable Betriebskosten, technische oder ökonomische Lebenszeit, Hilfsstoffe, Nebenprodukte und andere Nebeneffekte) beschrieben.

Sowohl Simulations- als auch Optimierungsmodelle erstellen für diese Parameter detaillierte und aggregierte Bilanzen. Während im Simulationsmodell sämtliche Modellgrößen eindeutig bestimmt sind, das heißt, nur eine Kombination von Parametern zulässig ist, besitzt das Optimierungsmodell im allgemeinen noch Freiheitsgrade, die erst durch die Wahl der Optimierungsaufgabe (maximieren oder minimieren) und der Zielfunktion bestimmt werden. Die Aufgabe eines optimierenden Energiemodelles besteht in der Auswahl einer Energieversorgungsstruktur aus der Vielzahl zulässiger Strukturen.



<b><u>Abkürzungen:</u></b>	<b>SK</b>	<b>Steinkohle</b>
	<b>BK</b>	<b>Braunkohle</b>
	<b>SNG</b>	<b>synthetisches Erdgas (aus Kohle)</b>
	<b>SYN</b>	<b>Synthesegas</b>
	<b>HS</b>	<b>schweres Heizöl</b>
	<b>HEL</b>	<b>leichtes Heizöl</b>
	<b>D</b>	<b>Diesel</b>
	<b>BZ</b>	<b>Benzin</b>
	<b>LPG</b>	<b>verflüssigtes Raffineriegas</b>
	<b>Nap</b>	<b>Naphtha</b>
	<b>Raf.gas</b>	<b>Raffineriegas</b>
	<b>Bit</b>	<b>Bitumen, Schmierstoffe, Petrolkoks</b>
	<b>GAS</b>	<b>Erdgas</b>
	<b>Kok.gas</b>	<b>Kokereigas</b>
	<b>HO.gas</b>	<b>Hochofengas</b>
	<b>el</b>	<b>Elektrizität (vier Lastbereiche)</b>
	<b>FW</b>	<b>Fernwärme (vier Lastbereiche)</b>

## **2.3 Die Anwendung von Energiemodellen auf umweltpolitische Fragestellungen**

### **2.3.1 Die Anforderungen von umweltpolitischen Fragestellungen an optimierende Energiemodelle**

Der Zusammenhang zwischen Energiewandlung und -nutzung einerseits und zunehmender Umweltbelastung infolge wachsender Industrialisierung andererseits ist in den Mittelpunkt des öffentlichen Interesses gerückt. Der politische Handlungsbedarf zur Lösung der anstehenden Probleme wuchs besonders im zurückliegenden Jahrzehnt. Ziel war es, insbesondere den spezifischen (nutzenergiebezogenen) und absoluten Schadstoffausstoß (z.B. von SO<sub>2</sub>) zu vermindern. Die Auswahl von konkreten Emissionsvermeidungsstrategien im Rahmen der Entscheidungsfindung erforderte die Anwendung von Energiemodellen. Diese erlaubten es, die Möglichkeiten rechnergestützter Datenverarbeitung für die Analyse und Bewertung solcher Strategien zu nutzen.

Fragen, die an solche Modelle gestellt werden, betreffen besonders die Auswirkungen bestimmter Strategien oder umweltpolitischer Konzepte auf die Energieversorgung sowie die Kosten und Minderungspotentiale dieser Strategien. Um konkrete Reduktionsmaßnahmen analysieren zu können, ist es notwendig, diese technisch, ökonomisch und emissionsbezogen zu charakterisieren und im Modell entsprechend abzubilden. Optimierungsmodelle erlauben es sodann, Emissionsparameter in die Zielfunktion aufzunehmen ("Emissionssteuer") oder als obere Schranke vorzugeben. Das Modell ermittelt eine neue, unter den festgelegten Randbedingungen "optimale" Versorgungsstruktur und Emissionsminderungsstrategie.

### **2.3.2. Die Anpassung energieorientierter Optimierungsmodelle**

Die Stoffströme werden in Energiemodellen im allgemeinen durch ihren Energieinhalt charakterisiert. Stoffströme mit geringer Energierelevanz werden außer acht gelassen. Betrachtet man zusätzlich emissionsrelevante Prozesse, so sind auch nichtenergetische Stoffströme zu berücksichtigen. Die notwendigen Erweiterungen, die die Analyse und Bewertung der Emissionsvermeidungsstrategien für klimarelevante Spurengase (insbesondere CO<sub>2</sub>) erlaubt, sind im folgenden beschrieben.

#### **Die Abbildung von Energiespartetechnologien und rationeller Energienutzung**

Die Reduzierung des Energiebedarfs ohne Einschränkung der Energiedienstleistungen ist eine Möglichkeit, die zur Verbesserung der Umweltintensität des Energiesektors beitragen kann, falls diese positiv korreliert sind. Dies trifft im besonderen für das Treibhausgas CO<sub>2</sub> zu. Ansatzpunkte dazu sind im Prinzip auf der gesamten Versorgungskette und bei der Energienutzung zu finden. Modelltechnisch sind diese Einsparmaßnahmen, sofern sie technisch und ökonomisch charakterisierbar sind, als Alternativmaßnahmen der konventionellen Technologien zu diesen parallel zu schalten. Dies ermöglicht es dem Optimierungsmodell, unter CO<sub>2</sub>-Kontingenzierung zwischen konventioneller Technologie und Technologie mit verbessertem Wirkungsgrad zu wählen. Bei Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Kontingents



erfolgt die Auswahl der Vermeidungsmaßnahmen in der Reihenfolge ihrer spezifischen Vermeidungskosten (in DM pro kg CO<sub>2</sub>). Die nächstbeste Maßnahme, die vom Modell nicht in Betracht gezogen wurde, definiert mit ihren spezifischen Vermeidungskosten den CO<sub>2</sub>-Knappheitspreis (Schattenpreis der CO<sub>2</sub>-Vermeidung oder Vermeidungsgrenzkosten) für das gewählte Kontingent.

Die Analyse von Energieeinsparmaßnahmen verlangt die Untersuchung der gesamten Energiekette von der Rohstoffförderung über Umwandlung und Verteilung bis zur Nutzung der Energiedienstleistung. Folglich sollte ein Energiemodell diesem Rechnung tragen. Die Problematik liegt in der Vielzahl der energienutzenden Prozesse und Energiedienstleistungen auf der Nachfrageseite, so daß hier Energieeinsparmöglichkeiten zwischen Nutzenergie und Dienstleistung/Fertigungsprodukt nicht mehr detailliert betrachtet werden können. Hier besteht die Möglichkeit, sogenannte Kostenkurven für die Nutzenergiebedarfsminderung für bestimmte Dienstleistungen/Produktgruppen in Form von Stufenfunktionen in das Modell zu integrieren. Mit diesem Ansatz können auch Maßnahmen zur Minderung des Nutzenergiebedarfs in das Gesamtkalkül mit einbezogen werden.

#### Energieträgersubstitution (Regenerative, Kernenergie, Fossile)

Energiesystemmodelle implizieren den Wettbewerb zwischen den verschiedenen Energieträgern. Unter gegebenen Rahmenbedingungen ergibt sich ein entsprechend der Optimierungsaufgabe optimaler Energieträgermix. Verringert man das Kontingent, so paßt sich der Mix den neuen Schattenpreisen für die Schadstoffemission an.

#### Abtrennung und Endlagerung des Schadstoffes

Diese Form der Emissionsvermeidung fand besonders bei der Vermeidung von SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> Anwendung in der Praxis. Auch zur CO<sub>2</sub>-Minderung werden solche Techniken diskutiert, falls fossile Ressourcen auch weiterhin in großem Umfang genutzt werden sollen. Die Modellierung solcher Technologien ist für eine spätere Phase der Arbeiten vorgesehen. Hierunter fällt die Abtrennung des CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas von Kraftwerken und das Shiften von Methan zu Wasserstoff und

Kohlendioxid. Ebenfalls betrachtet werden müssten die Sammlung des CO<sub>2</sub>, der Transport über weite Entfernungen sowie die Endlagerung in einer CO<sub>2</sub>-Senke. Dadurch könnten diese Maßnahmen ebenfalls in ein Gesamtkonzept integriert werden.

### 2.3.3 Zur Bewertung von Emissionsvermeidungsstrategien

Das Thema dieser Untersuchungen ist die zukünftige Vermeidung klimarelevanter Spurengase. Der Nutzen, der aus solch einer Strategie erwächst, ist bei gegenwärtigem Wissensstand nicht quantifizierbar. Die Vorgabe von Kontingenten und ihrer zeitlichen Entwicklung kann somit nicht aus einem Kosten-Nutzen-Kalkül hervorgehen. Optimierende Energiemodelle erlauben es jedoch, zu einem beliebig vorgegebenem Emissionskontingent ein Maßnahmenbündel zu ermitteln, das entsprechend der Zielfunktion als optimal anzusehen ist. Besteht die Optimierungsaufgabe darin, die volkswirtschaftlichen Kosten zu minimieren, so spricht man von kosteneffizienten Maßnahmen, das heißt, ein gegebenes Ziel ist mit minimalen Aufwendungen zu erreichen.

Der Ansatz der volkswirtschaftlichen Kosten versucht den Einsatz der volkswirtschaftlichen Produktionsfaktoren Arbeit, Kapital, Wissen, Zeit und Rohstoffe zu bewerten. Der Energiesektor wird dabei wie ein großes Unternehmen zur Erstellung von Energiedienstleistungen aufgefaßt. Die volkswirtschaftlichen Kosten sind als dessen tatsächlicher (interner) Werteverzehr zu verstehen. Somit ist nicht von der betriebswirtschaftlichen sondern der erwarteten technischen Lebensdauer von Investitionsgütern auszugehen. Nur bei Zugrundelegung eines höheren Investitionsrisikos (z.B. extreme Steigerung der Brennstoffimportpreise für das Kraftwerk, neue Umweltauflagen, die das Abschalten des Kraftwerks herbeiführen können) ist eine kürzere Abschreibungsdauer für Investitionsgüter gerechtfertigt. Diese Unsicherheiten sollten jedoch über explizite Bestimmung der Robustheit von Maßnahmen analysiert werden.

Der Bedarf an Energiedienstleistungen und die Importpreisstruktur ist autonom festgelegt. Da die Aufwendungen für den Import von Energieträgern die Volkswirtschaft verlassen (Transferzahlungen an

das Ausland), werden zu ihrer Bewertung Weltmarktpreise und nicht Produktionskosten zugrunde gelegt. Betrachtet man die Effizienz einer Maßnahme unter weltweiten Gesichtspunkten, so müssten auch hier Produktionskosten zugrundegelegt werden, d.h. die sogenannte Produzentenrente (= Summe der Erträge - Summe der realen Kosten) der Energieversorgung, die der Kapitalbildung dient, ist vom Marktpreis zu subtrahieren.

Ebenfalls von großer Bedeutung für die kostenmäßige Bewertung von energiewirtschaftlichen Investitionsgütern ist die verwendete Diskontrate. Diese ermöglicht es, zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallende Aufwendungen auf denselben Zeitpunkt umzurechnen (auf- bzw. abzinsen). Die Diskontrate (Kalkulationszinsfuß) sollte dabei die Knappheit des Faktors Kapital (Opportunitätskosten) widerspiegeln und im Idealfall dem realen Kapitalmarktzins für langfristige Anlagepapiere (z.B. Bundesanleihen) entsprechen.

#### **2.3.4 Methodik der Kosteneffektivitätsanalyse**

Der Ansatz der Kosteneffektivitätsanalyse beruht auf der volkswirtschaftlichen Bewertung wirtschaftlicher, zielorientierter Aktivitäten. Ein vorgegebenes Ziel (hier: Vermeidung der Emission klimarelevanter Spurengase) soll mit einem Minimum an Produktionsfaktoren unter Beachtung von weiteren Randbedingungen erreicht werden, d.h. der effiziente Mitteleinsatz ist ein grundlegendes Kriterium für die Effektivität einer Strategie. Sind die betrachteten Alternativstrategien bezüglich anderer Kriterien als neutral zu betrachten, so ist die Kosteneffektivität das entscheidende Auswahlprinzip. Ansonsten sind diese Kriterien ebenfalls in die Bewertung miteinzubeziehen oder als Mindestanforderungen an die Strategien mitaufzunehmen.

Die Kosteneffektivitätsanalyse für umweltpolitische Maßnahmen basiert auf dem Prinzip der Technologiebewertung. Im ersten Schritt werden sämtliche zielkonforme Einzelmaßnahmen und Technologien katalogisiert und sowohl technisch, ökonomisch als auch umweltorientiert charakterisiert. Die ermittelten spezifischen Vermeidungskosten der Umweltnutzung (z.B. in DM je nichtemittierte Einheit

CO<sub>2</sub>) geben bereits erste Aufschlüsse über die Effektivität einer Maßnahme. Hierauf aufbauend werden die heutigen und zukünftigen Potentiale ermittelt.

Das Einbetten der effektivsten Maßnahmen in ein Energiemodell erlaubt es, sämtliche Maßnahmen als Mosaik zu einem Gesamtbild zusammenzufügen. Dabei können rechtliche, vertragliche und institutionelle Schranken genauso berücksichtigt werden wie die Einhaltung von Mindestkriterien für Ziele, die ökonomisch nicht sinnvoll bewertet werden können. Ein Optimierungsmodell erlaubt es außerdem, den Wettbewerb unterschiedlicher Maßnahmen und ihr Zusammenwirken explizit zu analysieren. Hierbei können insbesondere der Bestand an Konversionsanlagen und ihre Restnutzungsdauer mitberücksichtigt werden. Es ergeben sich zeitabhängige Minderungspotentiale zu vorgegebenen Emissionskontingenten, also ein kosteneffektiver Maßnahmenmix und eine Rangordnung für die modellierten Technologien. Schließlich besteht die Möglichkeit, eine volkswirtschaftliche Vermeidungskostenkurve für jeden Zeitpunkt zu bestimmen und so den Zusammenhang zwischen Kosten und anzustrebendem Ziel herzuleiten.

#### 2.4 Die Charakterisierung von Technologien

Die Charakterisierung der Technologien wurde mit der Zielrichtung der Einbindung in ein Energiemodell durchgeführt. Grundlage dieser Charakterisierung ist die volkswirtschaftliche Bewertung der Techniken wie sie in Kapitel 2.3.3 beschrieben wurde.

Systemtechnisch gesehen erzeugen Energietechnologien aus Brennstoffen und/oder anderen Energieträgern neue Energieträger. Die Art des Prozesses (chemisch, physikalisch) ist von sekundärer Bedeutung. Bezugsgröße ist dabei zumeist die eingesetzte oder erzeugte Energie. Die bei der Energiewandlung auftretenden Verluste (z.B. Abwärme in Rauchgasen und Kühlwasser, durch Konvektion, unvollständige Umwandlung der eingesetzten Energieträger) werden mit Hilfe des Nutzungsgrades (oder auch Wirkungsgrad) der Technologie quantifiziert. Dieser entspricht dem Energieinhalt

der erzeugten Energieträger dividiert durch den Energiegehalt der eingesetzten Energieträger. (Dem Exergiegehalt der Energieträger wird im Allgemeinen nicht Rechnung getragen.)

Die Kapazität einer Umwandlungstechnologie ist charakterisiert durch die maximale spezifische Energiebereitstellung pro Zeiteinheit. Die spezifischen Investitionskosten in Geldeinheit pro Kapazitätseinheit (z.B. DM/kW) reflektieren den Kapitalbedarf zur Erweiterung des Energieangebots. Hier sind alle Auszahlungen inklusive Zinszahlungen bis zur Inbetriebnahme der Anlagen auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme aufgezinnt. Dieser Kapitalbedarf wird annuisiert auf die technische Lebenszeit der Anlage verteilt.

Die fixen Betriebskosten umfassen sämtliche, durch den Betrieb der Anlage verursachten Kosten, die unabhängig von der Ausbringung anfallen. Diese sind im wesentlichen Lohnkosten sowie Wartungs- und Reparaturkosten. Steuern (z.B. Vermögenssteuer, Körperschaftsteuer) werden hier nicht betrachtet, da diese aus volkswirtschaftlicher Sicht kein Werteverzehr darstellen. Ein direkter Aufwand durch den Staat kann diesen nicht zugewiesen werden.

Die variablen Kosten beschreiben den auslastungsabhängigen Kostenteil der Anlage ohne Energiebeschaffungskosten. Wesentliche Bestandteile sind hier die Hilfs- und Betriebsstoffe.

Die kommerzielle Verfügbarkeit beschreibt den Zeitpunkt der Anwendung, während die technische Lebenszeit die erwartete Lebenszeit der Anlagenkomponenten wiedergibt. Der Nettonennleistungsbereich gibt den Kapazitätsbereich an, für den die Daten Gültigkeit haben. Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit sind Planfaktoren, mit denen die Kapazitätsverfügbarkeit der Anlage bewertet wird. Die tatsächliche Auslastung der Anlagen soll im Rahmen der Optimierung des Gesamtsystems bestimmt werden.

Die spezifischen Emissionsfaktoren für die klimarelevanten Gase  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}$  und NMHC beruhen auf der von /Fritsche, 1989/ bereitgestellten Emissionsmatrix für klimarelevante Schad-

stoffe in der BRD. Die dort für neue Systeme ermittelten Werte wurden zur besseren Vergleichbarkeit der Technologien auf den Energieinhalt der erzeugten Energieträger (Division durch den Wirkungsgrad) umgerechnet

## 2.5 Basisszenario und Modellaggregation

Die Analyse und der Vergleich von Strategien für die Zukunft benötigen einen Bezugspunkt, mit Hilfe dessen die Effektivität von Strategien ermittelt werden kann. Die volkswirtschaftlichen Kosten einer Strategie sind dann als Differenzen der Gesamtkosten zu diesem eingriffslosen "Basisszenario" zu betrachten. Auch die Auswirkungen der Strategien können als Zeitreihe jährlicher Differenzbilanzen erfaßt und mit Hilfe der Diskontierung auf das Basisjahr bezogen werden. Die durchschnittlichen spezifischen Minderungskosten einer Strategie erhält man als Quotient der zusätzlichen diskontierten Kosten und der diskontierten Emissionsdifferenzen. Betrachtet man mehrere Schadstoffe parallel, so besteht das Problem, die Kosten den jeweiligen Schadstoffen zuzuordnen. Mögliche Ansätze sind die Aufteilung gemäß der Schädlichkeitsrelation oder gemäß den Grenzvermeidungskosten (Schattenpreis der Emissionsvermeidung). Beide Ansätze haben jedoch gewisse Nachteile. Während ersterer die Dosis-Wirkung-Beziehung für die betrachteten Schadstoffe voraussetzt, berücksichtigt der zweite Ansatz lediglich die Schwierigkeit der Reduktion für die Schadstoffe ohne Bezug zu ihrer Umweltwirkungen.

Das zu analysierende Basisszenario basiert auf dem Endenergieverbrauch des Jahres 1987. Als grundlegende Rahmendaten finden die in Kapitel 3 beschriebenen Basisdaten Verwendung. Die Entwicklung des Endenergiebedarfs orientiert sich an den von PROG-NOS zur Verfügung gestellten Daten. Diese wurden jedoch mit den ebenfalls vorhandenen Wirkungsgraden auf Nutzenergie umgerechnet.

Die Aufschlüsselung der Nachfrage wurde wie folgt gewählt:

1. Haushalte / Ein- und Zweifamilienhäuser / Raumwärme

2. Haushalte / Mehrfamilienhäuser / Raumwärme
3. Haushalte / Warmwasser
4. Haushalte / Sonstiger Strombedarf
5. Kleinverbraucher / Raumwärme
6. Kleinverbraucher / Prozeßwärme und Warmwasser
7. Kleinverbraucher / Sonstiger Strombedarf
8. Bedarf militärischer Dienststellen
9. Verkehr / Personentransportbedarf
10. Verkehr / Güterverkehrsbedarf
11. Industrie / Energetischer Verbrauch nach Endenergieträgern
12. Industrie / Nichtenergetischer Verbrauch

Bei den Umwandlungsbereichen wird im Modell zwischen folgenden Bereichen unterschieden:

1. Öffentliche Stromversorgung
2. Öffentliche Heiz- und Heizkraftwerke
3. Industrielle Dampf- und Stromerzeugung
4. Raffinerie
5. Import und Transport von Raffinerieprodukten
6. Konventionelle Kohleaufbereitung
7. Öffentliche Gasversorgung

Die derzeitigen Umweltgesetze sind Grundlage für die Modellierung des Basisszenarios. Dies impliziert u.a. die Umsetzung der Großfeuerungsanlagenverordnung, der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft und der EG-Richtlinie über die Schadstofffreisetzung durch Personenkraftfahrzeuge.

Von großer Bedeutung für die Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland ist die Fortschreibung des Jahrhundertvertrages zur Verstromung der heimischen Steinkohle nach 1995. Für das Basisszenario erfolgte eine angepaßte Fortschreibung für 2005 auf 80% des Wertes von 1995. Gleichfalls wurden die Importkontingente für Kohle gelockert. Die bestehenden Gasverträge sind im Modell abgebildet. Zusätzliche Mengen können zu höheren Preisen ebenfalls beschafft werden. (siehe Kapitel 3)

### 3. Entwicklung der Rahmendaten

#### 3.1 Demographische Entwicklung

Als Basisjahr wird das Jahr 1987 zugrunde gelegt. Betrachtet werden soll bei D2 der Zeitraum von 1987 bis 2050. In beiden Varianten des eingriffslosen Szenarios geht die Bevölkerung zurück, wie in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1 Bevölkerungsentwicklung

	1987	2005	o.V. 2050	u.V. 2050
Wohnbevölkerung (in Mio.)	61,14	59,92	38,84	50,04
Private Haushalte (in Mio.)	27,10	27,10	17,80	22,90
Wohnfläche (in Mio. m <sup>2</sup> )	2265	2636	2142	2591

#### 3.2 Wirtschaftsentwicklung

Das Bruttosozialprodukt als gebräuchlichster Größe zur Beschreibung der Wirtschaftsentwicklung erfährt eine Fortsetzung des volkswirtschaftlichen Wachstums mit allerdings zunehmender Abflachung. Es wird davon ausgegangen, daß verschärfte Verteilungskonflikt nicht auftreten werden. Die Nettoproduktion des verarbeitenden Gewerbes weist eine geringere Dynamik als die gesamte Volkswirtschaft auf, den kontinuierlichen Trend zur Dienstleistungsgesellschaft unterstreichend. In der unteren Variante fällt das Wachstum sehr gering aus und mündet gegen Ende des Betrachtungszeitraum in einen Schrumpfungsprozeß.

Tabelle 3.2 Wirtschaftsentwicklung

	1987	2005	u.V. 2050	o.V. 2050
Bruttosozialprodukt in Mrd.DM,	2020	2993	4072	6298
durchschnittl. Wachstum in %		2,21	0,69	1,67



### 3.3 Entwicklung der Energieträgerpreise

Um die Anforderungen an eine CO<sub>2</sub>-Reduktionsstrategie klar herausarbeiten zu können, sollte strikt zwischen (erwarteten) Marktpreisen und (durch Steuern o. ä. hochgeschleusten) Verbraucherpreisen unterschieden werden. Die folgenden Energiepreisprojektionen beziehen sich auf "Marktpreise" und nicht auf die (gegebenenfalls wesentlich höheren) "CO<sub>2</sub>-Knappheitspreise". Generell sind moderate Energiepreissteigerungen angenommen worden, denn eine CO<sub>2</sub>-Reduktionsstrategie würde den Verbrauch fossiler Energieträger beschränken und dadurch auch deren (Markt-)Preisanstieg dämpfen. Es entspricht deshalb dem generellen Untersuchungszweck, Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion unter den Bedingungen eines moderaten Energiepreisanstiegs zu untersuchen.

Das Basisjahr ist 1987. Alle Preisprojektionen erfolgen in Preisen von 1987 (reale Energiepreise). Da zur Analyse der volkswirtschaftlichen Kosten von Energieversorgungsoptionen eine reine Kostenbetrachtung durchgeführt werden soll, müssen Steuern, Subventionen und andere nicht kostenrelevante Beträge außer acht gelassen werden.

**Tabelle 3.3 Reale Preise für Erdöl am Weltmarkt**

	1987	2005	u.V. 2050	o.V. 2050
Weltmarktpreis in \$87/b	18,0	19,9	50,0	40,0

#### Zur Ölpreisentwicklung:

PROGNOS liegt mit 25 \$(1987)/b für das Jahr 2010 im unteren Bereich der heutigen Preiserwartungen. Der Median der jüngsten IEW-Erhebung /IIASA (Schrattenholzer), The IEW Poll, The 1989 Poll Results/ liegt bei 39,35 \$(1985)/b für das Jahr 2010. Die Importpreise nach dem Jahr 2010 wurden zwischen PROGNOS und IKE abgesprochen. Als Preisobergrenzen für Rohöl wurden die Förderkosten von nicht konventionellen Ölvorkommen, die Methanolerzeu-

gung aus Steinkohle und die Erzeugung von elektrolytischem Wasserstoff in Betracht gezogen.

Die Annahme einer moderaten Ölpreisentwicklung steht im Einklang mit der Zielsetzung, CO<sub>2</sub>-Reduktionsstrategien zu untersuchen. Denn wenn Strategien zur Verringerung des fossilen Energieverbrauchs umgesetzt werden, üben sie einen Druck auf den Ölpreis aus. Ihre Realisierungschancen sollten deshalb unter den Bedingungen einer moderaten Ölpreisentwicklung untersucht werden.

Bei der angenommenen Wechselkursentwicklung ergibt sich für die Bundesrepublik Deutschland folgende reale Entwicklung der Importpreise für Öl:

**Tabelle 3.4 Reale Preise für Erdöl (B.R.D.)**

			u.V.	o.V.
	1987	2005	2050	2050
Grenzübergangspreis DM87/t	250,9	365,0	946,0	763,0
Grenzübergangspreis DM87/GJ	5,9	8,6	22,2	17,9

1 tÖl = 7,4 b; 1 tÖl = 1,454 tSKE

Weitere wichtige Inputgrößen für ein Energiemodell sind die Importpreise für Mineralölprodukte. Die wichtigsten Preise, die durch einen Aufschlag auf den Rohölpreis bestimmt wurden, gibt die folgende Tabelle wieder.

**Tabelle 3.5 Importpreise für Mineralölprodukte (B.R.D.)**

in DM87/GJ			u.V.	o.V.
	1987	2005	2050	2050
Motorenbenzin	7,6	11,0	27,2	22,0
Heizöl leicht	6,8	9,8	25,4	20,5
Heizöl schwer 1% S	5,2	8,2	21,6	17,7
Heizöl schwer 1-2% S	5,0	7,3	16,2	20,1

**Kohlepreisentwicklung:**

Die langfristige Preisentwicklung für Kohle am Weltmarkt ist vor allem durch die Kostenentwicklung in der Gewinnung und im Transport bestimmt. Zwar hat sich in der Vergangenheit gezeigt, daß starke Ölpreiserhöhungen auch den Kohlepreis nicht unberührt gelassen haben, zugleich haben Ölpreiserhöhungen aber auch das mengenmäßige Kohleangebot stark erhöht (der Ölpreissprung von 1973/74 hat zum Aufbau des überseeischen Kesselkohlehandels geführt). Langfristig wird das Kohleangebot am Weltmarkt als elastisch eingeschätzt: das Angebot kann bei mäßiger Erhöhung der realen Kosten und Preise entsprechend ausgedehnt werden.

Sollte sich eine CO<sub>2</sub>-Reduktionsstrategie durchsetzen, so verringern sich die Absatzchancen für Kohle, was den Kosten- und Preisanstieg weiter bremst.

**Tabelle 3.6 Importpreise für Steinkohle (B.R.D.)**

	1987	2005	u.V. 2050	o.V. 2050
Kesselkohle in DM87/tSKE	89,0	122,0	324,0	262,0
Kesselkohle in DM87/GJ	3,0	4,7	11,1	8,9
Kokskohle in DM87/GJ	3,4	6,4	15,2	12,2
Steinkohlenkoks in DM87/GJ	6,3	8,1	18,9	15,3

Für die (nach der Schwantag-Formel) berechnete Kostenentwicklung im deutschen Steinkohlenbergbau ergibt sich der folgende Verlauf. Nach 2005 wird aufgrund der Rücknahme der Förderung von real konstanten Kosten ausgegangen.

**Tabelle 3.7 Reale Preise für heimische Steinkohle**

in DM87/GJ	1987	2005	u.V.	o.V.
			2050	2050
Großabnehmer <sup>1</sup>	9,8	10,5	11,0	11,0
Briketts	19,7	27,7	30,3	30,3

Nußkohlen fett, Nuß 3 (Erzeugerpreise)

Für die deutsche Braunkohle wird die folgende Preisentwicklung angesetzt, wobei für den durchschnittlichen Heizwert der geförderten Braunkohle eine Erhöhung von heute rd. 8400 kJ/kg um 10 % auf rd. 9250 kJ/kg nach dem Jahr 2000 angenommen wurde. Ab 2010 wird von real konstanten Preisen ausgegangen.

**Tabelle 3.8 Reale Preise für heimische Braunkohle**

in DM87/GJ	1987	2005	u.V.	o.V.
			2050	2050
Großabnehmer <sup>1</sup>	3,6	3,5	3,7	3,7
Briketts	20,4	30,3	32,8	32,8

<sup>1</sup> Verrechnungspreis

#### Erdgaspreisentwicklung:

Es wird unterstellt, daß die Erdgaspreise nach der Anlegbarkeit gebildet werden. Die Kosten der Erdgasversorgung der einzelnen Verbrauchergruppen wird im Modell endogen aus den Importpreisen, den Transport-, Lager- und Verteilungskosten ermittelt.

**Tabelle 3.9 Reale Preise für importiertes Erdgas**

in DM87/GJ	1987	2005	u.V.	o.V.
			2050	2050
	6,0	8,6	22,3	18,0

### **3.4 Sonstige Annahmen**

#### **3.4.1 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen**

Neben den demographischen, wirtschaftlichen und technischen Rahmendaten sind noch weitere Annahmen über die zukünftige energiepolitische Entwicklung zu treffen, um ein Szenario für die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen entwerfen zu können. Für die Bundesrepublik Deutschland sind die zukünftige Nutzung der Kernenergie und die Kohlepolitik von herausragender Bedeutung. Diese Annahmen gelten für beide Szenarien in gleicher Weise.

Bezüglich der Nutzung der Kernenergie wurde unterstellt, daß die 1990 bestehende Kapazitäten bis 2050 aufrechterhalten werden, ein darüber hinausgehender Zubau erfolgt nicht. Die maximale Auslastung der Kernkraftwerke wurde mit 80% (ca. 7000 h/a) angenommen.

Für die heimische Steinkohleförderung wurde von einem Rückgang auf 49 Mio. t SKE (= 1436 PJ) im Jahre 2005 und auf 10 Mio. t SKE (= 293 PJ) im Jahr 2050 ausgegangen. Gleichzeitig wurde das Importkontingent für Steinkohle (ohne Kokskohle) sukzessive auf 600 PJ in 2005 und auf 2000 PJ in 2050 angehoben. Die Probleme bei großen Steinkohleimportmengen liegen im Bereich der Hafenskapazitäten und Binnenverkehrskapazitäten, die eines erheblichen Ausbaus bedürfen. Die Kosten hierfür konnten nicht quantifiziert werden. Die Ausnutzung des vorgegebenen Kontingentes bleibt dem Modell überlassen.

Für die heimische Braunkohleförderung wurde unterstellt, daß angesichts der großen Reserven eine Förderung auf einem Niveau von 1100 PJ für den gesamten Betrachtungszeitraum aufrecht erhalten werden kann, ohne wesentliche reale Preissteigerungen hervorzurufen.

Die heimische Förderung von Erdgas vermindert sich in Anlehnung an /Rogner, 1989/ über 600 PJ/a in 2005 auf 130 PJ/a in 2050. Entsprechend wurde für Erdöl von einem Rückgang der heimischen Förderung auf null im Jahr 2020 ausgegangen. Andererseits wurde unterstellt, daß der Import von Rohöl und Erdgas bei der gegebenen Preisentwicklung keinen mengenmäßigen Restriktionen unterworfen ist.

Das Aufkommen aus regenerativen Energieressourcen wurde ebenfalls weitestgehend durch exogene Annahmen festgelegt, da dieses nur begrenzt durch wirtschaftliche Determinanten erfaßbar ist, die in das Modell Eingang finden. Für die beiden Varianten eines eingriffslosen Szenarios wurden die folgenden gleichlautenden Annahmen getätigt:

- Die Nettostromerzeugung aus Wasserkraft steigt von 18,4 TWh im Jahr 2005 auf 22 TWh in 2050. Dies bedeutet, daß das im Arbeitspaket A2 ausgewiesene Potential ausgeschöpft ist.
- Die Windkraft trägt in 2005 mit 0,6 TWh und in 2050 mit 3 TWh zur Stromerzeugung bei.
- Die Photovoltaik liefert mit 0,009 TWh in 2005 und 0,03 TWh in 2050 nur einen geringen Beitrag.
- Die Stromerzeugung aus Müll, Holz, Stroh, Klär- und Depo-niegas steigt von 4,2 TWh in 1987 über 10,1 TWh in 2050 (Ausschöpfung des wirtschaftlichen Potentials).

Weitere Annahmen wurden getroffen für die industrielle Eigenerzeugung. Während die Stromerzeugung aus industrieller Kraft-Wärme-Kopplung in der oberen Variante bei 63 TWh konstant bleibt, geht sie in der unteren Variante nach 2005 sukzessive auf 10 TWh in 2050 zurück.

### 3.4.2 Die Entwicklung der Energieeffizienz

Die Gesamteffizienz des Energieeinsatzes in der Volkswirtschaft kann durch den spezifischen Primärenergieeinsatz (im Inland) je Einheit Bruttosozialprodukt gemessen werden. Hierbei wird einerseits die Energiebilanz durch den Import und Export von Gütern (z.B. Import von energieintensiven Produkten wie Stahl und Export von "energiearmen" Produkten wie z.B. Dienstleistungen) vernachlässigt, während andererseits die unterschiedliche Qualität (z.B. Exergiegehalt) der Energieformen nicht betrachtet wird. Strukturelle Effekte und die Steigerung der Energieeffizienz überlagern sich und sind nur schwer zu trennen. Dabei ist festzuhalten, daß strukturelle Effekte im Inland oft über den Import von Gütern kompensiert werden, der entsprechende Energiebedarf also nicht wegfällt, sondern lediglich exportiert wird. Im Prinzip müßte der Nettoenergieimport, der durch den Warenaustausch implizit verursacht wird, ebenfalls in der nationalen Energiebilanz mit erfaßt werden. Dem stehen jedoch heute noch große Bewertungsprobleme entgegen.

Aus diesem Grund ist die Steigerung der Energieeffizienz einer Volkswirtschaft anhand der konkreten Produktions- und Verbrauchsprozesse zu analysieren. Die Fragen lauten somit:

1. Wie entwickeln sich die energetischen Nutzungsgrade entlang der Energiekette von der Rohstoffförderung bis zur Energiedienstleistung?
2. Welche Wirkungsgrade sind technisch realisierbar und inwieweit werden diese (unter Status-quo-Bedingungen) umgesetzt?
3. Wie sehen die technischen Potentiale neuer Technologien aus und wie werden diese unter Status-quo-Bedingungen unter Berücksichtigung ihrer Wettbewerbsfähigkeit realisiert?

Im folgenden wird für die verschiedenen Sektoren der Energiewirtschaft eine Abschätzung der Entwicklung der energetischen Wirkungsgrade bis zum Jahr 2050 nach Anwendungsbereichen und

Brennstoffen durchgeführt. Für den Umwandlungsbereich werden die, gemäß der Einschätzung der Autoren der verschiedenen Teilgebiete des Studienkomplexes A des Studienprogrammes der Enquete-Kommission, relevanten Technologien in Form einer Technologiecharakterisierung dargestellt.

### Strom- und Fernwärmeerzeugung

Die technische Entwicklung in diesem Sektor wird wesentlich durch die Struktur des Kraftwerks-, Fernheizkraftwerks- und Fernheizwerkspark bestimmt. Die wesentlichen Techniken sind im Anhang (Technologiebeschreibung NR.1 bis NR.26) beschrieben. Grundsätzlich wird angenommen, daß bis zum Jahr 2005 die fortschrittlichen Gas-und-Dampf(GuD)-Konzepte noch nicht für alle fossilen Energieträger das technische Wirkungsgradpotential ausschöpfen /Frewer, 1989/. Hieraus resultieren Wirkungsgrade von 37% für Braunkohle, 39% für Steinkohle sowie 52% für Erdgas. Ab 2015 stehen die Kohlevergasungs-GuD-Kraftwerke dem Modell als Option zur Verfügung. Die zugehörigen Wirkungsgrade wurden mit 45% für Steinkohle respektive 47% für Braunkohle abgeschätzt. Dies ergibt eine entsprechende Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bezogen auf eine Einheit Strom. Ein Koppelproduktion von Methanol und Strom würde den Wirkungsgrad einer Kohlevergasungsanlage bis auf 54% steigern /Frewer, 1989/. Diese Technologie wird jedoch unter Status-quo-Bedingungen nicht betrachtet, ist jedoch als CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahme im Zusammenhang mit dem Methanoleinsatz im Verkehr denkbar. Für die Einbindung von Prozeßwärme nuklearen Ursprungs gilt dieselbe Aussage.

Die Kraft-Wärme-Kopplung besitzt derzeit in der Bundesrepublik ein verhältnismäßig geringes Gewicht. Die Entwicklung ist vor allem an den Neubau von Wohnungen und die Energieanschlussdichte des zu versorgenden Gebietes geknüpft. Haupthemmnisse für einen forcierten Ausbau sind die Preise der Konkurrenzenergeträger Gas und leichtes Heizöl sowie die hohen Investitionskosten für das Versorgungsnetz mit langen Amortisationszeiten. Durch gekoppelte Strom-Fernwärme-Erzeugung können Nutzungsgrade der fossilen Brennstoffe von über 90% erreicht werden. Derartig hohe Jah-



resnutzungsgrade können von einem KWK-System nur dann erreicht werden, wenn die zeitabhängig unterschiedlich variierenden Nachfragen nach Strom und Fernwärme den Absatz der gekoppelt erzeugten Strom- und Wärmemengen auch erlaubt. Als zukünftige Optionen für die Grundlast wurden effiziente Steinkohlewirbelschichtfeuerungen und Gas-GuD-Heizkraftwerke betrachtet. Diese können insbesondere die Stromausbeute signifikant verbessern.

Die Verteilungsverluste leitungsgebundener Energieformen wurde für das Jahr 1987 bei Gas mit 3%, Strom mit 5%, Fernwärme mit 11% und Nahwärme mit 4% angesetzt. Da die Energiedichte der mit Fernwärme neu zu versorgenden Gebiete abnimmt, bei gleichzeitiger Verminderung der Verluste pro Transportentfernung, ist eine Abschätzung der Entwicklung der Verteilungsverluste in Fernwärmesystemen kaum durchführbar. Für die vorliegende Untersuchung wurde angenommen, daß sich bei gemäßigtem Ausbau der Fernwärme /Kaier, u. a., 1989/ von 1.7% p.a. des Anschlußwertes eine Verminderung der Verteilungsverluste auf 9% für das Jahre 2005 und danach ergibt. Die Verlust beim Transport von elektrischer Energie vermindern sich bis 2050 um 20%. Die Verluste beim Nahwärmetransport sind von der einzelnen Anwendung abhängig und werden für das Jahr 2005 und danach weiterhin mit 4% angesetzt.

#### Kohle- und Mineralölwirtschaft

Für die mineralölverarbeitende Industrie wurde angenommen, daß das im Studienschwerpunkt A.1.7 /Kaier, u. a., 1989/ ausgewiesene Potential A der Energieeinsparung bis zum Jahr 2050 nicht erreicht wird, da bei der angenommenen Preisentwicklung und der abnehmenden Bedeutung der heimischen Raffinerien keine zusätzlichen Anreize zum Energieeinsparen bestünden. Der spezifische Strombedarf der Raffinerien wurde ebenfalls als konstant angenommen. Der verstärkte Import von Raffinerieprodukten erzeugt einen strukturellen Abnahmeeffekt des Energiebedarfs in diesem Sektor.

Aufgrund der erwarteten abnehmenden Bedeutung der Kokereien und Brikettfabriken wurden für diese Technologien keine Wirkungsgradveränderungen unterstellt.

Haushalte und Kleinverbraucher

Die wesentlichen Energieanwendungen in diesem Sektor sind die Raumwärme, das Warmwasser, sowie die sonstigen, nicht substituierbaren Stromanwendungen. Im Raumwärmebereich sind die wesentlichen Ansatzpunkte zur Senkung des spezifischen Endenergiebedarfs die Verbesserung des Wärmeerzeugers, die Minderung der Verteilungsverluste bei zentralen Systemen sowie die Raum- bzw. Gebäudeisolierung. Der Übergang von dezentralen zu zentralen Heizungssystemen im Zuge der Komfortverbesserung erhöht den Wirkungsgrad des Heizkessels jedoch auch die Verteilungsverluste, so daß durchaus auch Effekte vorhanden sind, die die Energieeffizienz dieses Sektors mindern. Auch steigt der spezifische Nutzenergiebedarf pro m<sup>2</sup> Wohnfläche durch Erhöhung der beheizten Fläche und der Raumtemperatur aufgrund von Einkommenseffekten bei den privaten Haushalten unter der Annahme relativer Preisstabilität bei den Energieträgerpreisen an. Für die Wirkungsgrade im Jahr 2050 wurden folgende Werte unterstellt:

**Heizungssysteme:**

- Öl-Zentralheizung	90%
- Gas-Zentralheizung	95%
- Fernwärmeheizung	98%
- Strom-Nachtspeicher	98%
- Wärmepumpe Strom	190%
- Wärmepumpe Gas	140%

**Warmwasserbereitung:**

- Öl zentral Warmwasser	72%
- Gas zentral Warmwasser	75%
- Fernwärme zentral WW	90%
- Strom dezentral WW	92%
- Wärmepumpe Strom WW	230%
- Solare Warmwassererzeugung	117%

(Heizöl-Backup, Jahresnutzungsgrad bezogen auf Heizöl)

## Industrie (Verarbeitendes Gewerbe und Übriger Bergbau (ohne Mineralölverarbeitung))

Beim Industriesektor ist insbesondere der Bereich der industriellen Prozeßwärmeerzeugung durch prozeßspezifische Charakteristika gekennzeichnet. Wichtige Determinanten für Energieeinsparpotentiale sind die zeitliche Verteilung des Prozeßwärmebedarfs (Potential der Kraft-Wärme-Kopplung), dessen Temperaturniveau (Abwärmenutzungspotential) und dessen räumliche Verteilung (Minderung der Verteilungsverluste). Weitere Einsparpotentiale ergeben sich durch technische Maßnahmen am Prozeßwärmeerzeuger (z.B. Brennraumoptimierung). Die Techniken, die hier zum Einsatz kommen können, sind im Anhang (Heiz- und Heizkraftwerke (Technologiebeschreibung NR.9 bis NR.26)) beschrieben. Der Bedarf an Raumwärme ist anteilsmäßig vergleichsweise gering. Die Einsparmöglichkeiten liegen hier im wesentlichen in der Abwärmenutzung z.B. mit Hilfe von Wärmepumpen. Die spezifischen Stromanwendungen wie Licht- und Kraftzwecke sind im allgemeinen für alle Anwendungsbereiche vergleichbar und können deshalb aggregiert betrachtet werden. Ein Beispiel für den anwendungsspezifischen Stromeinsatz ist der Einsatz als Prozeßenergie wie z.B. bei der Elektrolyse. Hierfür müssen gesondert Einsparpotentiale angegeben werden. Der Strombedarf dieses Sektors geht als Endenergienachfrage in das Modell ein, so daß Wirkungsgradverbesserungen nicht explizit ausgewiesen werden.

## Verkehr

Die Annahme des Status-quo impliziert für diesen Sektor keine grundlegende Umorientierung der Verkehrspolitik und keine Einführung völlig neuer Verkehrssysteme. Die spezifischen Verbrauchsminderungen des Individualverkehrs (Diesel, Benzin) gingen in den letzten Jahren mit einer Zunahme der Durchschnittsleistung der Fahrzeuge einher. Der Nettoeffekt ergab eine zeitweise Zunahme der Durchschnittsverbräuche. Auch die Einführung des Katalysators bewirkt, daß die durchschnittlichen Verbräuche

in naher Zukunft nur unwesentlich zurückgehen werden, da dieser einen spezifischen Mehrverbrauch von ca. 5% bezogen auf das Fahrzeug ohne geregelten Katalysator verursacht. Für den spezifischen Energieeinsatz bezogen auf Personenkilometer Fahrleistung wurde für Dieselfahrzeuge eine Minderung um 9% bis 2010 und bis 2050 um 46% bezogen auf 1987 unterstellt. Für mit Vergaserkraftstoff betriebene Personenfahrzeuge wurde von einer Minderung um 8% bzw. 46% ausgegangen. Die auf die Verkehrsleistung bezogene Verbrauchsminderung (in MJ/Tonnenkilometer) für Diesel-LKW wurde mit 12% bis 2005 bzw. 27% in 2050 abgeschätzt.

## 4 Die Entwicklung der Endenergieverbräuche

### 4.1 Die sektorale Aufteilung der Endenergie

Der Endenergiebedarf fällt bis 2005 um 136,3 PJ oder 1,8%. Dieser Rückgang wird durch den Haushaltssektor hervorgerufen. Im Gegensatz dazu verzeichnen die übrigen Sektoren leichte Zuwächse. In beiden Varianten fällt der gesamte Endenergiebedarf bis 2050. In der oberen Variante beträgt dieser Rückgang 12% und in der unteren 40%. Dies wird durch die Sektoren Verkehr und Haushalte verursacht, die in beiden Varianten Bedarfsminderungen bedingt durch den Bevölkerungsrückgang aufzuweisen haben. Der Endenergieverbrauch nach Sektoren ist in Tabelle 4.1 und Abbildung 4.1 dargestellt. Diese Zahlen wurden direkt von Prognos übernommen, während die Endenergie in den vier Sektoren (4.3 bis 4.6) den Modellergebnissen entnommen wurden. Geringfügige Abweichungen sind darauf zurückzuführen, daß eine Umrechnung der Prognos-Daten auf Nutzenergie durchgeführt und dem Modell ein Spielraum zur Optimierung belassen wurde.

**Tabelle 4.1 Der Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren**

in PJ	1987	2005	u.V. 2050	o.V. 2050
Industrie	2198,8	2214,1	1549,7	2358,3
Verkehr	1868,8	1927,1	954,4	1354,1
Kleinverbraucher	1296,1	1314,0	1005,4	1528,2
Haushalte	2160,0	1932,2	1003,7	1373,4
<b>Insgesamt</b>	<b>7523,7</b>	<b>7387,4</b>	<b>4513,2</b>	<b>6614,0</b>

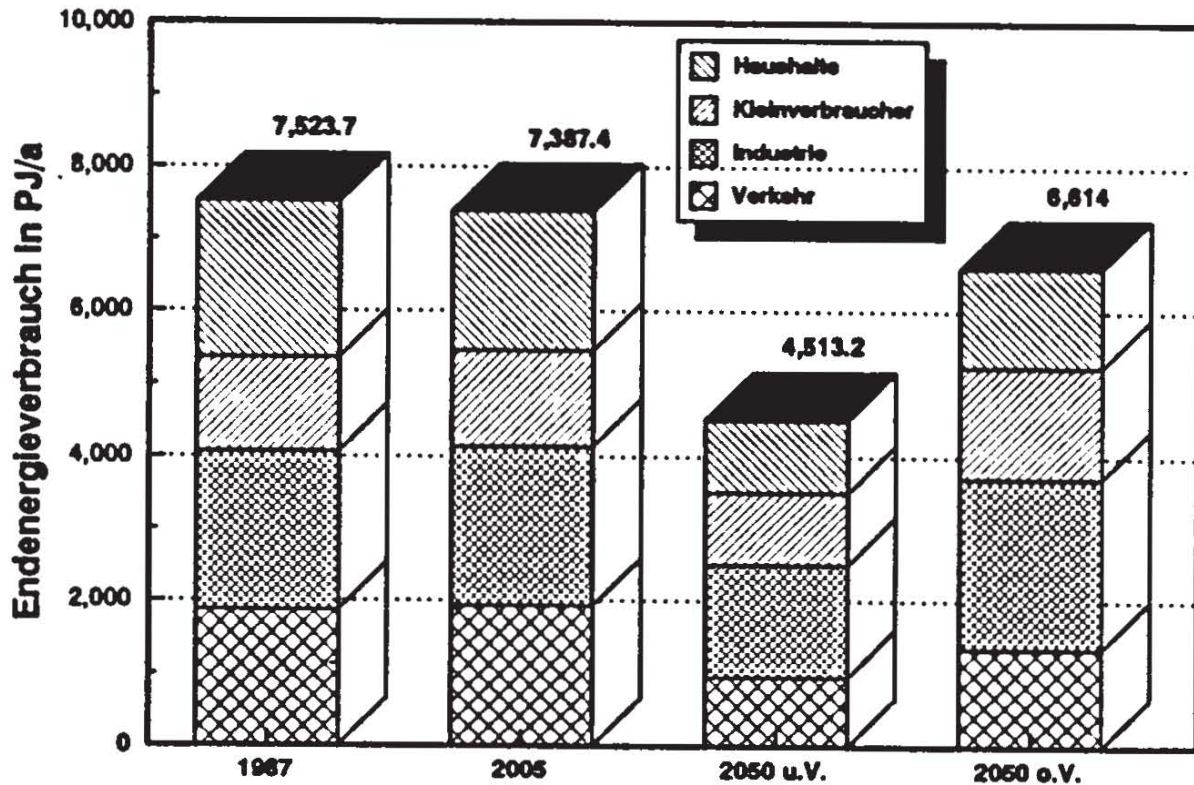


Abb. 4.1: Die Endenergie nach Verbrauchssektoren in 1987, 2005 und 2050

#### 4.2 Die Endenergie nach Energieträgern

Die Entwicklung der Energieträger weist deutliche Strukturverschiebungen hin zu kohlenstoffärmeren Endenergieträgern auf. Die durch den Strom verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen fallen jedoch im Umwandlungssektor an. Der Endenergiebedarf Strom wächst bis 2005 jährlich um durchschnittlich 0,8%. Danach steigt er in der oberen Variante um 0,6% p.a. während er in der unteren Variante um 0,25% p.a. fällt. Betrachtet man jedoch die Anteile, so sind nur geringfügige Unterschiede in beiden Varianten festzustellen. Der prozentuale Anteil des Stroms am EEV steigt kontinuierlich von 16,9% in 1987 über 20,0% in 2005 auf 29,3% (u.V.) bzw. 29,2% (o.V.).

Auch Gas kann seine Stellung weiter ausbauen und erreicht Anteilzugewinne von 3,2%-Punkte (u.V.) bzw. 3,9%-Punkte (o.V.). Vergleichbares gilt für die Fernwärme, die ihre Position auf 3,4% respektive 4,8% (o.V.) ausbaut. Die Kohlenprodukte können

ihre Einbußen bis 2005 aufgrund der Wettbewerbsstellung der Importkohle zum Teil wieder aufholen. Die stärksten Verluste erfahren die Mineralölprodukte, deren Anteil in der unteren Variante von ca. 50% in 1987 halbiert wird. In der oberen Variante wird der Anteil um ein Drittel vermindert.

**Tabelle 4.2 Der Endenergieverbrauch nach Energieträgern**

in PJ	1987	2005	u.V.	o.V.
			2050	2050
Feste Brennstoffe	671,1	439,4	350,4	474,3
Mineralöle	3745,5	3410,9	1497,6	2196,0
Gase	1635,8	1807,6	1122,3	1694,7
Fernwärme	200,8	248,7	219,4	315,1
Strom	1270,5	1480,8	1323,5	1933,9
<b>Insgesamt</b>	<b>7523,7</b>	<b>7387,4</b>	<b>4513,2</b>	<b>6614,0</b>

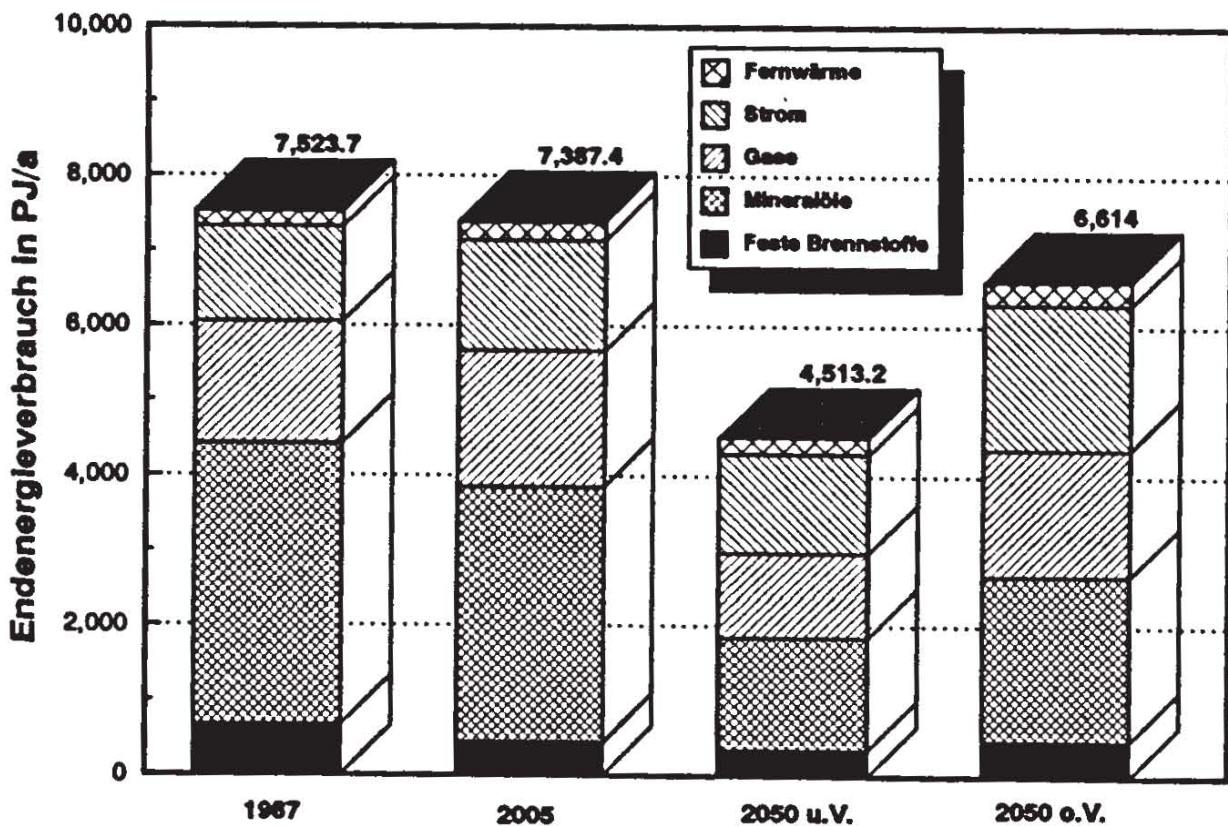


Abb. 4.2: Die Struktur der Endenergie in 1987, 2005 und 2050

### 4.3 Industrie

Der Endenergieverbrauch der Industrie nimmt in der oberen Variante bis 2050 geringfügig um 160 PJ oder 7,3% zu. Im Gegensatz dazu bewirkt die langsame Wirtschaftsentwicklung in der unteren Variante eine Minderung des Endenergiebedarfs um 650 PJ (= 30%). Strukturverschiebungen finden i.w. zugunsten von Strom und Fernwärme statt, wogegen die Mineralölprodukte an Bedeutung verlieren. Die Aufteilung der Endenergie auf die Energieträger ist Tabelle 4.3 zu entnehmen.

**Tabelle 4,3 Der Endenergieverbrauch der Industrie**

in PJ	1987	2005	u.V.	o.V.
			2050	2050
Feste Brennstoffe	504,0	373,0	347,8	472,7
Mineralöle	346,8	265,0	69,6	146,5
Gase	734,7	855,9	491,6	780,3
Fernwärme	40,3	53,0	43,2	65,9
Strom	573,0	667,2	590,3	691,1
Insgesamt	2198,8	2214,1	1549,6	2358,3

### 4.4 Verkehr

Der Energiebedarf dieses Sektors ist vor allem bestimmt durch den Bedarf an Verkehrsleistungen für Personen- und Gütertransport. Die enge Verknüpfung von Bevölkerungszahl/Beschäftigtenzahl und der Personenverkehrsleistung ergibt die in Tabelle 4.4 beschriebene Entwicklung. Die ebenfalls in Tabelle 4.4 dargestellte Güterverkehrsleistung ist eng mit der Wirtschaftsentwicklung verbunden. Entsprechend ergibt sich in der oberen Variante eine weitere Zunahme des Verkehrsaufkommens nach 2005, so daß der Wert in 2050 um ca. 40% über dem Wert in 1987 liegt. Andererseits führt das mäßige Wirtschaftswachstum in der unteren



Variante zu einem Rückgang der Verkehrsleistung unter den Wert von 1987.

**Tabelle 4.4 Die Verkehrsleistung**

	1987	2005	u.V. 2050	o.V. 2050
Personenverkehr Mrd. Pkm	697,1	769,4	563,4	739,4
Güterverkehr Mrd. Tkm	253,6	323,7	234,3	357,6

Pkm = Personenkilometer, Tkm = Tonnenkilometer

In Verbindung mit der Reduzierung des spezifischen Energieeinsatzes je Einheit Verkehrsleistung (siehe 3.4.2) ergibt sich wie in Tabelle 4.5 dargestellt, eine Halbierung des Bedarfs an Mineralölprodukten in der unteren Variante. In der oberen Variante fällt die Reduzierung mit 30% deutlich geringer aus.

**Tabelle 4.5 Der Endenergieverbrauch des Verkehrs**

in PJ	1987	2005	u.V. 2050	o.V. 2050
Mineralöle	1829,4	1882,9	909,6	1291,7
Strom	39,5	46,0	51,5	65,2
Insgesamt	1868,9	1928,9	961,1	1356,9

#### 4.5 Haushalte

Der Bereich der privaten Haushalte ist besonders vom Rückgang der Wohnbevölkerung betroffen. Zusätzlich wirkt sich die effizientere Energienutzung verbrauchssenkend aus, so daß der Rückgang des Endenergieverbrauchs prozentual stärker ausfällt als die Bevölkerungsabnahme. Der Pro-Kopf-Endenergieverbrauch der privaten Haushalte fällt von 9750 kWh/cap\*a auf 7240 kWh/cap\*a (u.V.) respektive 7680 kWh/cap\*a (o.V.). Die höheren Energiepreise und das geringere verfügbare Einkommen in der unteren Variante haben höhere Einsparbemühungen zur Folge.

**Tabelle 4.6 Der Endenergieverbrauch der Haushalte**

in PJ	1987	2005	u.V.	o.V.
			2050	2050
Feste Brennstoffe	127,9	73,3	23,8	31,4
Mineralöle	951,0	711,1	224,2	328,6
Gase	615,8	674,6	375,1	525,2
Fernwärme	88,2	106,7	102,5	122,4
Strom	361,2	359,8	251,1	337,6
EEV Wärmepumpen <sup>1)</sup>	2,7	7,6	35,2	36,8
Insgesamt	2146,8	1933,1	1011,9	1381,8

<sup>1)</sup> Hier sind Verbräuche von Gasen, Strom und Heizöl enthalten

#### 4.6 Kleinverbraucher

Die zunehmende relative Bedeutung des Dienstleistungssektors spiegelt sich in Tabelle 4.7 wieder. Die fossilen Energieträger Kohle und Heizöl verlieren auch in diesem Sektor an Gewicht zugunsten der leitungsgebundenen Energieträger. Fernwärme und Strom verdoppeln ihr Aufkommen bis 2050 in der oberen Variante,

während in der unteren Variante nur ein Zuwachs von 36% bezogen auf 1987 stattfindet. Gas kann seinen Versorgungsanteil von 20% in 1987 auf 23% (u.V.) bzw. 24% (o.V.) ausbauen.

**Tabelle 4.7 Der Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher und militärischen Dienststellen**

in PJ	1987	2005	u.V.	o.V.
			2050	2050
Feste Brennstoffe	44,7	24,2	8,2	9,5
Mineralöle	621,2	528,0	272,3	406,2
Gase	261,2	282,3	234,1	374,1
Fernwärme	72,2	86,8	71,9	113,3
Strom	295,5	405,9	426,7	633,1
<b>Insgesamt</b>	<b>1295,2</b>	<b>1327,2</b>	<b>1013,2</b>	<b>1539,8</b>

## 5 Die Entwicklung in den Umwandlungssektoren

### 5.1 Die Stromwirtschaft

Der Endenergieverbrauch Strom wächst bis 2005 um durchschnittlich 0,8% p.a.. In der oberen Variante ist bis 2050 ein weiterer Anstieg um 0,6% p.a. zu verzeichnen, während die untere Variante durch eine Schrumpfung des Strombedarfs um 0,25% p.a. gekennzeichnet ist. Die entsprechende Nettostromerzeugung ist in Tabelle 5.1 und Abbildung 5.1 dargestellt.

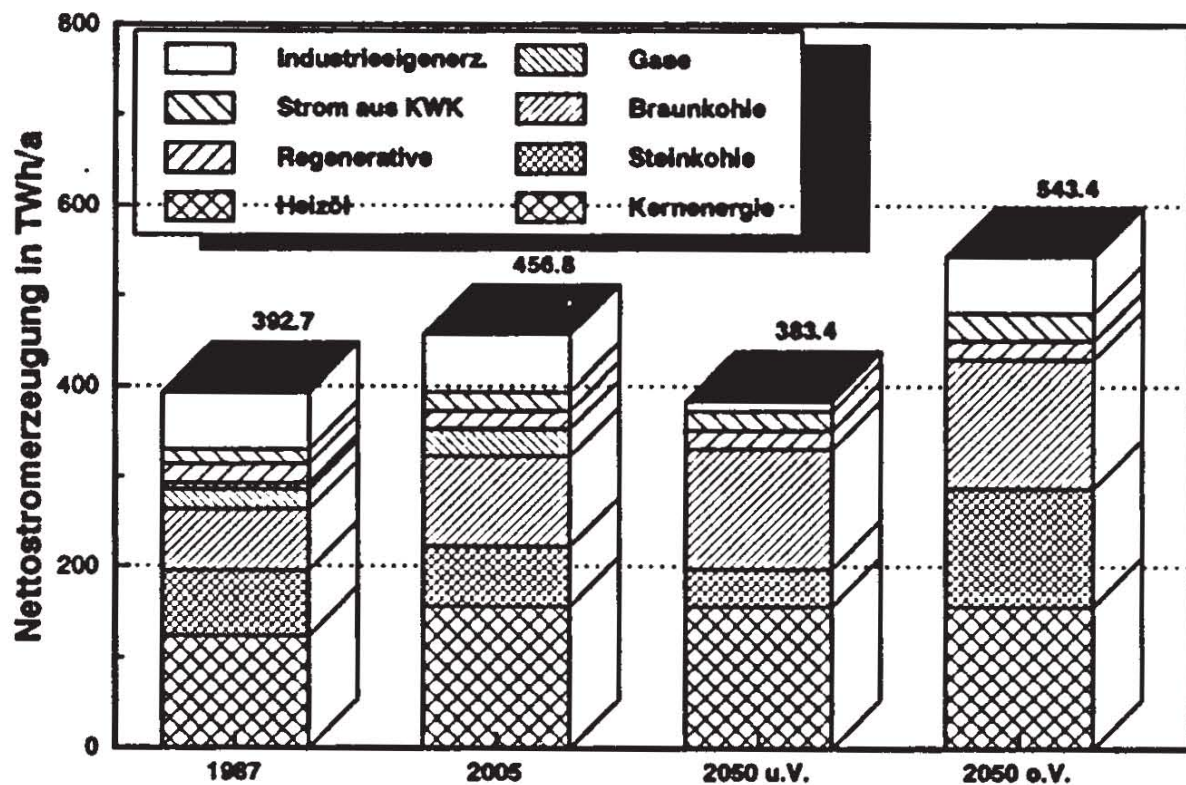


Abb. 5.1: Nettostromerzeugung

**Tabelle 5.1** Nettostromerzeugung nach Energieträgern

in TWh	1987	2005	u.V.	o.V.
			2050	2050
Kernenergie	123,7	156,5	156,5	156,5
Steinkohle	71,8	66,0	40,6	131,0
Braunkohle	67,9	100,1	133,5	141,7
Gase	21,9	30,5	0,0	0,0
Heizöl	7,4	0,0	0,0	0,0
Regenerative	21,2	19,5	21,2	20,6
Strom aus öffentlicher KWK <sup>1)</sup>	15,8	21,2	21,0	30,6
Industrieeigenerzeugung <sup>1)</sup>	63,0	63,0	10,6	63,0
<b>Insgesamt</b>	<b>392,7</b>	<b>456,8</b>	<b>383,4</b>	<b>543,4</b>

<sup>1)</sup> Der der Stromerzeugung zuzuordnende Energieinhalt der Einsatzbrennstoffe Steinkohle, Braunkohle, Gas und Heizöl sowie regenerative Energieträger bei industrieller und öffentlicher Kraft-Wärme-Kopplung wurde nicht ermittelt.

Entsprechend den Grundannahmen (s. 3.5) für die beiden Varianten des eingriffslosen Szenarios wurde für die Kernenergie kein weiterer Kapazitätsszubau für Leichtwasserreaktoren unterstellt. Dies führt zu einem Rückgang des Kernenergieanteils an der Nettostromerzeugung von 31,5% in 1987 über 34,3% in 2005 auf 2005 auf 28,8% bis 2050, während er in der unteren Variante weiter auf 40,8% ansteigt.

In der oberen Variante wächst die Stromerzeugung aus Kohle ohne KWK von 139,7 TWh (35,6%) über 166,1 TWh (36,4%) auf 272,7 TWh (50,2%) an. In der unteren Variante fällt der Anstieg in 2050 auf 174,1 TWh (45,4%) deutlich geringer aus.

Gestützt durch die Entwicklung der Gaspreise (siehe Kapitel 3) und die Weiterentwicklung der GuD-Kraftwerke ergaben sich mittelfristig gute Perspektiven für den Einsatz von Erdgas für die Stromerzeugung. Langfristig erscheint jedoch die Verstromung von Braunkohle und (importierter) Steinkohle in GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung die wirtschaftlichste Option neben der Kernenergie darzustellen. Die Steigerung der Wirkungsgrade auf 45% (Steinkohle) respektive 47% (Braunkohle) bewirkt, daß der Brennstoffeinsatz und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht in demselben Ausmaß wächst wie die Stromerzeugung. Als "swing-supplier" tritt dabei die Importkohle in Erscheinung, die zusammen mit der industriellen Eigenerzeugung i.w. den Differenzbedarf zwischen oberer und unterer Variante deckt.

Während Gas mittelfristig durchaus Chancen auf dem Strommarkt besitzt, verlieren Mineralölprodukte ihre Bedeutung. Bedingt durch den Anstieg der realen Gaspreise nach 2010, findet auch ein Rückgang bei der Gasverstromung statt, die ihre Anteile bis 2050 an die Steinkohle verliert.

## 5.2 Sonstige Umwandlungssektoren

Die gegenwärtige Modellaggregation im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung und der industriellen Eigenerzeugung ist an die EUROSTAT-Energiebilanz des Statistischen Amtes der Europäischen Gemeinschaften angelehnt, die mit der nationalen Energiebilanz der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen nicht übereinstimmt. Deshalb wird auf eine detaillierte Darstellung dieser Sektoren hier verzichtet.

Der dominierende Brennstoff im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung ist die Steinkohle insbesondere dann, wenn die Importkontingente und die Abnahmeverpflichtungen entsprechend modifiziert werden. Die existierenden und zukünftigen Randbedingungen für diesen Sektor (z.B. Einspeisevergütung) können jedoch große Auswirkungen auf diesen Bereich haben. Angesichts seiner geringen gegenwärtigen Relevanz in der Bundesrepublik fallen diese Unsicherheiten nicht besonders ins Gewicht. Die Nettostromerzeugung aus

Öffentlicher Kraft-Wärme-Kopplung verdoppelt sich in der oberen Variante bis 2050 und wächst um ein Drittel in der unteren Variante.

Auch für die Industrie erscheint der Import von Steinkohle von großem Interesse zu sein, so daß sich der Nettokohleimport für die gesamte Bundesrepublik bis 2005 erhöhen könnte. Das Modell ermittelte eine Erhöhung des Nettoimportbedarfs von 8 PJ in 1987 auf 380 PJ in 2005. Während er in der oberen Variante auf 1870 PJ in 2050 ansteigt, ergibt sich in der unteren Variante ein Rückgang von ca. 1000 PJ in 2030 auf 330 PJ in 2050.

Im Gegensatz dazu fällt die heimische Steinkohlenförderung um ca. 37% bis 2005 und um 87% (o.V.) bzw 81% (u.V.) bis 2050, wobei als Hauptabsatzmärkte die öffentlichen Kraftwerke und die Kokereien verblieben. Hauptabsatzmärkte für die Importkohle sind kleinere Heiz- und Heizkraftwerksbetreiber, die Industrie. Die Preisentwicklung in der unteren Variante und die reale Preiskonstanz bei sinkendem Absatz der heimischen Steinkohle bewirkt, daß die heimische Steinkohle nach 2030 ohne Subventionen wieder in den Bereich der Wettbewerbsfähigkeit vordringt.

### 5.3 Primärenergieaufkommen

Insgesamt dokumentieren die Modellergebnisse eine Fortsetzung der Entkopplung von Primärenergieverbrauch und Wirtschaftswachstum. Die Primärenergieintensität der Volkswirtschaft als Indikator für diesen Zusammenhang geht von 1,56 kWh PEV pro DM<sub>0</sub>, Brutto sozialprodukt über 1,05 kWh/DM<sub>0</sub>, BSP auf 0,45 kWh/DM<sub>0</sub>, (u.V.) bzw. 0,42 kWh/DM<sub>0</sub>, (o.V.) zurück. Diese Entwicklung in Zusammenhang mit der strukturellen Verschiebung wirkt sich senkend auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus.

**Tabelle 5.2 Der Primärenergieverbrauch<sup>1)</sup> nach Energieträgern**

in PJ	1987	2005	u.V.	o.V.
			2050	2050
Steinkohle	2214,6	1763,1	769,3	2093,4
Braunkohle	914,3	1094,2	1084,7	1164,7
Mineralöle	4785,0	4275,3	2034,7	2925,3
Gase	1912,6	2446,5	1163,0	1929,0
Kernenergie <sup>2)</sup>	1233,5	1408,3	1126,6	1126,6
Regenerative <sup>2)</sup>	295,0	361,8	358,7	362,0
<b>Insgesamt</b>	<b>11355,0</b>	<b>11349,2</b>	<b>6537,0</b>	<b>9601,0</b>

<sup>1)</sup> ohne Nettostromimport

<sup>2)</sup> Bewertung der Stromerzeugung nach dem Substitutionprinzip:

in 2005: 2,5 kWh Primärenergie / kWh Strom

in 2050: 2,0 kWh Primärenergie / kWh Strom



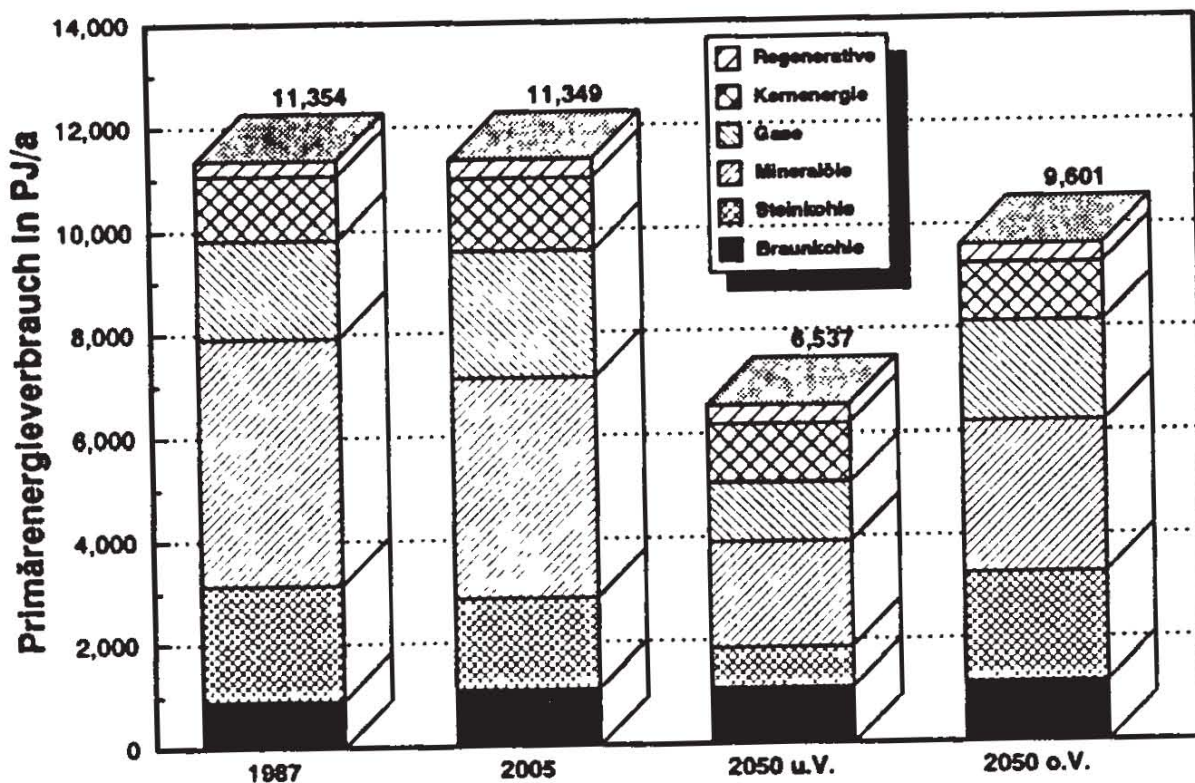


Abb. 5.2: Primärenergieverbrauch

**Tabelle 5.3 Die Primärenergiestruktur<sup>1)</sup> nach Energieträgern**

in %	1987	2005	u.V. 2050	o.V. 2050
Steinkohle	8,1	9,6	16,6	12,1
Braunkohle	19,5	15,5	11,8	21,8
Mineralöle	42,1	37,7	31,3	30,5
Gase	16,8	21,6	17,8	20,1
Kernenergie <sup>2)</sup>	10,9	12,4	17,2	11,7
Regenerative <sup>2)</sup>	2,6	3,2	5,4	3,8

<sup>1)</sup> ohne Nettostromimport

<sup>2)</sup> Bewertung der Stromerzeugung nach dem Substitutionprinzip:

in 2005: 2,5 kWh Primärenergie / kWh Strom

in 2050: 2,0 kWh Primärenergie / kWh Strom

## 6 Die Emissionsentwicklung

Der Rückgang der Bevölkerung, in unterschiedlichen Ausprägungen in beiden Varianten unterstellt, und seine direkten Auswirkungen auf den Energiebedarf der Haushalte und des Verkehrs wirken sich mindernd auf die durch Energienutzung verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus. Im unteren Szenario wird dieser Effekt durch eine Schrumpfung der Wirtschaftsaktivitäten noch verstärkt, so daß die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 44% auf ca. 400 Mio. t pro Jahr fallen. In der oberen Variante fällt dieser Rückgang mit 12% auf ca. 620 Mio. t deutlich geringer aus.

Betrachtet man jedoch die Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen, so ist in der oberen Variante ein Anstieg von 11,55 t CO<sub>2</sub>/cap\*a auf 12,43 t CO<sub>2</sub>/cap\*a zu verzeichnen, während diese Größe in der unteren Variante geringfügig auf 10,22 t CO<sub>2</sub>/cap\*a zurückgeht.

Nahezu keine Unterschiede für die beiden Entwicklungen ergeben sich beim Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen je Einheit Bruttosozialprodukt. Dieser Indikator vermindert sich von 0,349 kg CO<sub>2</sub>/DM<sub>80</sub>, über 0,233 kg CO<sub>2</sub>/DM<sub>80</sub>, in 2005 auf 0,99 (0,98) kg CO<sub>2</sub>/DM<sub>80</sub>,, d.h. die CO<sub>2</sub>-Intensität des Wirtschaftswachstums stimmt in beiden Varianten überein.

**Tabelle 6.1 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Energieträgern**

in Mio. t CO <sub>2</sub>	1987	2005	u.V.	o.V.
			2050	2050
Steinkohle	187,2	149,0	65,0	177,0
Braunkohle	99,2	118,7	117,7	126,4
Mineralöle	289,4	258,6	123,1	176,9
Gase	125,5	160,5	76,3	126,6
Müll, u.a.	4,7	11,4	15,0	15,0
<b>Insgesamt</b>	<b>706,0</b>	<b>698,2</b>	<b>397,1</b>	<b>621,9</b>

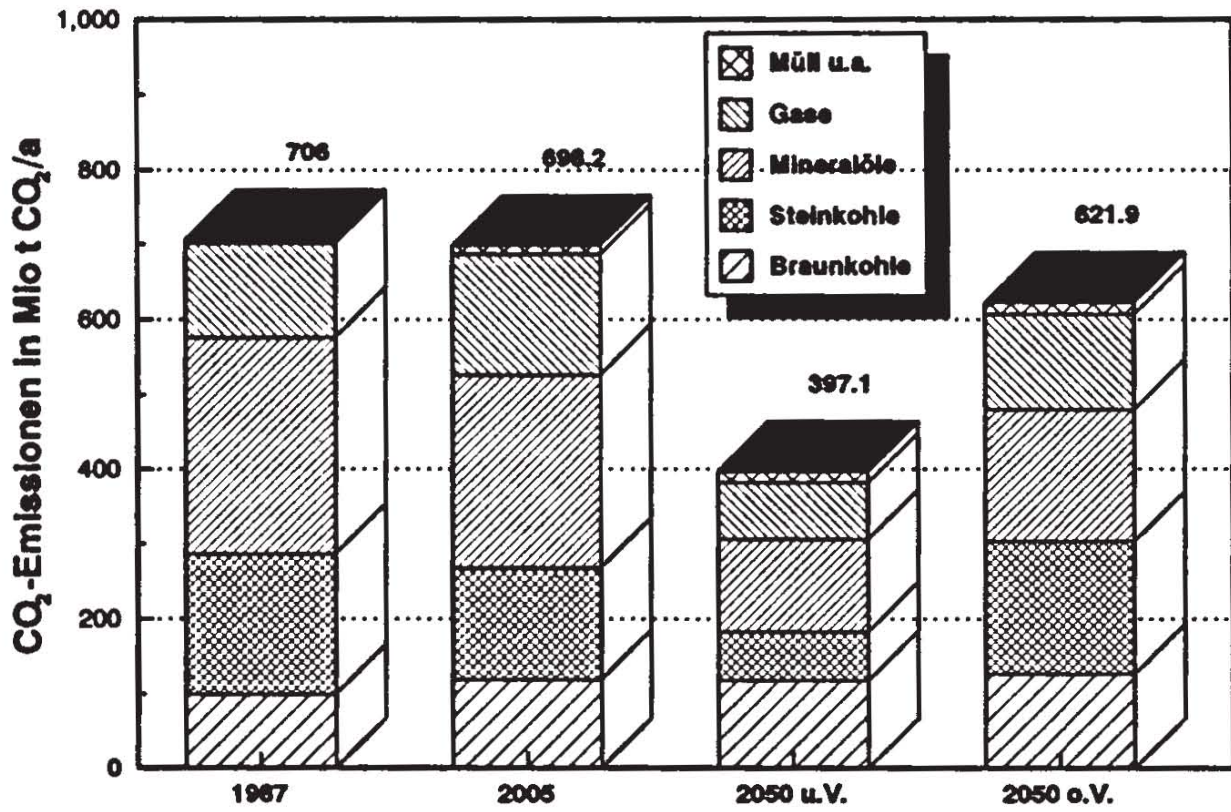


Abb. 6.1: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Energieträgern

**Literaturverzeichnis****Freuer H., 1986:**

Strukturwandel in der Technik fossilbeheizter Kraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland, in: VGB Kraftwerkstechnik, Vol. 66, Nr. 4, April 1986, S. 303-326

**Fritsche U., 1989:**

Zusammenstellung von klimarelevanten Emissionsdaten für Energiesysteme in der BRD, Studienschwerpunkt A.1.1 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, Öko-Institut, Darmstadt, August 1989

**Geiger B., u. a., 1989:**

Energieträger- und Emissionsmatrix, Studienschwerpunkt A.1.1 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, München, Oktober 1989

**Heitland H., u. a., 1989:**

Möglichkeiten und Potentiale neuer Kraftstoffe und Antriebe im Verkehr, Studienschwerpunkt A.5.1 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, Wolfsburg, Oktober 1989

**Kaier U., u. a., 1989:**

Emissionsminderung durch rationelle Energienutzung im Umwandlungssektor, Studienschwerpunkt A.1.7 des Studienprogramms In-

ternationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, Heidelberg, Neckargemünd, Oktober 1989

**Pfitzner G., u. a., 1989:**

Emissionsminderung durch rationelle Energienutzung in der Industrie, Studienschwerpunkt A.1.6 des Studienprogramms Internationale Konvention zum Schutz der Erdatmosphäre sowie Vermeidung und Reduktion energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages, Endbericht, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik des TU München, ISI Karlsruhe, München, Karlsruhe, Oktober 1989

**PROGNOS, 1989:**

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Oktober 1989

**Schrattenholzer L., 1989:**

The IEW Poll, The 1989 Poll Results, IIASA, Laxenburg, 1989

**Statistisches Bundesamt, 1989a:**

Statistisches Jahrbuch 1989 für die Bundesrepublik Deutschland, Stuttgart, Mainz, 1989

**Statistisches Bundesamt, 1989b:**

Fachserie 4, Reihe 3.1: Produktion im Produzierenden Gewerbe des In- und Auslandes, Stuttgart, Mainz, 1989

**Van der Voort E., u. a., 1984:**

Energy Supply Modelling Package EFOM 12 C, Mark I, Mathematical Description / User's Guide, EUR 8896, Louvain-la-Neuve.

**VIK, 1989:**

Statistik der Energiewirtschaft 1988/89, Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft, Essen, 1989

**ANHANG: TECHNOLOGIEBESCHREIBUNGEN**

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.1****1. Technologie-Bezeichnung:** Braunkohle-Trockenfeuerung mit DeSO<sub>x</sub>+DeNO<sub>x</sub>**2. Brennstoffe**

a. BK 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>97</sub> /kW]	2550	A.3.2
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>97</sub> /kWa]	85.4	
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>97</sub> /kWh]	0.0036	
<b><u>TECHNISCHE DATEN</u></b>			
<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2000	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	4	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	1180000	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b>	a. Strom/BK b. c.	37	A.3.2
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b>	a. Staub b. SO <sub>2</sub> c. NO <sub>x</sub> d. CO <sub>2</sub> e. CH <sub>4</sub> f. CO g. NMHC	[g/kWh] [g/kWh] [g/kWh] [g/kWh] [g/kWh] [g/kWh] [g/kWh]	0.22 0.6 0.788 1089.7 0.0059 0.195 0.01
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b>	a. Asche b. Gips	[g/kWh] [g/kWh]	Quelle:Fritsche
<b><u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u></b>		[DM/kWh]	

**BEMERKUNGEN** Kosten inklusive Entschwefelungs- und Entstickungsanlage

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.2****1. Technologie-Bezeichnung:** Steinkohle-Trockenfeuerung mit DeSO<sub>x</sub>/DeNO<sub>x</sub>**2. Brennstoffe**

a. SK 100%    b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße)    b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	1950	A.3.2
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	55	
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.0073	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>		[-]	2000	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>		[a]	4	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>		[a]	35	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>		[kW]	1200000	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>		[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>		[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b>	a. Strom/SK	[%]	39	A.3.2
	b.			
	c.			
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b>	a. Staub	[g/kWh]	0.17	
	b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.66	Quelle: Fritsche
	c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.59	
	d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	858.5	
	e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.009	
	f. CO	[g/kWh]	0.16	
	g. NMHC	[g/kWh]	0.014	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b>	a. Asche	[g/kWh]		
	b. Gips	[g/kWh]		
<b><u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u></b>				
		[DM/kWh]		

---

**BEMERKUNGEN**



**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.3****1. Technologie-Bezeichnung:** Gasgefeuertes GuD-Kraftwerk**2. Brennstoffe**

a. Gas 100%    b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße)    b.

**ÖKONOMISCHE DATEN****4. Spezifische Investitionen****Einheit****Wert****Hinweise**[DM<sub>97</sub>/kW]

900

A.3.2

**5. Fixe Betriebskosten**[DM<sub>97</sub>/kWh]

18.4

o. Steuern

**6. Variable Betriebskosten**[DM<sub>97</sub>/kWh]

0.001

**TECHNISCHE DATEN****7. Kommerz. Verfügbarkeit ab**

[-]

2000

**8. Bauzeit**

[a]

3

**9. Technische Lebensdauer**

[a]

35

**10. Nettonennleistung**

[kW]

600000

**11. Zeitverfügbarkeit**

[%]

80

**12. Arbeitsverfügbarkeit**

[%]

80

**13. Wirkungsgrade**

a. Strom/Gas

[%]

52

A.3.2

b.

c.

**14. Emissionsfaktoren**

a. Staub

[g/kWh]

0.0094

b. SO<sub>2</sub>

[g/kWh]

0.001

Quelle: Fritsche

c. NO<sub>x</sub>

[g/kWh]

0.11

d. CO<sub>2</sub>

[g/kWh]

380.8

e. CH<sub>4</sub>

[g/kWh]

0.0019

f. CO

[g/kWh]

0.0073

g. NMHC

[g/kWh]

0.0037

**15. Nebenprodukte**

a. Asche

[g/kWh]

b. Gips

[g/kWh]

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

[DM/kWh]

**BEMERKUNGEN**

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.4****1. Technologie-Bezeichnung:** Kernkraftwerk Leichtwasserreaktor Konvoi Bauweise**2. Brennstoffe**

a. KB 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	3316	incl. Abriss
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	82.0	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.001	
<b><u>TECHNISCHE DATEN</u></b>			
<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2000	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	5	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	1258000	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b>	a. Strom/KB [%]	33	A.4.2
	b.		
	c.		
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b>	a. Staub [g/kWh]	0.0	
	b. SO <sub>2</sub> [g/kWh]	0.0	
	c. NO <sub>x</sub> [g/kWh]	0.0	
	d. CO <sub>2</sub> [g/kWh]	0.0	
	e. CH <sub>4</sub> [g/kWh]	0.0	
	f. CO [g/kWh]	0.0	
	g. NMHC [g/kWh]	0.0	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b>	a. m.rad. Abfall [cm <sup>3</sup> /kWh]	0.014	
	b. h.rad. Abfall [cm <sup>3</sup> /kWh]	0.0003	
<b><u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u></b>			
	Brennstoff [DM/kWh]	0.026	

**BEMERKUNGEN** Diese Beschreibung beinhaltet zukünftige Kostenreduktionen

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.5****1. Technologie-Bezeichnung:** Gas-Turbine**2. Brennstoffe**

a. Gas 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

**ÖKONOMISCHE DATEN****4. Spezifische Investitionen****Einheit****Wert****Hinweise**[DM<sub>87</sub>/kW]

420

A.3.2

**5. Fixe Betriebskosten**[DM<sub>87</sub>/kWh]

9.7

o. Steuern

**6. Variable Betriebskosten**[DM<sub>87</sub>/kWh]

0.001

**TECHNISCHE DATEN****7. Kommerz. Verfügbarkeit ab**

[-]

2000

**8. Bauzeit**

[a]

1

**9. Technische Lebensdauer**

[a]

30

**10. Nettonennleistung**

[kW]

198000

**11. Zeitverfügbarkeit**

[%]

80

**12. Arbeitsverfügbarkeit**

[%]

80

**13. Wirkungsgrade**

a. Strom/SK

[%]

32

A.3.2

b.

c.

**14. Emissionsfaktoren**

a. Staub

[g/kWh]

0.009

b. SO<sub>2</sub>

[g/kWh]

0.003

Quelle: Fritsche

c. NO<sub>x</sub>

[g/kWh]

0.93

d. CO<sub>2</sub>

[g/kWh]

619

e. CH<sub>4</sub>

[g/kWh]

0.056

f. CO

[g/kWh]

0.56

g. NMHC

[g/kWh]

0.023

**15. Nebenprodukte**

a. Asche

[g/kWh]

b. Gips

[g/kWh]

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

[DM/kWh]

**BEMERKUNGEN**

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.6****1. Technologie-Bezeichnung:** Braunkohlevergasung-GuD-Kraftwerk**2. Brennstoffe**

a. BK 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b>ÖKONOMISCHE DATEN</b>	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>	<b>Hinweise</b>
<b>4. Spezifische Investitionen</b>	[DM <sub>87</sub> /kW]	2520	A.3.2
<b>5. Fixe Betriebskosten</b>	[DM <sub>87</sub> /kWa]	80.7	o. Steuern
<b>6. Variable Betriebskosten</b>	[DM <sub>87</sub> /kWh]	0.0023	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</b>	[-]	2020	
<b>8. Bauzeit</b>	[a]	4	
<b>9. Technische Lebensdauer</b>	[a]	35	
<b>10. Nettonennleistung</b>	[kW]	1540000	
<b>11. Zeitverfügbarkeit</b>	[%]	80	
<b>12. Arbeitsverfügbarkeit</b>	[%]	80	
<b>13. Wirkungsgrade</b> a. Strom/BK	[%]	47	A.3.2
b.			
<b>14. Emissionsfaktoren</b> a. Staub	[g/kWh]	0.01	
b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.2	
c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.21	
d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	858	
e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.0038	
f. CO	[g/kWh]	0.002	Fritsche: GT
g. NMHC	[g/kWh]	0.0076	
<b>15. Nebenprodukte</b> a. Asche	[g/kWh]		
b. Gips	[g/kWh]		
c. Schwefel	[g/kWh]		
<b>16. Sonst. Erlöse und Kosten</b>	[DM/kWh]		

---

**BEMERKUNGEN:** Kohlevergasung mit Entschwefelung des Kohlegases vor Gasturbine

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.7****1. Technologie-Bezeichnung:** Kohlevergasung-GuD-Kraftwerk**2. Brennstoffe**

a. SK 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	2000	A.3.2
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	56	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.001	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2020	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	4	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	1254000	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a. Strom/SK	[%]	45	A.3.2
	b.		
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b> a. Staub	[g/kWh]	0.10	
	b. SO <sub>2</sub>	0.396	Quelle: EG-Studie
	c. NO <sub>x</sub>	0.248	
	d. CO <sub>2</sub>	727	
	e. CH <sub>4</sub>	0.0076	
	f. CO	0.19	Fritsche: GT
	g. NMHC	0.015	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b> a. Asche	[g/kWh]		
	b. Gips	[g/kWh]	
	c. Schwefel	[g/kWh]	
<b><u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u></b>			
	[DM/kWh]		

---

**BEMERKUNGEN:** Kohlevergasung mit Entschwefelung des Kohlegases vor Gasturbine

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.8****1.Technologie-Bezeichnung:** Gasgefeuertes GuD-Kraftwerk**2.Brennstoffe**

a. Gas 100% b.

**3.Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4.Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	900	A.3.2
<b><u>5.Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	18.4	o.Steuern
<b><u>6.Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.001	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7.Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2020	
<b><u>8.Bauzeit</u></b>	[a]	3	
<b><u>9.Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10.Nettonennleistung</u></b>	[kW]	600000	
<b><u>11.Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12.Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13.Wirkungsgrade</u></b> a.Strom/Gas	[%]	55	A.3.2
	b.		
<b><u>14.Emissionsfaktoren</u></b> a.Staub	[g/kWh]	0.0094	
	b.SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.001
	c.NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.1
	d.CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	360.0
	e.CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.0033
	f.CO	[g/kWh]	0.013
	g.NMHC	[g/kWh]	0.0065
<b><u>15.Nebenprodukte</u></b> a.Asche	[g/kWh]		
	b.Gips	[g/kWh]	
	c.		
<b><u>16.Sonst.Erlöse und Kosten</u></b>			
	[DM/kWh]		

---

**BEMERKUNGEN**

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.9****1.Technologie-Bezeichnung:** Kernkraftwerk Leichtwasserreaktor Konvoibauweise**2.Brennstoffe**

a. KB 100% b.

**3.Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

**ÖKONOMISCHE DATEN**

<u>ÖKONOMISCHE DATEN</u>	<u>Einheit</u>	<u>Wert</u>	<u>Hinweise</u>
<b><u>4.Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>07</sub> /kW]	3004	m.Abriss+Bew.
<b><u>5.Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>07</sub> /kWa]	74.3	o.Steuern
<b><u>6.Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>07</sub> /kWh]	0.001	

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7.Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2020	
<b><u>8.Bauzeit</u></b>	[a]	5	
<b><u>9.Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10.Nettonennleistung</u></b>	[kW]	1390000	
<b><u>11.Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12.Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13.Wirkungsgrade</u></b> a.Strom/KB	[%]	33	A.4.2
	b.		
<b><u>14.Emissionsfaktoren</u></b> a.Staub	[g/kWh]	0.0	
	b.SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0
	c.NO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0
	d.CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0
	e.CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.0
	f.CO	[g/kWh]	0.0
	g.NMHC	[g/kWh]	0.0
<b><u>15.Nebenprodukte</u></b> a.Asche	[g/kWh]		
	b.m.rad.Abfall	[cm <sup>3</sup> /kWh]	0.014
	c.h.rad.Abfall	[cm <sup>3</sup> /kWh]	0.0003
<b><u>16.Sonst.Erlöse und Kosten</u></b>			
	Brennstoff	[DM/kWh]	0.026

**BEMERKUNGEN** Die Investitionskosten reflektieren Fortschritte bei Konvoibau

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.10****1. Technologie-Bezeichnung:** Gas-Turbine, hoher Wirkungsgrad**2. Brennstoffe**

a. Gas 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	350	A.3.2
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	7.8	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.001	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	{-}	2020	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	1	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	30	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	198000	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a. Strom/Gas	[%]	33.5	A.3.2
	b.		
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b> a. Staub	[g/kWh]	0.17	
	b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.003
	c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.89
	d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	591
	e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.054
	f. CO	[g/kWh]	0.54
	g. NMHC	[g/kWh]	0.021
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b> a. Asche	[g/kWh]		
	b. Gips	[g/kWh]	
	c.		
<b><u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u></b>			
	[DM/kWh]		

---

**BEMERKUNGEN** Wirkungsgradverbesserungen aufgrund hoher Eingangstemperaturen



**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.11****1. Technologie-Bezeichnung:** Wasserkraftwerk > 10 MW.**2. Brennstoffe**

a. Erneuerbar 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	5000	BW-Gutachten
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	60	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.001	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	1985
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	2
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	50
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	10000
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	55
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a.	[%]	
b.		
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b> a. Staub	[g/kWh]	0.0
b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0
c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.0
d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0
e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.0
f. CO	[g/kWh]	0.0
g. NMHC	[g/kWh]	0.0
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b> a.	[g/kWh]	
b.		

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

[DM/kWh]

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf elektrische Energie/Leistung

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.12****1. Technologie-Bezeichnung:** Wasserkraftwerk 100 kW, bis 10 MW.**2. Brennstoffe**

a. Erneuerbar 100%                      b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

---

**ÖKONOMISCHE DATEN****4. Spezifische Investitionen****Einheit****Wert****Hinweise**[DM<sub>gr</sub>/kW]

7000

BW-Gutachten

**5. Fixe Betriebskosten**[DM<sub>gr</sub>/kWh]

84

o. Steuern

**6. Variable Betriebskosten**[DM<sub>gr</sub>/kWh]

0.001

---

**TECHNISCHE DATEN****7. Kommerz. Verfügbarkeit ab**

[-]

1985

**8. Bauzeit**

[a]

2

**9. Technische Lebensdauer**

[a]

40

**10. Nettonennleistung**

[kW]

2000

**11. Zeitverfügbarkeit**

[%]

80

**12. Arbeitsverfügbarkeit**

[%]

55

**13. Wirkungsgrade a.**

[%]

b.

**14. Emissionsfaktoren**

a. Staub

[g/kWh]

0.0

b. SO<sub>2</sub>

[g/kWh]

0.0

c. NO<sub>x</sub>

[g/kWh]

0.0

d. CO<sub>2</sub>

[g/kWh]

0.0

e. CH<sub>4</sub>

[g/kWh]

0.0

f. CO

[g/kWh]

0.0

g. NMHC

[g/kWh]

0.0

**15. Nebenprodukte**

a.

[g/kWh]

b.

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

[DM/kWh]

---

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf elektrische Energie/Leistung

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.13****1. Technologie-Bezeichnung:** Windkraftwerk 200 kW**2. Brennstoffe**

a. Erneuerbar 100%                      b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

**ÖKONOMISCHE DATEN****4. Spezifische Investitionen**

<u>Einheit</u>	<u>Wert</u>	<u>Hinweise</u>
[DM <sub>gr</sub> /kW]	2460	m. Infrastruktur

**5. Fixe Betriebskosten**

[DM <sub>gr</sub> /kWa]	90	o. Steuern
-------------------------	----	------------

**6. Variable Betriebskosten**

[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.001	
-------------------------	-------	--

**TECHNISCHE DATEN****7. Kommerz. Verfügbarkeit ab**

[-]	2000	
-----	------	--

**8. Bauzeit**

[a]	0.5	
-----	-----	--

**9. Technische Lebensdauer**

[a]	20	
-----	----	--

**10. Nettonennleistung**

[kW]	200	
------	-----	--

**11. Zeitverfügbarkeit**

[%]	95	
-----	----	--

**12. Arbeitsverfügbarkeit**

[%]	20 - 28	4.5 - 5.5 m/s
-----	---------	---------------

**13. Wirkungsgrade a.**

b.

**14. Emissionsfaktoren**

a. Staub [g/kWh] 0.0

b. SO<sub>2</sub> [g/kWh] 0.0c. NO<sub>x</sub> [g/kWh] 0.0d. CO<sub>2</sub> [g/kWh] 0.0e. CH<sub>4</sub> [g/kWh] 0.0

f. CO [g/kWh] 0.0

g. NMHC [g/kWh] 0.0

**15. Nebenprodukte**

a. [g/kWh]

b.

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

[DM/kWh]

**BEMERKUNGEN** Die Investitionskosten umfassen Infrastruktur und Netzanbindung

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.14****1. Technologie-Bezeichnung:** Windkraftwerk 200 kW**2. Brennstoffe**

a. Erneuerbar 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	2160	m. Infrastruktur
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	90	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.001	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2020	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	0.5	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	20	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	200	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	95	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	20 - 28	4.5 - 5.5 m/s
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b>	a.		
	b.		
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b>	a. Staub	[g/kWh]	0.0
	b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0
	c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.0
	d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0
	e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.0
	f. CO	[g/kWh]	0.0
	g. NMHC	[g/kWh]	0.0
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b>	a.	[g/kWh]	
	b.		

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

[DM/kWh]

**BEMERKUNGEN** Die Investitionskosten umfassen Infrastruktur und Netzanbindung

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.15****1. Technologie-Bezeichnung:** Photovoltaik, dezentral**2. Brennstoffe**

a. Erneuerbar 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	3800	optim. Schätzung
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	70	o.St.
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.001	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2030	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	0.1	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	25	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	0.05	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	95	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	13	in der B.R.D.
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a.			
b.			
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b> a. Staub	[g/kWh]	0.0	
b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0	
c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.0	
d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0	
e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.0	
f. CO	[g/kWh]	0.0	
g. NMHC	[g/kWh]	0.0	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b> a.	[g/kWh]		
b.			

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

[DM/kWh]

**BEMERKUNGEN** Die Investitionskosten gelten für dezentrale Dachinstallation

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.16****1. Technologie-Bezeichnung:** Heizkraftwerk Steinkohle Wirbelschicht 400 MW<sub>a</sub>**2. Brennstoffe**

a. SK 100%

**3. Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 68% (Bezugsgröße) b. Strom 32% (Bezugsgröße)

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	1122	
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	39.8	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.004	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	1995	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	2	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	340300	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a. FW+Str/SK	[%]	85.5	A.4.2
	b.		
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b>	a. Staub [g/kWh]	0.09	
	b. SO <sub>2</sub> [g/kWh]	0.62	
	c. NO <sub>x</sub> [g/kWh]	0.41	
	d. CO <sub>2</sub> [g/kWh]	391.6	/Fritsche/
	e. CH <sub>4</sub> [g/kWh]	0.011	
	f. CO [g/kWh]	0.21	
	g. NMHC [g/kWh]	0.017	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b>	a. Asche [g/kWh]		
	b.		

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

Stromgutschr. [DM/kWh] 0.014 0.08DM/kWhe

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme + Strom

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.17****1. Technologie-Bezeichnung:** Heizkraftwerk Heizöl schwer 400 MW<sub>e</sub>**2. Brennstoffe**

a. HES 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 68% (Bezugsgröße) b. Strom 32% (Bezugsgröße)

<u>ÖKONOMISCHE DATEN</u>	<u>Einheit</u>	<u>Wert</u>	<u>Hinweise</u>
<u>4. Spezifische Investitionen</u>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	512	
<u>5. Fixe Betriebskosten</u>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	15	o. Steuern
<u>6. Variable Betriebskosten</u>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.001	

**TECHNISCHE DATEN**

<u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u>	[-]	1995	
<u>8. Bauzeit</u>	[a]	2	
<u>9. Technische Lebensdauer</u>	[a]	35	
<u>10. Nettonennleistung</u>	[kW]	366000	
<u>11. Zeitverfügbarkeit</u>	[%]	80	
<u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u>	[%]	80	
<u>13. Wirkungsgrade</u> a. FW+Str/HES	[%]	87	A.4.2
	b.		
<u>14. Emissionsfaktoren</u> a. Staub	[g/kWh]	0.058	
	b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.54
	c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.33
	d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	322.8 /Fritsche/
	e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.009
	f. CO	[g/kWh]	0.075
	g. NMHC	[g/kWh]	0.005
<u>15. Nebenprodukte</u> a. Asche	[g/kWh]		
	b.		
<u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u>			
	Stromgutschr. [DM/kWh]	0.025	0.08DM/kWhe

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme + Strom

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.18****1. Technologie-Bezeichnung:** Heizkraftwerk Steinkohle Wirbelschicht 100 MW<sub>a</sub>**2. Brennstoffe**

a. SK 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 82% (Bezugsgröße) b. Strom 18% (Bezugsgröße)

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>77</sub> /kW]	1290	
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>77</sub> /kWa]	50.1	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>77</sub> /kWh]	0.004	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	1995	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	2	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	100800	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a.FW+Str/SK	[%]	86	A.4.2
	b.		
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b>	a. Staub [g/kWh]	0.09	
	b. SO <sub>2</sub> [g/kWh]	0.62	
	c. NO <sub>x</sub> [g/kWh]	0.41	
	d. CO <sub>2</sub> [g/kWh]	389.3	/Fritsche/
	e. CH <sub>4</sub> [g/kWh]	0.011	
	f. CO [g/kWh]	0.21	
	g. NMHC [g/kWh]	0.017	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b>	a. Asche [g/kWh]		
	b.		

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

Stromgutschr. [DM/kWh] 0.014 0.08 DM/kWhe

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme + Strom



**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.19****1. Technologie-Bezeichnung:** Heizkraftwerk Heizöl schwer 100 MW<sub>a</sub>**2. Brennstoffe**

a. HES 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 81% (Bezugsgröße) b. Strom 19% (Bezugsgröße)

---

<u>ÖKONOMISCHE DATEN</u>	<u>Einheit</u>	<u>Wert</u>	<u>Hinweise</u>
<u>4. Spezifische Investitionen</u>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	725	
<u>5. Fixe Betriebskosten</u>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	21	o. Steuern
<u>6. Variable Betriebskosten</u>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.001	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u>	[-]	1995	
<u>8. Bauzeit</u>	[a]	2	
<u>9. Technische Lebensdauer</u>	[a]	35	
<u>10. Nettonennleistung</u>	[kW]	102200	
<u>11. Zeitverfügbarkeit</u>	[%]	80	
<u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u>	[%]	80	
<u>13. Wirkungsgrade</u> a. (FW+Str)/HES[%]		89	A.4.2
b.			
<u>14. Emissionsfaktoren</u> a. Staub [g/kWh]		0.06	
b. SO <sub>2</sub> [g/kWh]		0.52	
c. NO <sub>x</sub> [g/kWh]		0.28	
d. CO <sub>2</sub> [g/kWh]		222.5	/Fritsche/
e. CH <sub>4</sub> [g/kWh]		0.009	
f. CO [g/kWh]		0.07	
g. NMHC [g/kWh]		0.005	
<u>15. Nebenprodukte</u> a. Asche [g/kWh]			
b.			

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

Stromgutschr. [DM/kWh] 0.015 0.8DM/kWhe

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme und Strom

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.20****1.Technologie-Bezeichnung:** GuD-Heizkraftwerk Erdgas, Grundlast, 100 MW<sub>e</sub>**2.Brennstoffe**

a. Gas 100% b.

**3.Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 40% (Bezugsgröße) b. Strom 60% (Bezugsgröße)

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4.Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	550	
<b><u>5.Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	17	o.Steuern
<b><u>6.Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.002	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7.Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2010	
<b><u>8.Bauzeit</u></b>	[a]	2	
<b><u>9.Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10.Nettonennleistung</u></b>	[kW]	100000	
<b><u>11.Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12.Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13.Wirkungsgrade</u></b> a.FW+Str/Gas	[%]	91	A.4.2
	b.		
<b><u>14.Emissionsfaktoren</u></b> a.Staub	[g/kWh]	0.055	
	b.SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.001
	c.NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.17
	d.CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	218 /Fritsche/
	e.CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.01
	f.CO	[g/kWh]	0.01
	g.NMHC	[g/kWh]	0.004
<b><u>15.Nebenprodukte</u></b> a.Asche	[g/kWh]		
	b.		

**16.Sonst.Erlöse und Kosten**

[DM/kWh]

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme + Strom

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.21****1. Technologie-Bezeichnung:** Kernheizwerk 100 MW<sub>e</sub>**2. Brennstoffe**

a. KB 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	1245	
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	60.6	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.0135	mit Brennst.

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2000	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	2	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	100000	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a.	[%]		
b.	[%]		
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b> a. Staub	[g/kWh]	0.0	
b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0	
c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.0	
d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0	/Fritsche/
e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.0	
f. CO	[g/kWh]	0.0	
g. NMHC	[g/kWh]	0.0	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b> a. Asche	[g/kWh]		
b.			

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

[DM/kWh]

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.22****1. Technologie-Bezeichnung:** Blockheizkraftwerk Erdgas 4 MW<sub>a</sub>**2. Brennstoffe**

a. Gas 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 52% (Bezugsgröße) b. Strom 48% (Bezugsgröße)

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kW]	873	
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kWa]	69.4	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kWh]	0.0011	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	1985	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	0.5	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	20	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	4200	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a. FW+Str/Gas	[%]	84	A.4.2
b.			
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b> a. Staub	[g/kWh]	0.058	
b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.001	
c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.26	
d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	230	/Fritsche/
e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.021	
f. CO	[g/kWh]	0.31	
g. NMHC	[g/kWh]	0.004	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b> a. Asche	[g/kWh]		
b.			
<b><u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u></b>			
Stromgutschrift	[DM/kWh]	0.038	0.08 DM/kWh <sub>a</sub>

---

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme + Strom

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.23****1. Technologie-Bezeichnung:** Kernheizwerk 10 MW<sub>e</sub>**2. Brennstoffe**

a. KB 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	2510	m. Abriss
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	80	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0.0135	mit Brennst.

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2000	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	1	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	10000	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade a.</u></b>	[%]		
b.			
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b>			
a. Staub	[g/kWh]	0.0	
b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0	
c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.0	
d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.0	/Fritsche/
e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.0	
f. CO	[g/kWh]	0.0	
g. NMHC	[g/kWh]	0.0	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b>			
a. Asche	[g/kWh]		
b.			

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

[DM/kWh]

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.24****1. Technologie-Bezeichnung:** Heizwerk Steinkohle 10 MW<sub>a</sub>**2. Brennstoffe**

a. SK 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kW]	555	A.3.2
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kWa]	38.6	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kWh]	0.0035	

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	1995	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	1	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	10000	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a. FW/SK	[%]	92	
	b.		
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b> a. Staub	[g/kWh]	0.09	
	b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.58
	c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.38
	d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	364 /Fritsche/
	e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.011
	f. CO	[g/kWh]	0.20
	g. NMHC	[g/kWh]	0.016
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b> a. Asche	[g/kWh]		
	b.		
<b><u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u></b>			
	a.	[DM <sub>87</sub> /kWh]	

---

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.25****1.Technologie-Bezeichnung:** Heizwerk Heizöl schwer 10 MW<sub>e</sub>**2.Brennstoffe**

a. HES 100% b.

**3.Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4.Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kW]	162	
<b><u>5.Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kWa]	19	o.Steuern
<b><u>6.Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kWh]	0.001	incl.Betr.strom

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7.Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	1995	
<b><u>8.Bauzeit</u></b>	[a]	0.5	
<b><u>9.Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10.Nettonennleistung</u></b>	[kW]	10000	
<b><u>11.Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12.Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13.Wirkungsgrade</u></b> a.FW/HES	[%]	93	
	b.		
<b><u>14.Emissionsfaktoren</u></b> a.Staub	[g/kWh]	0.05	
	b.SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.77
	c.NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.51
	d.CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	305 /Fritsche/
	e.CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.008
	f.CO	[g/kWh]	0.04
	g.NMHC	[g/kWh]	0.004
<b><u>15.Nebenprodukte</u></b> a.Asche	[g/kWh]		
	b.		

**16.Sonst.Erlöse und Kosten**a. [DM<sub>87</sub>/kWh]**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.26****1. Technologie-Bezeichnung:** Heizwerk Gas 10 MW<sub>n</sub>**2. Brennstoffe**

a. Gas 100% b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Fernwärme 100% (Bezugsgröße) b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>g</sub> /kW]	128	
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>g</sub> /kWa]	18	o. Steuern
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>g</sub> /kWh]	0.001	incl. Betr. strom

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	1995	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	0.5	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	35	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	10000	
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	80	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a. FW/Gas	[%]	94	
	b.		
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b> a. Staub	[g/kWh]	0.0005	
	b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	0.004
	c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	0.16
	d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	215 /Fritsche/
	e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	0.01
	f. CO	[g/kWh]	0.08
	g. NMHC	[g/kWh]	0.004
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b> a. Asche	[g/kWh]		
	b.		
<b><u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u></b>			
	a.	[DM <sub>g</sub> /kWh]	

---

**BEMERKUNGEN** Alle Angaben beziehen sich auf Fernwärme



**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.27****1. Technologie-Bezeichnung:** Alkalischer Druckelektrolyseur 1989**2. Brennstoffe**

a. Strom                      b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Wasserstoff                b.

---

**ÖKONOMISCHE DATEN****4. Spezifische Investitionen**

<u>Einheit</u>	<u>Wert</u>	<u>Hinweise</u>
[DM <sub>89</sub> /kW]	1000	
[DM <sub>89</sub> /kWa]	40	4 % d. Invest.
[DM <sub>89</sub> /kWh]		nach Strompreis

**5. Fixe Betriebskosten****6. Variable Betriebskosten**

---

**TECHNISCHE DATEN****7. Kommerz. Verfügbarkeit ab**

[-]                      1989

**8. Bauzeit**

[a]

**9. Technische Lebensdauer**

[a]                      30

**10. Nettonennleistung**

[kW]                      3600

**11. Zeitverfügbarkeit**

[%]                      20 - 100 nach Stromquelle

**12. Arbeitsverfügbarkeit**

[%]                      80

**13. Wirkungsgrade** a.bez. auf Hu

[%]                      77

b.bez. auf Ho

[%]                      65

**14. Emissionsfaktoren**

a. Staub [g/kWh]

b. SO<sub>2</sub> [g/kWh]c. NO<sub>x</sub> [g/kWh]d. CO<sub>2</sub> [g/kWh]e. CH<sub>4</sub> [g/kWh]

f. CO [g/kWh]

g. NMHC [g/kWh]

**15. Nebenprodukte**

a. Asche [g/kWh]

b.

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

Stromgutschrift              [DM/kWh]

---

**BEMERKUNGEN**

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.28****1. Technologie-Bezeichnung:** Alkalischer Druckelektrolyseur 2005**2. Brennstoffe**

a. Strom                      b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Wasserstoff                b.

---

**ÖKONOMISCHE DATEN****4. Spezifische Investitionen****Einheit****Wert****Hinweise**[DM<sub>97</sub>/kW]

800

**5. Fixe Betriebskosten**[DM<sub>97</sub>/kWa]

24

4 % d. Invest.

**6. Variable Betriebskosten**[DM<sub>97</sub>/kWh]

nach Strompreis

---

**TECHNISCHE DATEN****7. Kommerz. Verfügbarkeit ab**

[-]

2005

**8. Bauzeit**

[a]

**9. Technische Lebensdauer**

[a]

30

**10. Nettonennleistung**

[kW]

3600

**11. Zeitverfügbarkeit**

[%]

20 - 100 nach Stromquelle

**12. Arbeitsverfügbarkeit**

[%]

90

**13. Wirkungsgrade a. bez. auf Hu**

[%]

85

b. bez. auf Ho

[%]

71

**14. Emissionsfaktoren**

a. Staub [g/kWh]

b. SO<sub>2</sub> [g/kWh]c. NO<sub>x</sub> [g/kWh]d. CO<sub>2</sub> [g/kWh]e. CH<sub>4</sub> [g/kWh]

f. CO [g/kWh]

g. NMHC [g/kWh]

**15. Nebenprodukte**

a. Asche [g/kWh]

b.

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

Stromgutschrift

[DM/kWh]

---

**BEMERKUNGEN** Die Referenzelektrolyse "2005" ist eine zu diesem Zeitraum technisch ausgereifte am Markt verbreitete Elektrolyse

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.29****1. Technologie-Bezeichnung:** Alkalischer Druckelektrolyseur 2025**2. Brennstoffe**

a. Strom                      b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Wasserstoff                b.

**ÖKONOMISCHE DATEN**

<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>	
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	600	
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	12	4 % d. Invest.
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]		nach Strompreis

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	2025
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	30
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	3600
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	20 - 100 nach Stromquelle
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	90
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b>	a. bez. auf Hu [%]	90
	b. bez. auf Ho [%]	75
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b>	a. Staub [g/kWh]	
	b. SO <sub>2</sub> [g/kWh]	
	c. NO <sub>x</sub> [g/kWh]	
	d. CO <sub>2</sub> [g/kWh]	
	e. CH <sub>4</sub> [g/kWh]	
	f. CO [g/kWh]	
	g. NMHC [g/kWh]	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b>	a. Asche [g/kWh]	
	b.	
<b><u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u></b>		
Stromgutschrift	[DM/kWh]	

**BEMERKUNGEN** Die Referenzelektrolyse "2025" ist eine zu diesem Zeitraum technisch ausgereifte am Markt verbreitete Elektrolyse



**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.31****1. Technologie-Bezeichnung:** H<sub>2</sub> - GuD Kraftwerk**2. Brennstoffe**

a. Wasserstoff                      b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom                                      b.

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	800	
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	26	
<b><u>6. Variable Betriebskosten (ohne H<sub>2</sub>)</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]		H <sub>2</sub> - Kosten

---

**TECHNISCHE DATEN**

**7. Kommerz. Verfügbarkeit ab**    [-]                      5 - 10 a nach Beginn der  
technischen Entwicklung

**8. Bauzeit**                                      [a]**9. Technische Lebensdauer**            [a]                      30**10. Nettonennleistung**                      [kW]                      400000**11. Zeitverfügbarkeit**                      [%]**12. Arbeitsverfügbarkeit**                    [%]**13. Wirkungsgrade** a.                      [%]                      52

b.                                      [%]

**14. Emissionsfaktoren**    a. Staub    [g/kWh]b. SO<sub>2</sub>    [g/kWh]c. NO<sub>x</sub>    [g/kWh]d. CO<sub>2</sub>    [g/kWh]e. CH<sub>4</sub>    [g/kWh]

f. CO      [g/kWh]

g. NMHC   [g/kWh]

**15. Nebenprodukte**    a.                      [g/kWh]**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

Stromgutschrift                      [DM/kWh]

---

**BEMERKUNGEN**    Es müssen dieselben Grenzwerte eingehalten werden, die für die Befeuerung mit konventionellen Brennstoffen gelten

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.32****1. Technologie-Bezeichnung:** H<sub>2</sub> - BHKW mit Gasturbine**2. Brennstoffe**

a. Wasserstoff                      b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom                                      b. Wärme

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	800	
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	50	
<b><u>6. Variable Betriebskosten (ohne H<sub>2</sub>)</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]		H <sub>2</sub> - Kosten <sup>1)</sup>

---

**TECHNISCHE DATEN**

**7. Kommerz. Verfügbarkeit ab**      [-]                      5 - 10 a nach Beginn der  
technischen Entwicklung

**8. Bauzeit**                                      [a]

**9. Technische Lebensdauer**              [a]                      30                      geschätzt

**10. Nettonennleistung**                      [kW]                      3100                      Strom  
8000                      Wärme

**11. Zeitverfügbarkeit**                      [%]

**12. Arbeitsverfügbarkeit**                      [%]

**13. Wirkungsgrade**      a. Strom                      [%]                      23  
                                    b. Wärme                      [%]                      59

**14. Emissionsfaktoren**      a. Staub                      [g/kWh]  
                                    b. SO<sub>2</sub>                      [g/kWh]  
                                    c. NO<sub>x</sub>                      [g/kWh]                      2)  
                                    g. NMHC                      [g/kWh]

**15. Nebenprodukte**                      a. Asche                      [g/kWh]

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

Stromgutschrift                      [DM/kWh]

---

**BEMERKUNGEN** 1) H<sub>2</sub> - Nennverbrauch: 13500 kW

2) Es müssen dieselben Grenzwerte eingehalten werden, die für die Befeuerung mit konventionellen Brennstoffen gelten

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.33****1.Technologie-Bezeichnung:** H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> - Sofortreserve - Dampferzeuger**2.Brennstoffe**

a. Wasserstoff b.

**3.Produzierte Energieträger**

a. Dampf (Bezugsgröße) b.

**ÖKONOMISCHE DATEN**

<u>Einheit</u>	<u>Wert</u>	<u>Hinweise</u>	
<b><u>4.Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kW]	82	
<b><u>5.Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	5	
<b><u>6.Variable Betriebskosten</u></b> (ohne H <sub>2</sub> )	[DM <sub>gr</sub> /kWh]	0,1	Sauerstoff

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7.Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	1995	
<b><u>8.Bauzeit</u></b>	[a]		
<b><u>9.Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	20	20 h/a Nennlast
<b><u>10.Nettonennleistung</u></b>	[kW]	60000	
<b><u>11.Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]		
<b><u>12.Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]		
<b><u>13.Wirkungsgrade</u></b> a.	[%]	98	
b.	[%]		
<b><u>14.Emissionsfaktoren</u></b> a.Staub	[g/kWh]		
b.SO <sub>2</sub>	[g/kWh]		
c.NO <sub>x</sub>	[g/kWh]		
d.CO <sub>2</sub>	[g/kWh]		
e.CH <sub>4</sub>	[g/kWh]		
f.CO	[g/kWh]		
g.NMHC	[g/kWh]		
<b><u>15.Nebenprodukte</u></b> a.Asche	[g/kWh]		
b.			

**16.Sonst.Erlöse und Kosten**

Stromgutschrift [DM/kWh]

**BEMERKUNGEN**

**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.34****1. Technologie-Bezeichnung:** H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> - Dampferzeuger für die Biotechnik**2. Brennstoffe**

a. Wasserstoff      b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Dampf              b.

**ÖKONOMISCHE DATEN**

<u>Einheit</u>	<u>Wert</u>	<u>Hinweise</u>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kW]	
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kWa]	nicht bekannt
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>87</sub> /kWh]	O <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> - Kosten

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	1989
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]	
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[a]	
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	15
<b><u>11. Zeitverfügbarkeit</u></b>	[%]	
<b><u>12. Arbeitsverfügbarkeit</u></b>	[%]	
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b> a.	[%]	95
b.	[%]	
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b>		
a. Staub	[g/kWh]	
b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]	
c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]	
d. CO <sub>2</sub>	[g/kWh]	
e. CH <sub>4</sub>	[g/kWh]	
f. CO	[g/kWh]	
g. NMHC	[g/kWh]	
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b>		
a. Asche	[g/kWh]	
b.		

**16. Sonst. Erlöse und Kosten**

Stromgutschrift              [DM/kWh]

**BEMERKUNGEN**



**TECHNOLOGIE-BESCHREIBUNG NR.35****1. Technologie-Bezeichnung:** Brennstoffzellen BHKW H<sub>2</sub> - Feuerung**2. Brennstoffe**

a. Wasserstoff    b.

**3. Produzierte Energieträger**

a. Strom                    b. Wärme

---

<b><u>ÖKONOMISCHE DATEN</u></b>	<b><u>Einheit</u></b>	<b><u>Wert</u></b>	<b><u>Hinweise</u></b>
<b><u>4. Spezifische Investitionen</u></b> *	[DM <sub>gr</sub> /kW]	3200	bis 2005
		1300	bis 2050
<b><u>5. Fixe Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWa]	160	bis 2005
		65	bis 2050
<b><u>6. Variable Betriebskosten</u></b>	[DM <sub>gr</sub> /kWh]		H <sub>2</sub> - Kosten

---

**TECHNISCHE DATEN**

<b><u>7. Kommerz. Verfügbarkeit ab</u></b>	[-]	1993	
<b><u>8. Bauzeit</u></b>	[a]		
<b><u>9. Technische Lebensdauer</u></b>	[h]	15000	bis 2005
		40000	bis 2050
<b><u>10. Nettonennleistung</u></b>	[kW]	200	Strom
		120	Wärme
<b><u>13. Wirkungsgrade</u></b>			
a. Strom	[%]	50	
b. Wärme	[%]	30	
<b><u>14. Emissionsfaktoren</u></b>			
a. Staub	[g/kWh]		
b. SO <sub>2</sub>	[g/kWh]		
c. NO <sub>x</sub>	[g/kWh]		
g. NMHC	[g/kWh]		
<b><u>15. Nebenprodukte</u></b>			
a. Asche	[g/kWh]		
b.			
<b><u>16. Sonst. Erlöse und Kosten</u></b>			
Stromgutschrift	[DM/kWh]		

---

**BEMERKUNGEN** \* geschätzt; einschliesslich Inverter; bezogen auf die elektrische Leistung