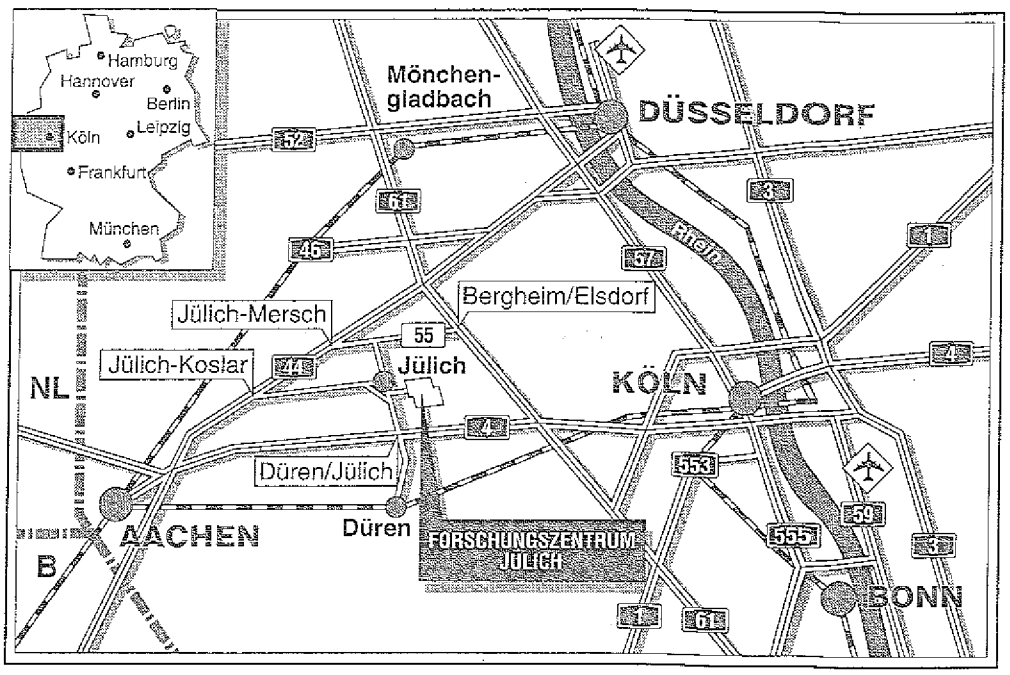
FORSCHUNGSZENTRUM JÜLICH GmbH

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung

Angewandte Systemanalyse Nr. 66

Daten und Fakten zur Elektrizitätserzeugung in den neuen Bundesländern

Peter Markewitz



Berichte des Forschungszentrums Jülich ; 2635
ISSN 0366-0885
Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung Jül-2635

Zu beziehen durch: Forschungszentrum Jülich GmbH · Zentralbibliothek
Postfach 1913 · D-5170 Jülich · Bundesrepublik Deutschland
Telefon: 02461/61-6102 · Telefax: 02461/61-6103 · Telex: 833556-70 kfa d

Angewandte Systemanalyse Nr. 66

Daten und Fakten zur Elektrizitätserzeugung in den neuen Bundesländern

Peter Markewitz

Daten und Fakten zur Elektrizitätserzeugung in den neuen Bundesländern

Zusammenfassung

Im ersten Teil des vorliegenden Berichts wird der Kraftwerkspark der ehemaligen DDR analysiert. Zum einen wird auf die Entwicklung der vergangenen Jahrzehnte eingegangen und zum anderen werden die Hauptcharakteristika, wie beispielsweise Nutzungsgrade, Eigenverbrauch etc. analysiert und mit den für den Kraftwerkspark der alten Bundesländer geltenden Werten verglichen. Grundlage für diese Analyse bilden zahlreiche in jüngster Zeit erschienene Veröffentlichungen über den Kraftwerkspark der ehemaligen DDR. Viele der darin enthaltenen Angaben erscheinen oftmals widersprüchlich, was jedoch in vielen Fällen auf unterschiedliche Begriffsdefinitionen zurückzuführen ist.

Ein großer Teil der in der vorliegenden Studie erfolgten Analysen wurde auf der Grundlage von unveröffentlichtem Zahlenmaterial des ehemaligen Ministeriums für Umwelt, Naturschutz, Energie und Reaktorsicherheit der ehemaligen DDR durchgeführt. Im Gegensatz zu den momentan vorliegenden Statistiken erlaubt das Zahlenmaterial eine Unterscheidung zwichen den Kraftwerken des Verbundunternehmens VEAG AG, der Industrie und den Regionalunternehmen. Für jede dieser Betreibergruppen wird eine Altersstruktur des jeweiligen Kraftwerksparks angegeben. Ein Vergleich zeigt, daß der Kraftwerkspark der Industrie am ältesten ist, während die Verbundkraftwerke die jüngste Altersstruktur aufweisen. Darüber hinaus wird im vorliegenden Bericht diskutiert, inwiefern von einem Inbetriebnahmejahr auf den technischen Zustand einer Anlage geschlossen werden kann.

Am 1.7.1990 trat die Großfeuerungsanlagenverordnung für Anlagen in den neuen Bundesländern in Kraft. Bis auf den Fristenplan wurde die 13. BIMScHV unverändert übertragen. Kern der Verordnung ist bekanntlich die Nachrüstung von Altanlagen mit Rauchgasreinigungsanlagen. Die für eine Übergangszeit (bis zur Stillegung oder Nachrüstung eines Kraftwerksblocks) vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte wurden damalig im Vorfeld der Verordnung so festgelegt, daß den Bedingungen des Kraftwerksparks der alten Bundesländer Rechnung getragen wurde. Diese unterscheiden sich

jedoch erheblich von den in den neuen Bundesländern vorherrschenden Verhältnissen (z.B. höherer Schwefelgehalt der Braunkohle), so daß für dortige Kraftwerksbetreiber große Probleme bei der Einhaltung einiger Emissionsgrenzwerte auftreten, die im Rahmen der vorliegenden Studie diskutiert werden.

Des weiteren werden Stromerzeugungs- und -verbrauchsprognosen für die neuen Bundesländer vorgestellt, die in jüngster Zeit veröffentlicht wurden und einen Ausblick über mögliche Entwicklungen der nächsten Jahre geben.

Summary

The first part of the present report analyses the existing power stations in the former German Democratic Republic. On the one hand, the developments of the past decades are discussed, and on the other hand, the main characteristics such as degree of utilization, the power stations' own consumption etc., are analysed and compared with the values achieved by the power stations in West Germany. This analysis is based on numerous recent publications frequently seem contradictory which, however, in many cases can be attributed to a varying defintions of terms.

The majority of analyses carried out in the present study were implemented on the basis of unpublished data from the former Ministry of the Environment, Nature Conservation, Energy and Reactor Safety of the former GDR. In contrast to statistics available at present, the data permit a differentiation to be made between the power stations of the VEAG AG affiliated utilities, industry and regional utilities. The age structure of the respective power stations was drawn up for each of these operator groups. A comparison shows that the power stations in the industrial sector are oldest whereas the affiliated power stations display the youngest age structure. Furthermore, the present report also discusses the extent to which the year of commissioning permits conclusions to be drawn about the technical state of a facility.

The Large-Scale Firing Installation Ordinance entered into force in Eastern Germany on 1.7.1990. With the the exception of the time schedule, the 13th BIMSchV (13th Ordinance to the Federal Law Immission Control Act) was transferred in an unaltered form. As is wellknown, the essence of this regulation is the retrofitting of flue gas cleaning facilities to older power stations. In drawing up the regulation, the prescribed emission limits were determined for a transition period (until decommissioning or retrofitting of a power station unit) in such a way as to accommodate the conditions of power stations in Western Germany. However, these differ considerably from conditions prevailing in Eastern Germany (e.g. higher sulphur content in the lignite), so that power

station operators in the new federal states encounter great difficulties in observing some of the emission limits, as will be discussed in the present study.

Furthermore, recently published electricity generation and consumption forecasts for the new federal states in Eastern Germany will be presented providing an outlook for possible developments in the next few years.

0. Einleitung

Der vorliegende Bericht enthält Daten und Fakten zur Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft in den neuen Bundesländern. Zum einen wird die Situation und Entwicklung vor dem Beitritt am 3. Oktober 1990 analysiert; zum anderen wird auf die momentane Umstrukturierungsphase eingegangen. Letzteres ist insbesondere vor dem Hintergrund der Großfeuerungsanlagenverordnung sowie der Altersstruktur des bestehenden Kraftwerksparks zu sehen. Die Analysen zur Altersstruktur des ostdeutschen Kraftwerksparks basieren auf unveröffentlichtem Zahlenmaterial des ehemaligen Ministeriums für Umwelt, Naturschutz, Energie und Reaktorsicherheit (MUNER) der damaligen DDR. Soweit Informationen über zukünftige Entwicklungen vorliegen, werden diese in die Betrachtungen miteinbezogen.

Momentan liegen eine große Anzahl von Veröffentlichungen vor, in denen Emissionsabschätzungen vorgenommen werden, die insbesondere die Luftschadstoffe SO_2, NO_x, CO und Staub zum Inhalt haben. Ein Vergleich der Ergebnisse zeigt, daß die Bandbreiten dieser sehr groß sind und für einige Schadstoffe momentan keine verläßlichen Jahresemissionsmengen vorliegen.

1. Kraftwerkspark

Die Kraftwerksleistung[1] der ehemaligen DDR stieg im Zeitraum 1975 bis 1990 von ca. 16000 MW auf ca. 23000 MW. (Bild 1) Während die installierte Leistung in den 70er Jahren noch stark zunahm, war der Anstieg in den letzten Jahren nur noch moderat und in den letzten Jahren stagnierend. Der Anteil der fossilen Dampfkraftwerke (überwiegend auf Braunkohlebasis) war über den gesamten Zeitraum dominant, betrug 1970 noch über 90 % und nahm danach durch den Zubau von Kernkraft-, Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerken etwas ab. Im Jahr 1990 lag die Leistung der Dampfkraftwerke bei ca. 18550 MW; der Anteil an der gesamten Kraftwerksleistung lag bei ca. 87 %. Absolut gesehen ist seit 1970 ein Zubau zu verzeichnen, der im wesentlichen durch die Inbetriebnahme der 500 MW-Braunkohlenblöcke bedingt war. Der Rückgang der Kraftwerksleistung im Jahre 1990 ist vor allem auf die Abschaltung der Kernkraftwerke zurückzuführen. Demgegenüber wurde nur ein unbedeutender Anteil fossiler Kraftwerke stillgelegt. (siehe Kpt. 5.3)

Den Begriff der Brutto-Engaßleistung gab es in der Terminologie der ehemaligen DDR nicht. Gebräuchlich war die Bezeichung "höchstmögliche Leistung" zur Charakterisierung eines Kraftwerksblocks, wobei unklar ist, wie dieser Begriff exakt definiert ist. Ein Vergleich auf der Basis des voliegenden Zahlenmaterials zwischen Angaben der höchstmöglichen Leistung und der Nennleistung ostdeutscher Anlagen deutet darauf hin, daß die höchstmögliche Leistung in etwa der Bruttoengpaßleistung entsprechen dürfte.

Zum Vergleich ist in Bild 2 die Entwicklung der installierten Bruttoengpaßleistung in den alten Bundesländern dargestellt. Im Gegensatz zur ehemaligen DDR lagen die Zuwachsraten in den alten Ländern weitaus höher. Selbst für den Zeitraum nach 1983, in dem Altanlagen aufgrund GFAVO-bedingter Restnutzungsstundendauern abgeschaltet werden mußten (insgesamt wurde von 1983 bis 1989 4700 MW kohlegefeuerte öffentliche Kraftwerksleistung stillgelegt) ist die gesamte Bruttoengpaßleistung gestiegen. Der Zubau nach 1983 war im wesentlichen durch die Kernenergie geprägt und betrug

---

[1] höchstmögliche Leistung

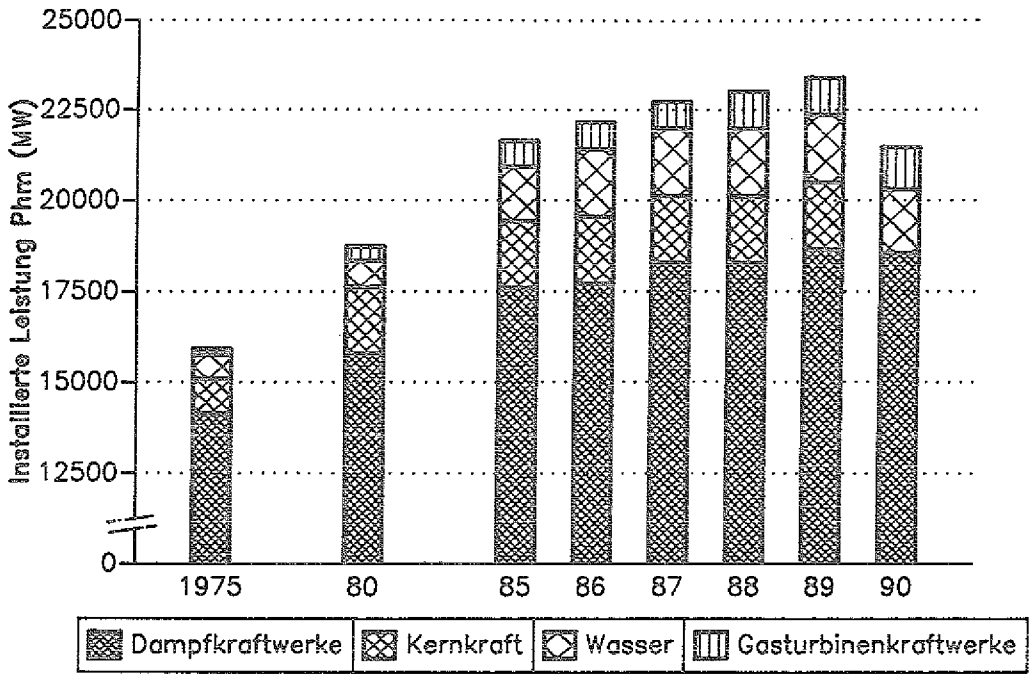


Bild 1: Installierte Kraftwerksleistung (höchstmögliche Leistung) nach Kraftwerksarten in den neuen Bundesländern /VIK Statistik 1991/

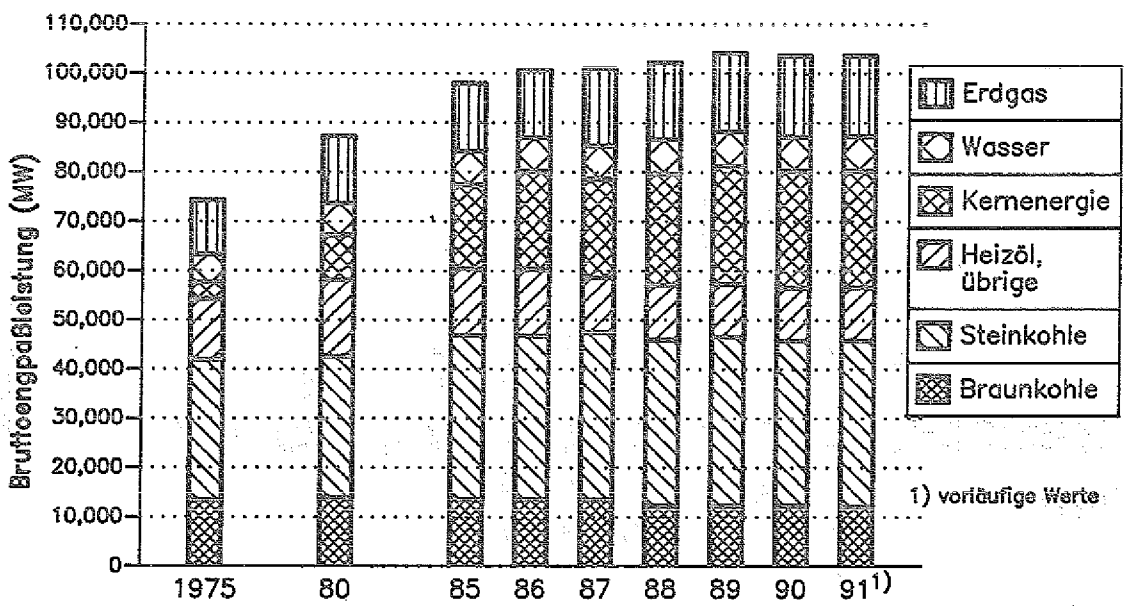


Bild 2: Installierte Bruttoengpaßleistung nach Energieträgern in den alten Bundesländern /BMWi 1990/,/VIK-Statistik 1991/, /SCHIFFER 1992/

bis 1989 ca. 13.600 MW, während der Zubau kohlegefeuerter Kraftwerke (öffentlich) im gleichen Zeitraum bei ca. 8.130 MW lag. /BMWi 1990/

1.1 Kraftwerksgenerationen

Die im Nachfolgenden skizzierten Kraftwerksgenerationen braunkohlegefeuerter Kraftwerke des ehemaligen Kombinats Braunkohle beziehen sich auf Anlagen mit einer elektrischen Leistung von größer oder gleich 100 MW.

Je nach Blockgröße kann zwischen folgenden Kraftwerksgenerationen unterschieden werden:

a) Kraftwerksgeneration: 1961-1967

28 Kraftwerksblöcke mit je 100 MW elektrischer Leistung

davon	22 x 100 MW	in Lübbenau/Vetschau
	2 x 100 MW	in Hagenwerder
	4 x 100 MW	in Lippendorf

Technische Merkmale:

- 4 Zug-Kessel
- einfache Zwischenüberhitzung
- Frischdampfzustand 350 t/h, 525 °C, 12.7 MPa, Zwischenüberhitzung 325 t/h, 520 °C, 4.1 MPa.

b) Kraftwerksgeneration 1968 - 1975

16 Kraftwerksblöcke mit je 210 MW elektrischer Leistung

davon	12 x 210 MW	in Boxberg
	4 x 210 MW	in Thierbach

Technische Merkmale:

- Bauart wurde auf der Grundlage eines sowjetischen Öl-Kraftwerkskonzepts auf Braunkohle übertragen

- einfache Zwischenüberhitzung
- Frischdampfzustand 640 t/h; 545 °C; 13.3 MPa, Zwischenüberhitzung 535 °C; 2.4 MPa

c) Kraftwerksgeneration 1974-1989

10 Kraftwerksblöcke mit je 500 MW elektrischer Leistung
davon 6 x 500 MW in Jänschwalde
2 x 500 MW in Hagenwerder
2 x 500 MW in Boxberg

Technische Merkmale:

- jeweils 2 Zwangsdurchlauferhitzer (DDR Eigenherstellung), Turbine sowjetischer Bauart
- einfache Zwischenüberhitzung
- Frischdampfzustand 1520 t/h; 530 °C; 17 MPa; Zwischenüberhitzung 1500 t/h, 535 °C, 3.8 MPa

1.2 Eigenverbrauch, Leitungsverluste, Nutzungsgrade, Verfügbarkeit

Bezogen auf die Bruttostromerzeugung aller Kraftwerke lag der Eigenverbrauch der Kraftwerke in den alten Bundesländern bei ca. 6,7 % im Jahre 1989. /BMWi 1990/ Der vergleichbare Wert für die Kraftwerke in den neuen Bundesländern lag demgegenüber mit 9,7 % /DIW 1991/ weitaus höher. Allerdings ist hierbei zu beachten, daß die Differenz nicht nur auf die im Vergleich geringere Effizienz der ostdeutschen Anlagen zurückzuführen ist. Die Eigenverbrauchswerte repräsentieren lediglich einen Durchschnittswert über den gesamten Kraftwerkspark, dessen Struktur sich von der des Kraftwerkparks in den alten Bundesländern unterscheidet. Ein Vergleich der Eigenverbrauchswerte zwischen den alten und neuen Länder ist daher nur bedingt aussagefähig. Darüber hinaus muß gesehen werden, daß der Eigenverbrauch gleicher Kraftwerkstypen mit gleicher Versorgungsaufgabe in den neuen Ländern sehr unterschiedlich war. So lag beispielsweise der Eigenverbrauch des Kraftwerks Jänschwalde im Jahre 1989 bei 6,2 % /DIW 1991/, was in etwa dem Niveau vergleichbarer Anlagen in den alten Bundesländern

entsprach. Demgegenüber lag er beispielsweise für das Kraftwerk Lübbenau/Vetschau bei ca. 10,6 % /DIW 1991/. Die unterschiedlichen Werte sind durch Rekonstruktionsarbeiten zu erklären, die nicht in allen Kraftwerken in gleichem Maße und gleicher Qualität durchgeführt wurden.

Bei einem Vergleich zwischen kohlegefeuerten Kraftwerken der alten und neuen Länder ist zu beachten, daß der Eigenverbrauchswert westdeutscher Anlagen bereits Rauchgasentschwefelungsmaßnahmen beinhaltet, die den ursprünglichen Eigenverbrauchswert um ein bis zwei Prozentpunkte erhöht haben. Nach Angaben der VDEW stieg der Eigenstromverbrauch der Kraftwerke in den alten Ländern im Jahr 1990 auf 6,9 % (1980: 5,9 %) der Bruttostromerzeugung der öffentlichen Versorgung /VDEW 1991/. Absolut gesehen verbrauchten die Kraftwerke 1990 26,5 TWh, was gegenüber 1980 einen Mehrverbrauch von 9 TWh entspricht.

Zwischen den elektrischen Leitungsverlusten der neuen und alten Bundesländer bestehen große Unterschiede. Während die Verluste in den alten Bundesländern in Jahre 1989 bei ca. 3,6 % (bezogen auf den Gesamtstromverbrauch) /BMWi 1990/ lagen, betrugen sie in den neuen Bundesländern 1989 ca. 8,2 % /DIW 1991/. Jedoch werden für die neuen Bundesländer unterschiedliche Werte angegeben, die beträchtlich differieren. Grund hierfür ist die Wahl unterschiedlicher Bezugswerte. So gibt /RIESNER 1990/ die Leitungsverluste für 1988 mit 6,5 % an, wobei auf die Bruttostromerzeugung bezogen wird.

Hauptgründe für die höheren Verluste in den neuen Bundesländern ist die Art der Netzvermaschung, die Netzgestaltung sowie der technische Zustand der Netze. Darüber hinaus muß gesehen werden, daß der Hauptanteil der Stromerzeugungskapazitäten sich auf wenige Regionen konzentriert, wodurch der Strom über relativ weite Strecken verteilt werden muß.

Eine Aussage über die Effizienz eines Kraftwerks sowie über dessen Fahrweise über einen bestimmten Zeitraum liefert der Jahresnutzungsgrad. Während der Netto-Jahresnutzungsgrad des gesamten öffentlichen Kraftwerksparks der ehemaligen DDR im Jahre 1989 bei

ca. 29,6 % /GRAWE 1990/, /DIW 1991/ lag, betrug er in den alten Bundesländern ca. 35,1 %. Wie bereits bei den zuvor diskutierten Eigenverbrauchswerten, sind auch die repräsentativen mittleren Nutzungsgrade aufgrund unterschiedlicher Kraftwerksstrukturen nur bedingt vergleichbar. Der durchschnittliche Jahresnutzungsgrad (netto) aller öffentlichen Braunkohlekraftwerke in den neuen Bundesländern lag im Jahre 1988 bei ca. 29 % /RIESNER 1990/; der vergleichbare Wert für die alten Bundesländer lag demgegenüber bei 32,7 % /NRW 1990/. Zum Vergleich: Der mittlere Jahresnutzungsgrad aller öffentlichen Steinkohlenkraftwerke in den alten Bundesländern betrug im Jahre 1988 ca. 36,4 % /NRW 1990/.

Betrachtet man einzelne Braunkohlekraftwerke wird deutlich, daß gegenüber dem Durchschnittswert aller Kraftwerke große Unterschiede bestehen. So betrugen die Netto-Jahresnutzungsgrade[2] im Jahre 1989 der Kraftwerke

Jänschwalde	31,1 %
Boxberg	30,4 %
Lübbenau	26,4 %
Hagenwerder	27,6 %

Die Unterschiede lassen sich durch die unterschiedlichen Kraftwerksgenerationen erklären. Darüber hinaus wurden in einigen Kraftwerksblöcken grundlegende Revisionen ("Rekonstruktionen") durchgeführt, die zu einer deutlichen Verbesserung des Netto-Nutzungsgrades führten. Als Fazit läßt sich festhalten, daß die Effizienz westdeutscher Stromerzeugungsanlagen in der Regel weitaus besser ist als dies in ostdeutschen Kraftwerken der Fall ist. Allerdings ist hierbei zu sehen, daß einige ostdeutsche Braunkohlenkraftwerke weitaus effizienter sind, als dies die jährlichen Durchschnittswerte gemittelt über eine Kraftwerksgruppe oder des Kraftwerksparks widerspiegeln.

Verfügbarkeit

Im Nachfolgenden sind Durchschnittswerte (1989) /ORGEB 1990/ und Bandbreiten, die sich aus den jeweils niedrigsten und höchsten Werten einzelner Blöcke einer Blockkategorie ergeben, für die

---

[2] berechnet auf der Grundlage des Zahlenmaterials nach /DIW 1991/

Arbeitsverfügbarkeit der großen Braunkohlenkraftwerksblöcke aufgelistet.

	Durchschnitt	Bandbreite
500 MW :	82,4 %	74,9 bis 91,9 %
210 MW :	77,5 %	66,4 bis 88,3 %
100 MW :	74,5 %	63,7 bis 84,1 %

Die Bandbreiten sind zum Teil erheblich. Die Ursache für die niedrige Arbeitsverfügbarkeit einiger Kraftwerksblöcke war im wesentlichen instandhaltungsbedingt (Rekonstruktion). Gegenüber vergleichbaren Braunkohlekraftwerken in den alten Bundesländern (Arbeitsverfügbarkeit 81-85 %) liegen die entsprechenden Werte der Anlagen in den neuen Ländern deutlich niedriger.

Im Mittel lagen die Anteile nicht verfügbarer Arbeit für das Jahr 1989 aufgrund von Instandsetzungen bei

500 MW : 15,9 %
210 MW : 14,9 %
100 MW : 17,7 %.

Die Anteile nicht verfügbarer Arbeit aufgrund nicht vorhersehbarer Störungen lag im Durchschnitt (1989) bei

500 MW : 1,5 %
210 MW : 3,0 %
100 MW : 3,7 %.

Die Zeitverfügbarkeit lag im Mittel (1989) bei

	Durchschnitt	Bandbreite
500 MW :	87,1 %	68,8 bis 97,2 %
210 MW :	84,9 %	60,2 bis 97,2 %
100 MW :	78,9 %	45,0 bis 96,4 %

Analog zum vorherigen Vorgehen lassen sich auch für die Zeitverfügbarkeit sogenannte Nichtverfügbarkeiten angeben. Die Werte für

die instandhaltungsbedingte Zeitnichtverfügbarkeit lagen im Mittel für das Jahr 1989 bei

500 MW : 12,5 %
210 MW : 12,6 %
100 MW : 17,6 %

Die Zeitnichtverfügbarkeit aufgrund nicht vorhersehbarer Störungen lag im Mittel bei

500 MW : 0,3 %
210 MW : 2,5 %
100 MW : 3,5 %

1.3 Ausnutzungsdauer, Höchstlast

Die mittlere Ausnutzungsdauer des gesamten Kraftwerksparks lag 1989 in den neuen Bundesländern um ca. 16 % höher als in den alten Bundesländern, wo der Wert im Mittel 4.229 h betrug (Tabelle 1).

	Alte Bundesländer 1989	Neue Bundesländer 1989
Ausnutzungsdauer (h)		
Braunkohle	6748	6434 (500 MW)
		6177 (210 MW)
		5930 (100 MW)
Steinkohle	4009	-
Kernenergie	6245	6686
Gas	1799	205
Gesamt	4229	4924

Tabelle 1: Ausnutzungsdauer in den alten und neuen Bundesländern /BMWi 1990/, /DIW 1991/

Vergleicht man die Ausnutzungsdauer der Kraftwerke nach einzelnen Energieträgern, fällt auf, daß in der ehemaligen DDR praktisch keine Kraftwerke existierten, denen reine Mittellastaufgaben zukamen. Die Spitzenlast wurde mit Gasturbinen- und großen Pump-

speicherkraftwerken bereitgestellt. Infolge der hohen Ausnutzungsdauer verringerte sich auch die Reservekapazität, was zeitweise sogar dazu führte, daß planmäßige Wartungen nicht durchgeführt werden konnten /RIESNER 1990/.

Nach /GRAWE 1990/ trat im Stromnetz der ehemaligen DDR im Dezember 1988 eine Höchstlast von 17.950 MW auf. Die installierte Leistung betrug seinerzeit ca. 23.600 MW, wovon 84 % (19.810 MW) tatsächlich verfügbar waren. Die verfügbare Reserveleistung betrug somit nur noch 9,4 %, bezogen auf die gesamte verfügbare Leistung.

Ein Vergleich von /RIESNER 1990/ verdeutlicht diese Problematik ebenfalls: Ein Vergleich der am 21.12.1988 aufgenommenen Lastgänge in den alten und neuen Bundesländern kommt zu dem Schluß, daß - bezogen auf die Höchstlast - in den alten Ländern ca. 57 % und in der ehemaligen DDR ca. 80 % der gesamten installierten Engpaßleistung in Anspruch genommen wurden. Hierbei ist zu sehen, daß es sich um eine optimistische Betrachtung handelt, da über den tatsächlich verfügbaren Leistungsanteil noch nichts ausgesagt wird.

Nach Angaben des ehemaligen Ministeriums für Umwelt, Naturschutz, Energie und Reaktorsicherheit der damaligen DDR betrugen die Reserveleistungen in den Jahren 1989 und 1990 ca. 1000-1510 MW, was 4,3 % bis 6,4 % der gesamten installierten höchstmöglichen Leistung entsprach. Ausgegangen wurde von einer Regelleistung von 7 % des Bedarfs. Aufgrund dieser angespannten Situation wurden eine Reihe von Prioritäten für die Fahrweise des Stromsystems vorgegeben, die eine Sicherheit im Versorgungsprozeß gewährleisten sollten. Ein Teil der Reserveleistung von ca. 650 MW in Gasturbinenkraftwerken auf Diesel- und Heizölbasis wurden als Sicherheitsreserve angesehen. Darüber hinaus waren die Pumpspeicherkraftwerke ein wesentliches Element des Reserveleistungs-Managements. So mußten die Pumpspeicherkraftwerke (ca. 1700 MW) werktags vor Beginn der Frühspitze das maximale Angebot, ca. 7.800 MWh - erreicht haben; im Tagesverlauf durften 3.500 MWh nicht unterschritten werden.

Aufgrund der Besonderheiten des Stromversorgungssystems (ungenügende Steuerungsfähigkeit der großen Kraftwerksblöcke) kam den Pumpspeicherkraftwerken eine besondere Bedeutung zu. Neben dem

- Abfahren der Tagesgangspitzen und
- der Bereitstellung der Regelleistung

waren zusätzliche Anforderungen, wie

- die Übernahme von Mittellastaufgaben
- der verstärkte Einsatz im Pumpbetrieb zur Beherrschung des Belastungsminimums sowie
- die ständige Ausregelung stochastischer Schwankungen sowie großer Belastungsveränderungen innerhalb der Tagesganglinie zu erfüllen.

Zur Sicherung der notwendigen Reserve wurde zeitweise die Absenkung der Mittelspannung von 5 % mit einem bilanzierten Wert von 80 MW sowie eine Eigenbedarfssenkung in den Kraftwerken während der Spitzenbelastungszeiten durchgeführt.

Bei hohem Störungsgeschehen bzw. besonders hohem Strombedarf wurden kurzfristig zusätzliche Lieferungen aus dem Verbundnetz der damaligen RGW-Länder (auf der Basis von Gegenseitigkeit/Naturalaustausch, Zwischensystemeffekt) in Anspruch genommen, um die Versorgungssicherheit weiter aufrecht erhalten zu können bzw. um teure Importenergieträger nicht einsetzen zu müssen.

Größere Versorgungsunterbrechnungen hat es in den Jahren 1978, 1979, 1985 und 1987 gegeben. Hiervon waren sowohl Industrie als auch die Bevölkerung betroffen. Wesentliche Ursachen waren extreme Witterungsbedingungen bedingt durch Anfrierungen der Rohbraunkohle. 1987 mußten im Januar unter extremen Witterungsbedingungen 500 MW (Havarie Block 13 Boxberg) abgeschaltet werden, der unerwartete witterungsbedingte Leistungsausfall betrug insgesamt 1000 MW. Aufgrund der milden Winter ab 1988 hat es keine Versorgungsschwierigkeiten mehr gegeben.

Im Vergleich zu den Vorjahreswerten sind die jeweiligen monatlichen Höchstlasten im Jahr 1990 wesentlich zurückgegangen. So lag beispielsweise der Oktoberwert um ca. 25 % unterhalb des vergleichbaren Vorjahreswertes. Grund hierfür waren Produktionsrückgänge und Betriebsstillegungen.

2. Kraftwerksleistung nach Betreibergruppen

Nach Abschluß des Stromvertrages muß die installierte Kraftwerksleistung nach Betreibergruppen unterteilt werden. Die Kraftwerksleistung des Verbundunternehmens (VEAG AG) sowie der 15 Regionalunternehmen bilden hierbei den öffentlichen Versorgungsanteil, der fast 84 % der gesamten in den neuen Bundesländern installierten Kraftwerksleistung entspricht. Der Restanteil von ca. 16 % ist der Industrie zuzurechnen. (Zum Vergleich: Der vergleichbare Leistungsanteil der Industrie-Kraftwerke lag 1989 in den alten Bundesländern bei 12,7 % /BMWi 1990/). Eine Vielzahl ostdeutscher Kommunen stebt die Gründung von Stadtwerken an, mit dem Ziel der lokalen Stromversorgung bzw. -erzeugung. Die zukünftige Entwicklung ist zum momentanen Zeitpunkt ungewiß; der betreffende Leistungsanteil, der zu Lasten der Regionalunternehmen ginge, läßt sich zum momentanen Zeitpunkt nicht angegeben. Die VEAG-Kraftwerke stellen mit über 70 % den Hauptanteil an der gesamten Kraftwerksleistung, während der Leistungsanteil der Regionalkraftwerke mit fast 13 % noch unterhalb des Industrieanteils liegt (Bild 3). In Bild 4 ist dargestellt, wie sich die Anzahl der Kraftwerksblöcke auf die Betreibergruppen aufteilt. Die prozentualen Anteile unterscheiden sich einerseits von den Leistungsanteilen. Die VEAG AG besitzt die Kraftwerke mit den größten Blockleistungen, während der Industriesektor im Mittel die niedrigste Blockleistung aufweist. Allerdings bezieht sich diese Betrachtung nur auf die installierte elektrische Blockleistung. Fast in allen Industriekraftwerken wird auch Prozeßdampf erzeugt; ein Großteil der regionalen Kraftwerke sind Heizkraftwerke.

Bild 5 enthält eine Aufteilung der installierten Kraftwerksleistung nach Betreibergruppen sowie Energieträgern. Unterschieden wird bei der Braunkohle zwischen Rohbraunkohle sowie Braunkohle-

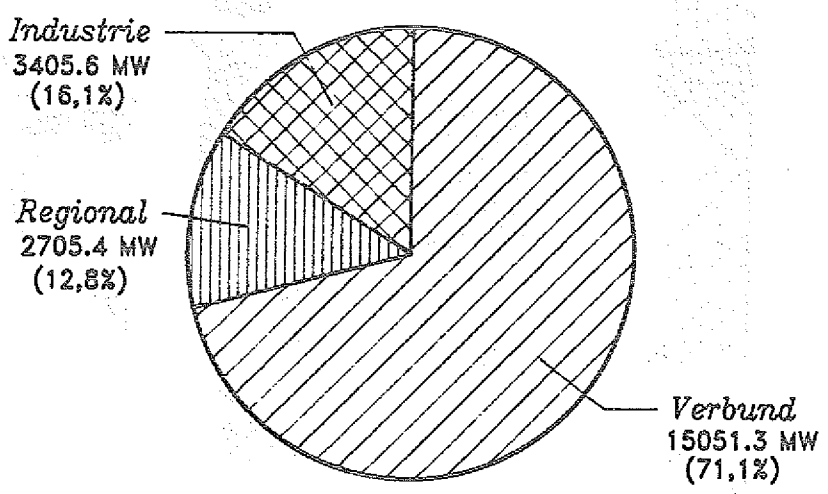


Bild 3: Installierte Kraftwerksleistung (gesamt: 21162 MW) in den neuen Bundesländern nach Betreibergruppen (Stand 31.12.89)

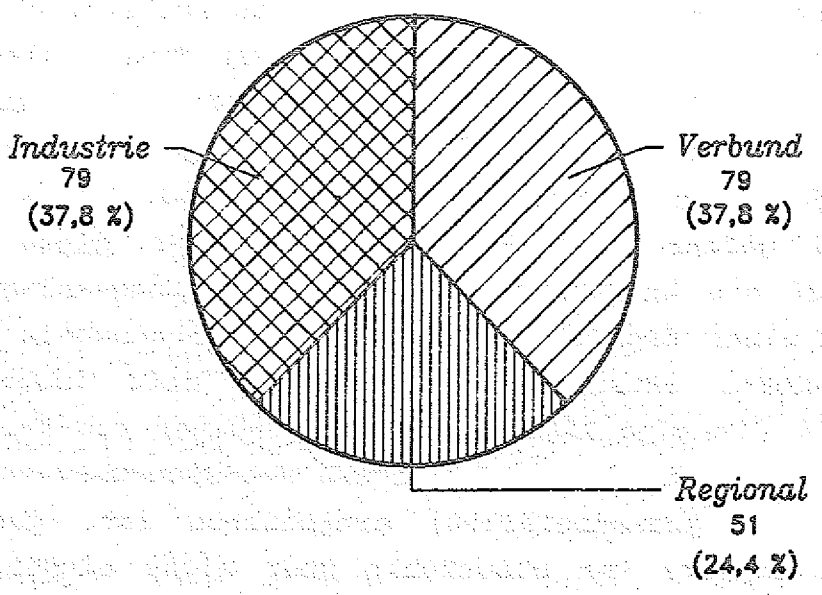


Bild 4: Anzahl der Kraftwerksblöcke (Gesamt: 209) in den neuen Bundesländern nach Betreibergruppen (Stand: 31.12.1989)

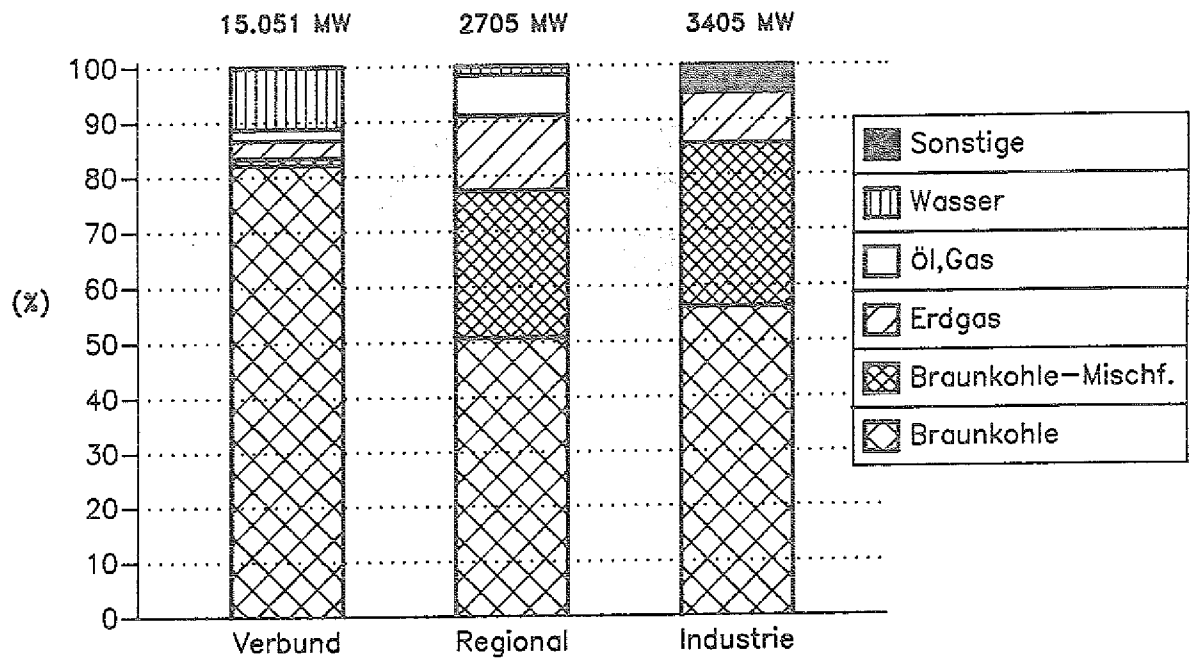


Bild 5: Installierte elektrische Kraftwerksleistung nach Energieträgern und Betreibergruppen in den neuen Bundesländern (Stand 31.12.1989)

Mischfeuerungen. Während im ersten Fall ausschließlich der Einsatz von Braunkohle gemeint ist, ist unter der Braunkohlen-Mischfeuerung die Kombination mit Öl, Gas oder Steinkohle zu verstehen. Zwar wurden die Kraftwerke mit Mischfeuerung in der Vergangenheit aufgrund politischer Vorgaben fast ausschließlich auf Braunkohlenbasis gefahren, allerdings dürfte für diese Anlagen im Hinblick auf die Anforderungen der Großfeuerungsanlagenverordnung die Option einer Brennstoffumstellung von Braunkohle auf Öl, Gas oder Steinkohle interessant sein. Dies gilt insbesondere für Anlagen, für die eine Restnutzungsstundendauer von 30.000 h (siehe hierzu Kpt. 5.1) erklärt wird und ein SO_2-Grenzwert von 2500 mg/m^3 (3200 mg/m^3 in Ausnahmefällen) einzuhalten ist, der in vielen Fällen bei Einsatz von Braunkohle aber nicht eingehalten werden kann /Schmitt 1991b/. Besonders signifikant sind die Mischfeuerungsanteile bei den Kraftwerken der Regionalunternehmen sowie der Industrie. Der hohe Wasseranteil der Verbundunternehmen besteht im wesentlichen aus den Pumpspeicherkraftwerken, während der Erdgas-

anteil die Gasturbinen repräsentiert. Demgegenüber sind unter der installierten Erdgas- und Ölleistung hauptsächlich Kessel zu verstehen, die mit diesen Brennstoffen befeuert werden (keine Gasturbinen).

Kraft-Wärme-Kopplung, Fernwärme

Die Fernwärme spielt in den neuen Ländern eine weitaus gewichtigere Rolle als in den alten Bundesländern. 1989 verfügten ca. 24,1 % des gesamten Wohnungsbestandes in den neuen Bundesländern über einen Fernwärmeanschluß. Demgegenüber lag der vergleichbare Fernwärmeanteil in der ehemaligen Bundesrepublik in den letzten Jahren bei 8-9 %.

Ein Teil der Fernwärme wird in Heizkraftwerken erzeugt. Der Anteil der Heizkraftwerke an der öffentlichen installierten elektrischen Leistung lag 1990 bei ca. 12,4 % (zum Vergleich: alte Bundesländer 1989: ca. 9 %). Die Versorgung von Fernwärme ist vorrangige Aufgabe der Regionalunternehmen. Über 75 % der gesamten regionalen Kraftwerkskapazität sind als Heizkraftwerke konzipiert. Ca. 51,4 % werden auf Rohbraunkohlenbasis, 34,2 % als Braunkohlen-Mischfeuerung und 14,4 % auf Gasbasis betrieben. (Anteile bezogen auf elektrische Leistung)

Stromerzeugende Anlagen der Industrie sind in der Regel als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ausgelegt, und es wird Prozeßdampf ausgekoppelt. Die Versorgung von Haushalten durch Industriekraftwerke ist vernachlässigbar (ca. 5 % der gesamten industriellen Wärmeproduktion) /EFFENBERGER et al. 1991/. In den meisten Fällen sind die Industriekraftwerke als Gegendruckanlagen ausgelegt.

Insgesamt (öffentlich und industriell) betrug der KWK-Anteil an der gesamten installierten elektrischen Leistung ca. 23 % (1988) und ist seit 1965 (37 %) kontinuierlich gesunken. Der KWK-Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung betrug 1988 ca. 4,5 % /EFFENBERGER et al. 1991/.

3. Stromerzeugung und Stromverbrauch

Die Entwicklung der gesamten Bruttostromerzeugung der letzten zwei Jahrzehnte, unterteilt nach neuen und alten Bundesländern, ist in Bild 6 dargestellt. Sowohl in den alten als auch in den neuen Bundesländern ist, mit einigen wenigen Ausnahmen, ein kontinuierliches Wachstum festzustellen.

Nach der Vereinigung hat sich die Situation in den neuen Bundesländern wesentlich verändert. Die Bruttostromerzeugung ist von 118,9 TWh (1989) auf 78 TWh (1991) gesunken. Dies entspricht einer Abnahme um ca. 34 %. Die Bruttostromerzeugung der neuen Bundesländer hat somit ein Niveau erreicht, das etwa vergleichbar mit dem des Jahres 1974 ist. Rund 17,6 % der Bruttostromerzeugung werden in industriellen Kraftwerken, rund 82,2 % in öffentlichen Kraftwerken erzeugt. Der Rest stammt aus den Erzeugungsanlagen der Deutschen Reichsbahn (zum Vergleich alte Bundesländer 1989: 85,8 % öffentlich, 13 % industriell, 1,2 % Bundesbahn).

In Bild 7 ist die Entwicklung der Bruttostromerzeugung aufgeschlüsselt nach Energieträgern dargestellt. Dominierender Energieträger ist die Braunkohle, deren Anteil in den letzten 10 Jahren fast immer bei ca. 80 % lag. Der Anteil des in Kernkraftwerken produzierten Stroms lag bei ca. 10-12 %.

Interessant ist eine Analyse des Rückgangs der Stromerzeugung der letzten beiden Jahre. Während sich die Stromerzeugung der öffentlichen Kraftwerke 1990 gegenüber 1989 um ca. 17 TWh (ca. 17,4 %) verringerte, nahm die industrielle Stromproduktion um ca. 1,7 TWh (= 7,6 %) gegenüber dem Vorjahreswert ab. Der Rückgang der Bruttostromerzeugung ist mit der Abnahme des Strombedarfs im Industriesektor zu erklären /SCHNUG 1991/. Beachtenswert hierbei ist, daß im wesentlichen die Stromerzeugung aus öffentlichen Kraftwerken (Verbundkraftwerke) zurückgefahren wurde, während die Abnahme der Stromerzeugung aus Industriekraftwerken relativ gering ist.

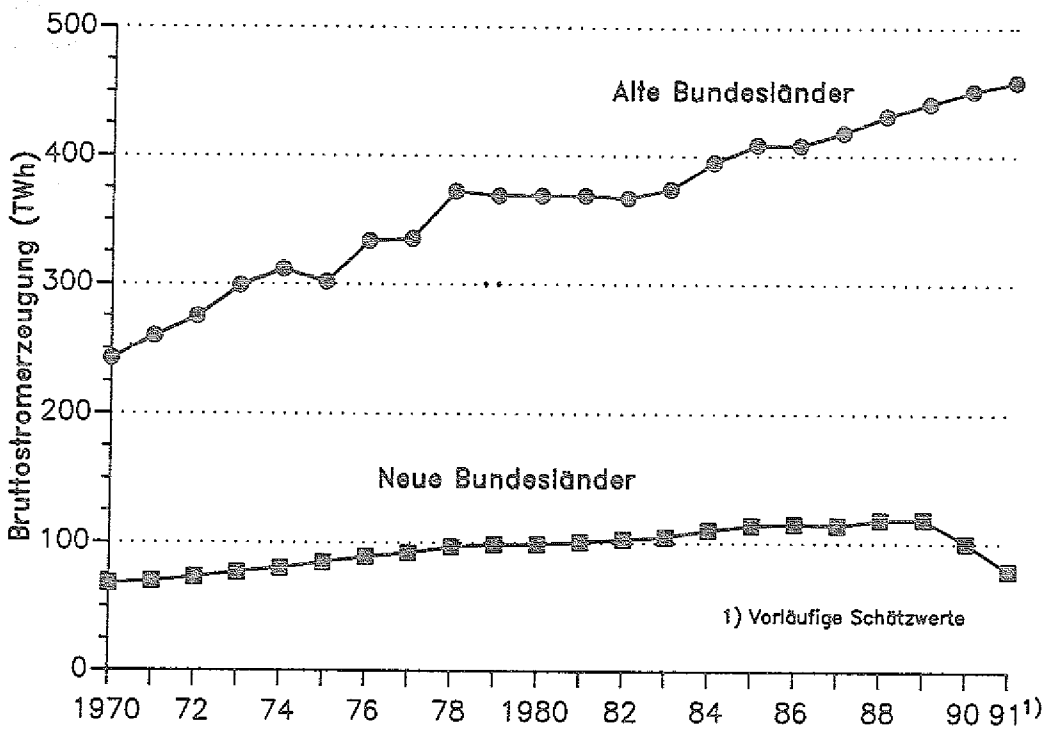


Bild 6: Bruttostromerzeugung in Deutschland /BMWi 1990/, /VIK-Statistik 1991/, /DIW 1991/, /SCHIFFER 1991/

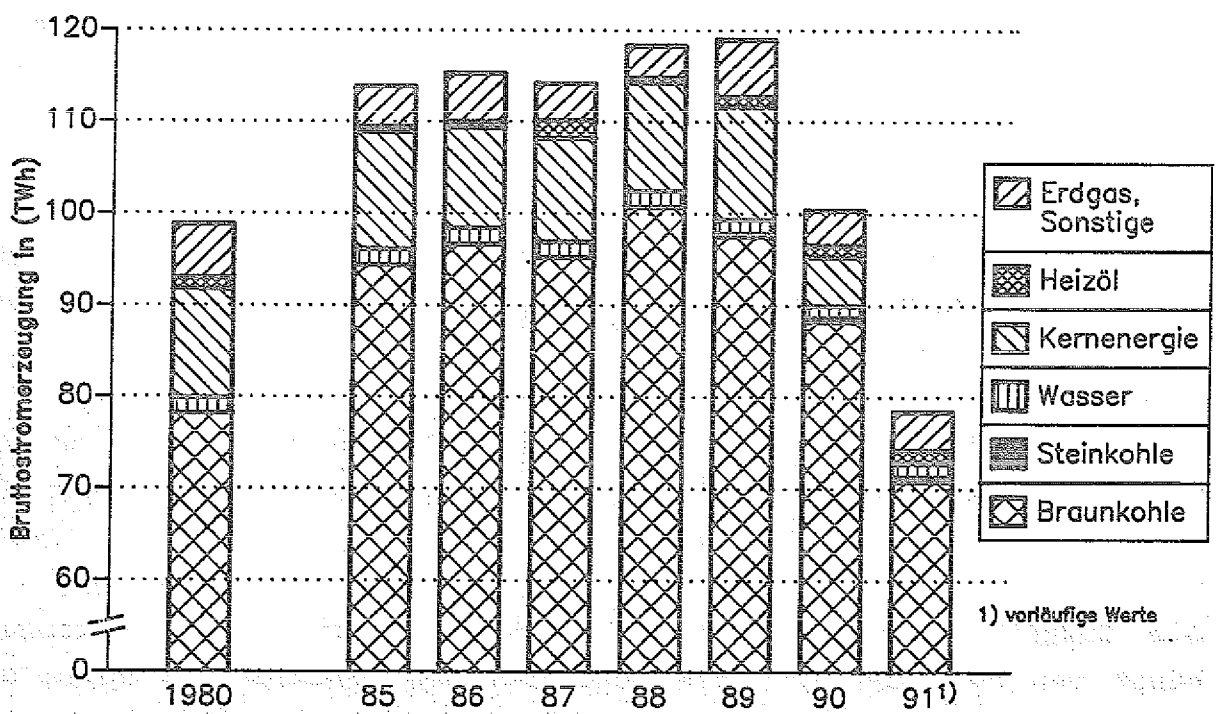


Bild 7: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in den neuen Bundesländern /DIW 1991/, /SCHIFFER 1992/

Eine detaillierte Aufschlüsselung der Stromproduktion aus öffentlichen Kraftwerken, aufgeteilt nach Verbund- und Regionalunternehmen, ist leider nicht möglich, da hierüber keine Daten vorliegen. Gemäß dem sogenannten Stromvertrag vom 22.8.1990 ist zukünftig vorgesehen, daß die Regionalunternehmen mindestens 70 % des Strombedarfs ihres Versorgungsgebietes durch die VEAG AG beziehen, während sie die restlichen 30 % in eigenen Anlagen erzeugen können.

Mit einer derartigen Konzeption versucht man, in den neuen Bundesländern ähnliche Strukturen aufzubauen, wie sie in den alten Bundesländern vorliegen. Nach /SCHMITT 1991b/ beträgt in den alten Bundesländern der Bruttostromerzeugungsanteil der Verbundunternehmen 81 % und der Regionalunternehmen 19 %. Letzterer Anteil enthält auch die Stromerzeugung der lokalen Unternehmen (7 %). Eine detaillierte Statistik hierzu existiert nicht.

Analysiert man die Abnahme der Stromerzeugung nach Energieträgern (Bild 7), ergibt sich folgendes Bild. Die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken ist aufgrund von Stillegungen von 12,3 TWh (1989) auf 5,3 TWh (1990) zurückgegangen. 1990 wurden alle Kernkraftwerke abgeschaltet, dementsprechend wurde 1991 kein Strom in Kernkraftwerken erzeugt. Gegenüber 1990 betrug die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken 70,8 TWh und lag somit um 20 % unterhalb des Vorjahreswertes.

Nach Angaben der VDEW lag die öffentliche Stromerzeugung in den neuen Bundesländern bei ca. 62 TWh (1991) und ist gegenüber 1990 (81 TWh) um 23 % zurückgegangen /SCHIFFER 1992/.

Die Stromerzeugung der Kraftwerke des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes lag 1991 mit 15,8 TWh um ca. 17,7 % unterhalb des Vorjahreswertes /SCHIFFER 1992/.

Die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage sowie -erzeugung hängt von dem Verlauf der wirtschaftlichen Entwicklung sowie den veränderten Industriestrukturen ab. In einem von DIW erstellten Gutachten /DIW 1991/ wird bis 1995 mit einem starken Rückgang der Bruttostromerzeugung gerechnet. Man geht davon aus, daß eine deut-

liche Zunahme erst nach 1995 stattfindet. Im Jahre 2005 könnte die Bruttostromerzeugung, folgt man der optimistischen Variante dieses Gutachtens, den Wert von 1989 fast erreicht haben.

Prognos /PROGNOS 1992/ schätzt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung pessimistischer ein. Bis 1995 erwartet man einen Rückgang, der mit ca. 72 TWh dann seinen Tiefststand erreicht. Nach 1995 geht man von einem Anstieg aus, erst für 2010 erwartet man eine Stromproduktion, die der des Jahres 1990 entspricht. Die unterschiedlichen Prognosen dokumentieren, daß es sich nur um grobe Abschätzungen handelt, da die zukünftige wirtschaftliche Entwicklung sowie Strukturänderungen ungewiß sind.

In Bild 8 ist der Netto-Stromverbrauch in den neuen Bundesländern unterteilt nach Verbrauchssektoren dargestellt /BMWi 1991a/. Hauptstromverbraucher ist die Industrie, deren Anteil am Gesamt-Netto-Stromverbrauch 1989 ca. 53,3 % betrug, gefolgt von den Sektoren Kleinverbraucher und Haushalte mit 23,8 % bzw. 19,9 %. Verglichen mit der Situation in den alten Bundesländern ist der industrielle Stromverbrauchsanteil höher und der Haushaltsanteil niedriger. Die Anteile von Industrie und Haushalt betrugen 1989 in den alten Bundesländern ca. 50,6 % bzw. 24,8 % /BMWi 1990/. Gegenüber 1975 ist der prozentuale Anteil der Industrie am Gesamtverbrauch gesunken. Die durchschnittliche Steigerungsrate des vergangenen Jahrzehnts errechnet sich mit ca. 1,2 %, während sie für die alten Bundesländer mit ca. 1,5 % weitaus höher lag. Betrachtet man den Zeitraum von 1985-1989, fällt auf, daß ein kontinuierlicher Verbrauchsanstieg nur bei den Sektoren Haushalte und Verkehr festzustellen ist, während die Anteile der anderen Sektoren nur unwesentlich zugenommen haben oder stagnieren. Die sektoralen Stromverbrauchswerte für das Jahr 1990 waren im Frühjahr noch nicht verfügbar, jedoch ist davon auszugehen, daß der Stromverbrauch der Industrie aufgrund von Betriebsstillegungen sowie Produktionsrückgängen stark abgenommen hat. Zukünftig kann davon ausgegangen werden, daß sich in den neuen Bundesländern eine ähnliche Verbrauchsstruktur einstellt, wie in der alten Bundesrepublik. Dies bedeutet insbesondere einen Anstieg des Stromverbrauchs der Haushalte aufgrund des Nachholbedarfs an Elektrogeräten. Demgegenüber kann mit einem veränderten

Verbraucherverhalten (Energiesparen) aufgrund der wegfallenden Stromsubventionen gerechnet werden.

Im Jahre 1991 veröffentlichte Stromnachfrageprognosen schwanken in großen Bandbreiten (Bild 8). Allerdings zeigen alle Prognosen die gleiche Tendenz auf: Der Stromverbrauch der Sektoren Haushalt und Kleinverbraucher wird auf längere Sicht leicht zunehmen. Im Industriesektor ist von drastischen Rückgängen auszugehen, wobei erst nach 1995 mit einem Zuwachs gerechnet wird. Dargestellt in Bild 8 ist die obere (optimistischere) DIW-Prognosevariante /DIW 1991/. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, daß /PROGNOS 1992/ die Entwicklung der Stromnachfrage noch pessimistischer einschätzt als dies in der unteren DIW-Prognosevariante der Fall ist.

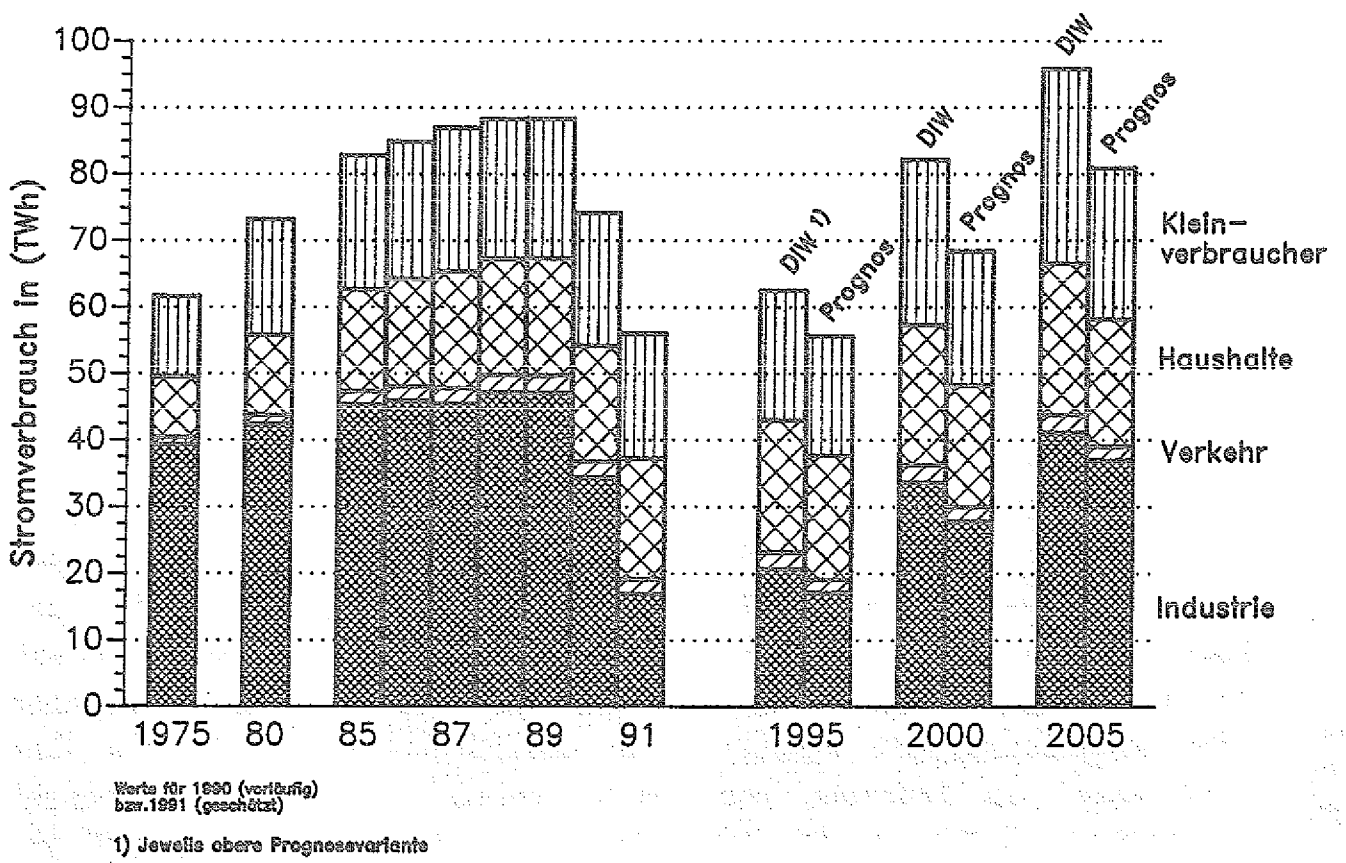


Bild 8: Netto-Stromverbrauch nach Sektoren in den neuen Bundesländern /DIW 1991/, /PROGNOS 1992/

3.1 Stromaufkommen und -verbrauch in den einzelnen Bundesländern

Der Vergleich von Stromaufkommen und -verbrauch in den jeweiligen Bundesländern verdeutlicht die dominierende Stellung der Bundesländer Sachsen und Brandenburg, in denen 1989 über 3/4 des gesamten Stroms erzeugt wurden (Bild 9). Während das Land Sachsen praktisch seinen eigenen Bedarf deckt, waren die Länder Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern die Netto-Exporteure in der ehemaligen DDR. Mit der Stillegung der Kernkraftwerke im Jahre 1990 hat sich die Situation in Mecklenburg-Vorpommern völlig verändert. Die Stromerzeugungsanlagen in Brandenburg deckten 1989 zu über 50 % den Strombedarf der ehemaligen DDR. Die größten Nettoimporteure waren 1989 Thüringen und Sachsen-Anhalt. Hier lag das Verhältnis von Stromaufkommen zur Stromerzeugung bei 4,4 : 1 bzw. 2,2 : 1.

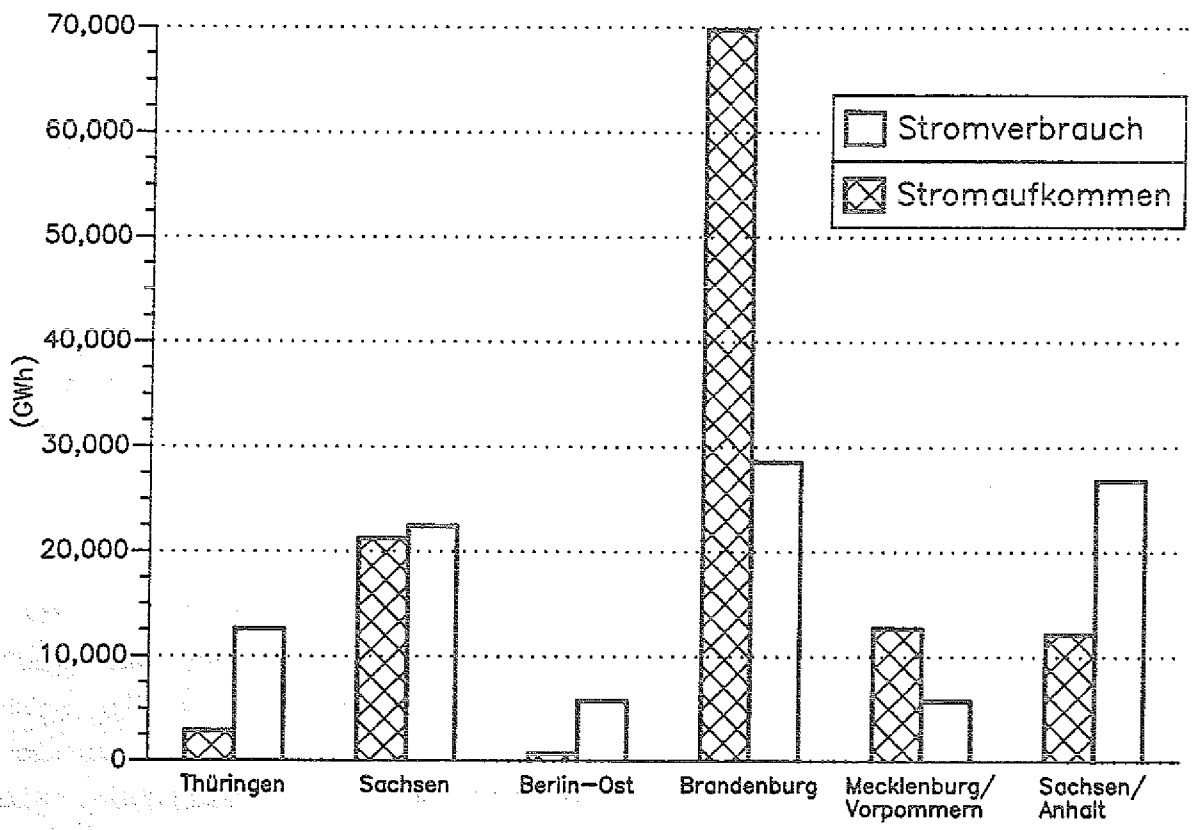


Bild 9: Stromaufkommen und Stromverbrauch in den neuen Bundesländern im Jahr 1989 /GEW 1990/

Die Ursache dafür, daß die Bundesländer Sachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt die Hauptstromerzeuger der ehemaligen DDR waren, ist die Lage der Braunkohlenreviere. Während in Brandenburg 1989 rd. 61 % des gesamten Rohbraunkohlenaufkommens (314 Mio t) gefördert wurden, lagen die Anteile für Sachsen und Sachsen-Anhalt bei ca. 21 bzw. 18 % /GWE 1991/.

4. Altersstruktur des Kraftwerkparks

In zahlreichen Veröffentlichungen wird auf die hohe Überalterung des DDR-Kraftwerkparks im Vergleich zu Kraftwerken der alten Bundesländer hingewiesen. Allerdings wird oftmals nicht deutlich, worauf der Begriff der Überalterung im Detail bezogen wird. Das Inbetriebnahmejahr, oftmals auch als Baujahr bezeichnet, liefert noch keine Aussage darüber, in welchem Zustand sich eine Anlage befindet. So können beispielsweise im Laufe der Jahre entscheidende Bauteile einer Anlage ersetzt worden sein, das Inbetriebnahmejahr liefert hierüber jedoch keine Informationen. Unterscheidet man zwischen Kraftwerken der neuen und alten Bundesländer, kann davon ausgegangen werden, daß das Inbetriebnahmejahr der ostdeutschen Kraftwerke einen höheren Informationsgehalt über den Zustand einer Anlage enthält als dies bei westdeutschen Kraftwerken der Fall ist. Während westdeutsche Kraftwerke schon alleine durch die Einführung der GFAVO 1983 modernisiert wurden, wurden dagegen die Wartung und Revision ("Rekonstruktion") ostdeutscher Kraftwerke aus vielerlei Gründen weniger intensiv und oftmals nur notdürftig durchgeführt.

Im Nachfolgenden wird die Altersstruktur des ostdeutschen Kraftwerkparks (Stand 31.12.1989) wiedergegeben, unterschieden nach öffentlichen und industriellen Stromerzeugungsanlagen sowie nach Leistungsgrößen. Sofern möglich, wird mit der Altersstruktur des öffentlichen Kraftwerkparks der alten Bundesländer verglichen. Die Altersstruktur der industriellen Kraftwerke der alten Bundesländer liegt dem Autor nicht vor, ein Vergleich ist somit nicht möglich.

- Altersstruktur des öffentlichen Kraftwerkparks

In Bild 10 ist die Altersstruktur ostdeutscher öffentlicher Kraftwerke nach Inbetriebnahmejahren dargestellt. Es wurde die gleiche Klassifizierung nach Leistungsgruppen sowie Baujahren wie in /BMWi 1990/ zugrundegelegt, um mit der Altersstruktur des westdeutschen Kraftwerkparks vergleichen zu können. Rund 14 % der gesamten öffentlichen installierten Kraftwerkskapazität ist älter als 30 Jahre, ein Leistungsanteil von 44,3 % ist zwischen 17 und 30 Jahre alt, während rd. 42 % nicht älter als 15 Jahre ist. Bezieht man die Altersstruktur auf die Anzahl der Kraft-werks-blöcke, erhält man folgendes Bild: Ca. 30 % aller Kraftwerksblöcke sind älter als 30 Jahre, rd. 55 % sind zwischen 17 und 30 Jahre alt, lediglich 15 % aller Kraftwerksblöcke sind nicht älter als 15 Jahre.

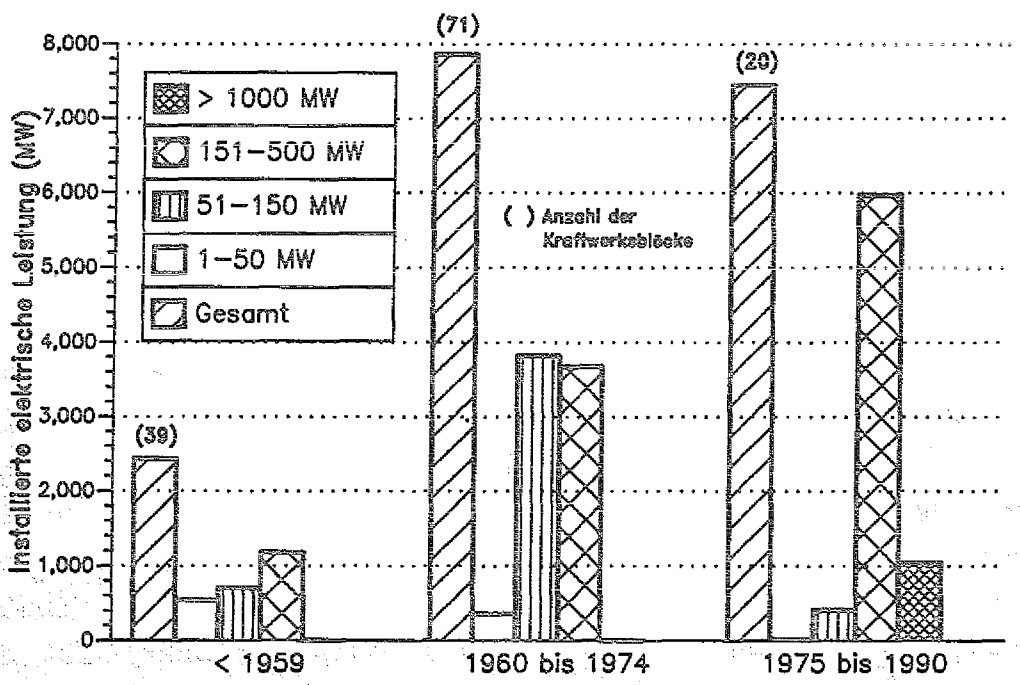


Bild 10: Altersstruktur (Inbetriebnahmejahr) der öffentlichen Kraftwerke in den neuen Bundesländern, unterteilt nach Leistungsgruppen (mit Pumpspeicher-KW)

Bild 11 enthält die Altersstruktur der vergleichbaren öffentlichen Wärmekraftwerke der alten Bundesländer. Ca. 5 % der installierten Kraftwerksleistung wurde vor 1959 errichtet (= ca. 20 % aller Kraftwerksblöcke), ein Leistungsanteil von rd. 41 % ist zwischen 16-30 Jahre alt (= 46,5 % aller Kraftwerksblöcke), während eine installierte Leistung von ca. 54 % (= 33,2 % aller Kraftwerksblöcke) nach 1975 errichtet wurde.

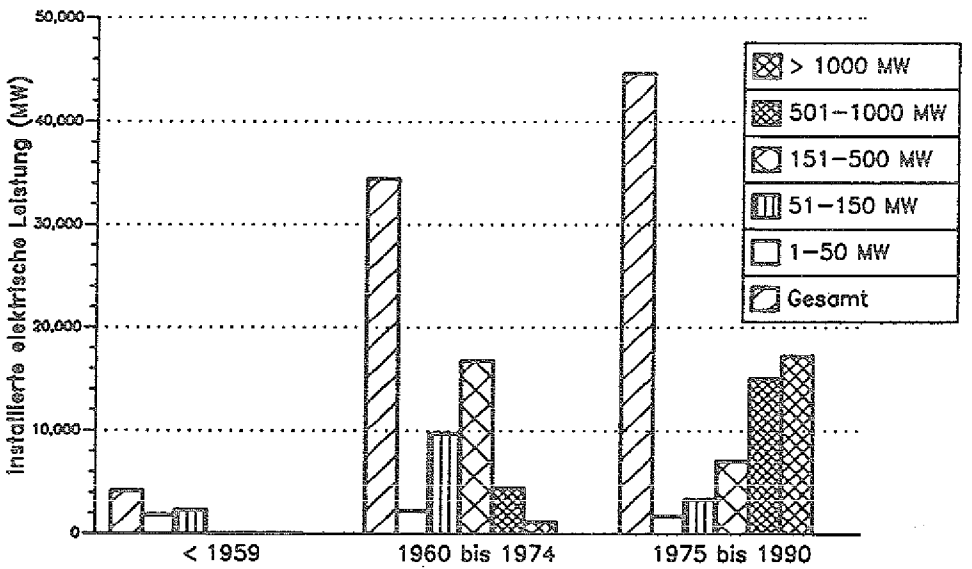


Bild 11: Altersstruktur (Inbetriebnahmejahr) der öffentlichen Wärmekraftwerke in den alten Bundesländern , unterteilt nach Leistungsgruppen /BMWi 1990/

Von Interesse ist auch ein Vergleich zwischen den Altersstrukturen der Verbundkraftwerke sowie den Kraftwerken der Regionalunternehmen in den neuen Bundesländern. Vergleicht man wiederum die Inbetriebnahmejahre, ergeben sich die in Bild 12 und 13 dargestellten Strukturen. Es zeigt sich, daß die Anlagen der Regionalunternehmen weitaus älter sind. Fast 55 % der gesamten installierten Leistung der Regionalunternehmen (= 59 % aller Kraftwerksblöcke) ist älter als 30 Jahre. Demgegenüber beträgt dieser Anteil bei den Verbundunternehmen lediglich 6,3 % (rd. 11 % der Kraftwerksblöcke). Ein Anteil von nur 17 % der installierten Leistung der Regionalunternehmen (rd. 6 % der gesamten Kraftwerksblöcke) wurde nach 1975 in Betrieb genommen, während dieser bei den Verbundunternehmen mit ca. 46,5 % (= 20 % aller Verbund-Kraftwerksblöcke) weitaus höher liegt. Die Altersstruktur der Verbundkraftwerke ist durch den

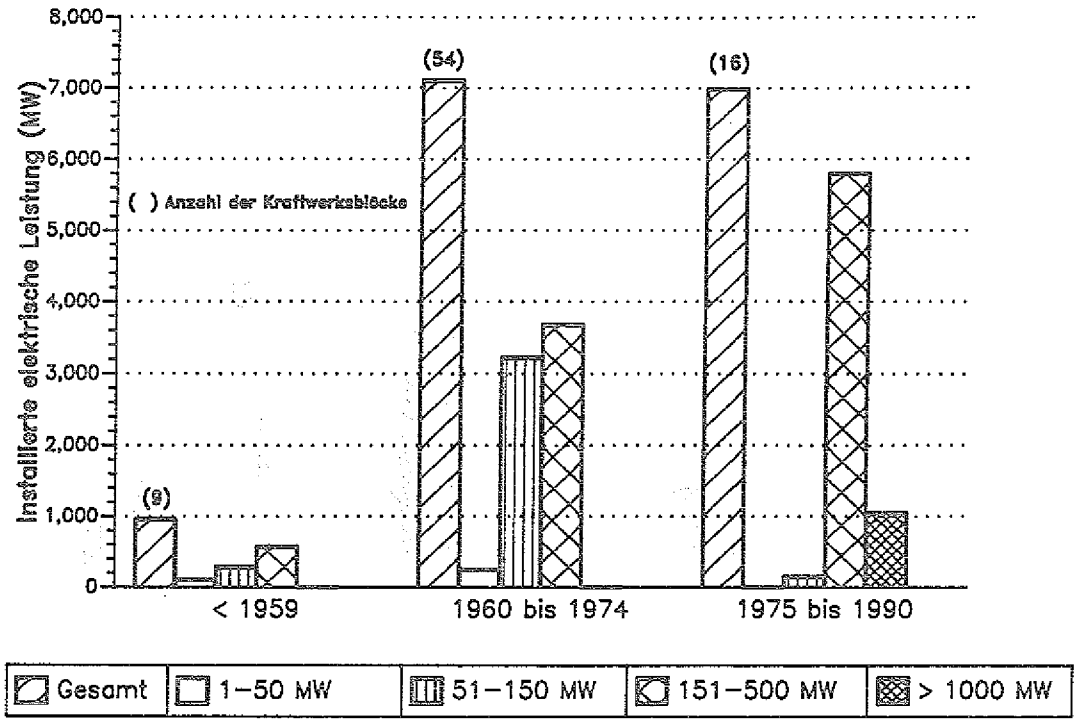


Bild 12: Altersstruktur (Inbetriebnahmejahr) der öffentlichen Verbundkraftwerke in den neuen Bundesländern, unterteilt nach Leistungsgruppen

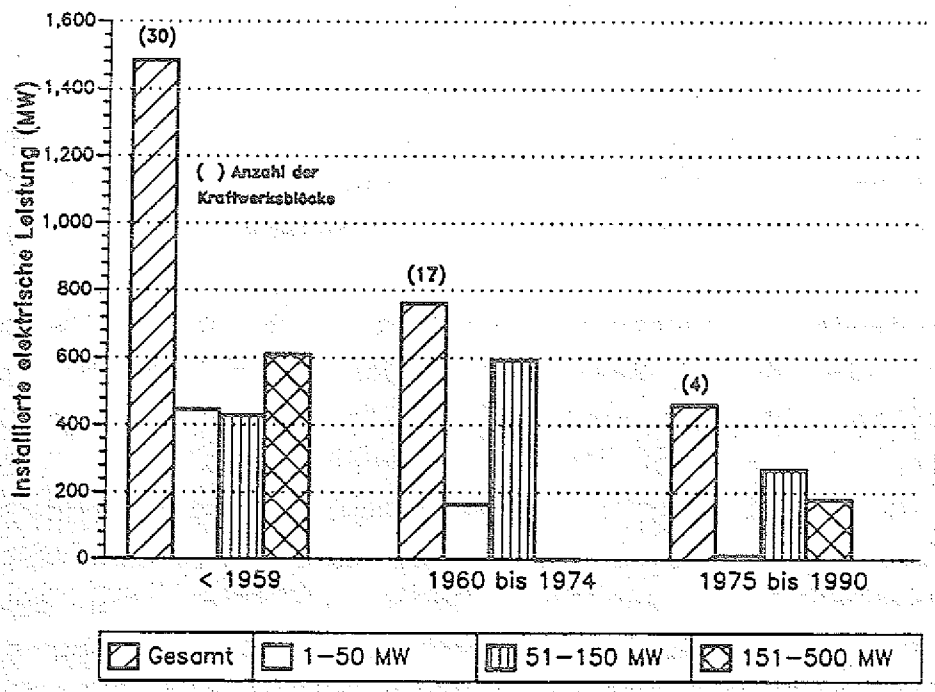


Bild 13: Altersstruktur (Inbetriebnahmejahr) der öffentlichen Regionalkraftwerke in den neuen Bundesländern, unterteilt nach Leistungsgruppen

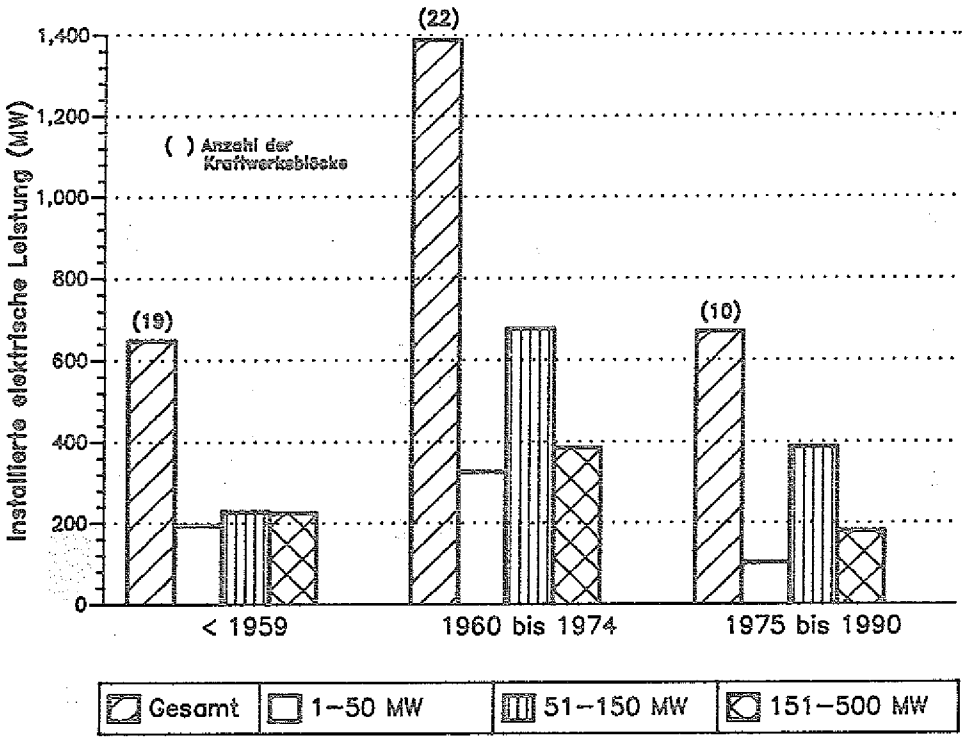


Bild 14: Altersstruktur der öffentlichen Regionalkraftwerke in den neuen Bundesländern, unterteilt nach Leistungsgruppen unter Berücksichtigung von Revisionsmaßnahmen

Zubau der 100 MW-, 210 MW- und 500 MW-Blöcke geprägt. Während in der Zeitspanne von 1960 bis 1970 100 MW- (28 Blöcke) und 210 MW-Anlagen (16 Blöcke) zugebaut wurden, dominiert für den Zeitraum 1975-1990 der Anteil der 500 MW-Anlagen (10 Blöcke).

Das vorliegende Datenmaterial enthält auch Informationen über Zeitpunkte, in denen Revisionen oder grundlegende Wartungen ("Rekonstruktionen") an einzelnen Kraftwerksblöcken durchgeführt wurden. Ersetzt man für diese Kraftwerksblöcke das Inbetriebnahmejahr durch das Jahr, in dem die Revision durchgeführt wurde, was praktisch einer Neuinbetriebnahme entspricht und behält für die Kraftwerksblöcke, an denen keine grundlegenden Revisionen durchgeführt wurde, das Inbetriebnahmejahr bei, ergibt sich für den gesamten Kraftwerkspark der Regionalunternehmen gegenüber Bild 13 eine veränderte Altersstruktur, die in Bild 14 dargestellt ist. Ca. 23,9 % der installierten Leistung (= 37 % aller Kraftwerksblöcke) ist dann älter als 30 Jahre, 24,8 % (= 19 % aller

Kraftwerksblöcke) wurden nach 1975 in Betrieb genommen oder gebaut, und ein Leistungsanteil von 51,3 % (= 43 % der Kraftwerksblöcke) ist dem Zeitraum von 1960-1974 zuzuordnen. Selbst bei Zugrundelegen der Rekonstruktionsjahre ergibt sich für die Anlagen der Regionalunternehmen ein im Vergleich zu den Verbundanlagen ungünstigeres Bild.

- Altersstruktur der industriellen Kraftwerke

Ein Vergleich zwischen den Altersstrukturen des west- und ostdeutschen industriellen Kraftwerksparks ist nicht möglich, da über die Industrie-Kraftwerke der alten Länder keinerlei Informationen vorliegen. Die Altersstruktur des industriellen Kraftwerkparks der ehemaligen DDR ist in Bild 15a dargestellt. Verglichen mit den zuvor diskutierten Altersstrukturen der öffentlichen Kraftwerke ist festzustellen, daß die Industrieanlagen mit Abstand die ältesten Kraftwerke sind. Fast 2/3 der gesamten installierten elektrischen Leistung (= 68 % aller Kraftwerksblöcke) ist älter als 30 Jahre, ca. 1/3 der elektrischen Leistung (= 28,2 % aller Kraftwerksblöcke) ist zwischen 15 und 30 Jahre alt, während lediglich ca. 1 % nach 1975 in Betrieb genommen wurde. Da fast 23 % der gesamten industriellen elektrischen Leistung vor 1959 in Betrieb genommen wurde, wird eine weitere Unterteilung des Zeitbereichs vor 1959 vorgenommen (Bild 15b). Fast 50 % der installierten Leistung (= 2/3 aller Industrieblöcke) der vor 1959 in Betrieb genommenen Industrie-Kraftwerke sind vor 1949 errichtet worden, ca. 35,9 % der installierten elektrischen Leistung (= 53 % aller Blöcke) wurden vor 1939 errichtet und in Betrieb genommen. Interessant ist in diesem Zusammenhang ein Vergleich, legt man die Rekonstruktionsjahre zugrunde. Wiederum wird davon ausgegangen, daß eine Revision und Wartung mit einer grundlegenden Modernisierung verbunden ist und ein Rekonstruktionsjahr mit einer Neuinbetriebnahme gleichzusetzen ist. Die Altersstruktur ist in Bild 16 dargestellt. Demnach wurden nach 1975 ca. 12 % der installierten Leistung (elektr.) (ca. 18 % aller industrieller Kraftwerksblöcke) in Betrieb genommen oder rekonstruiert. Fast 60 % der Leistung (ca. 44,8 % aller industrieller Kraftwerksblöcke) lassen sich einem Zeitraum von 1960 bis 1975 zuordnen.

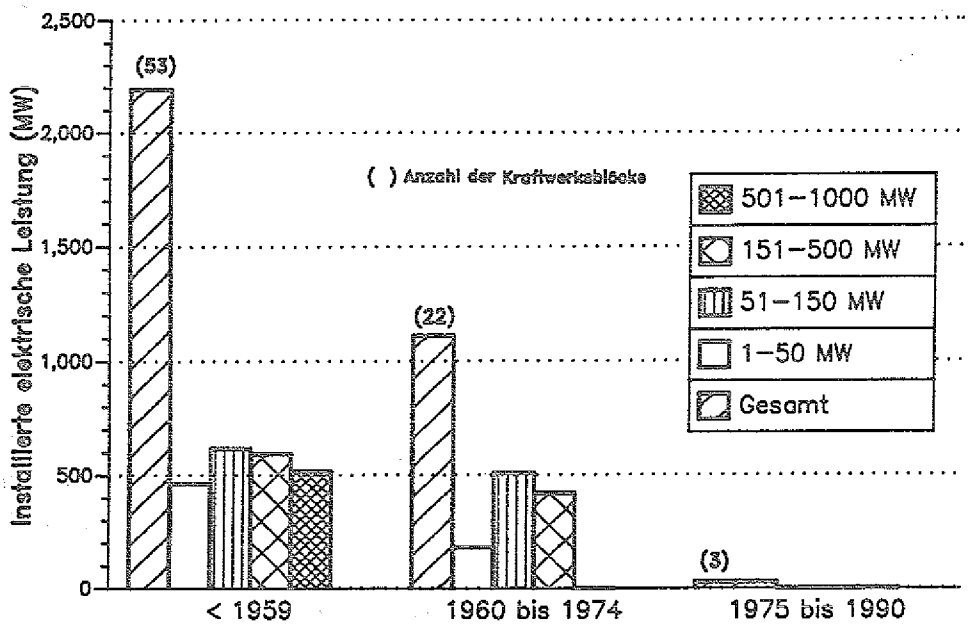


Bild 15a: Altersstruktur (Inbetriebnahmejahr) der industriellen Kraftwerke in den neuen Bundesländern, unterteilt nach Leistungsklassen

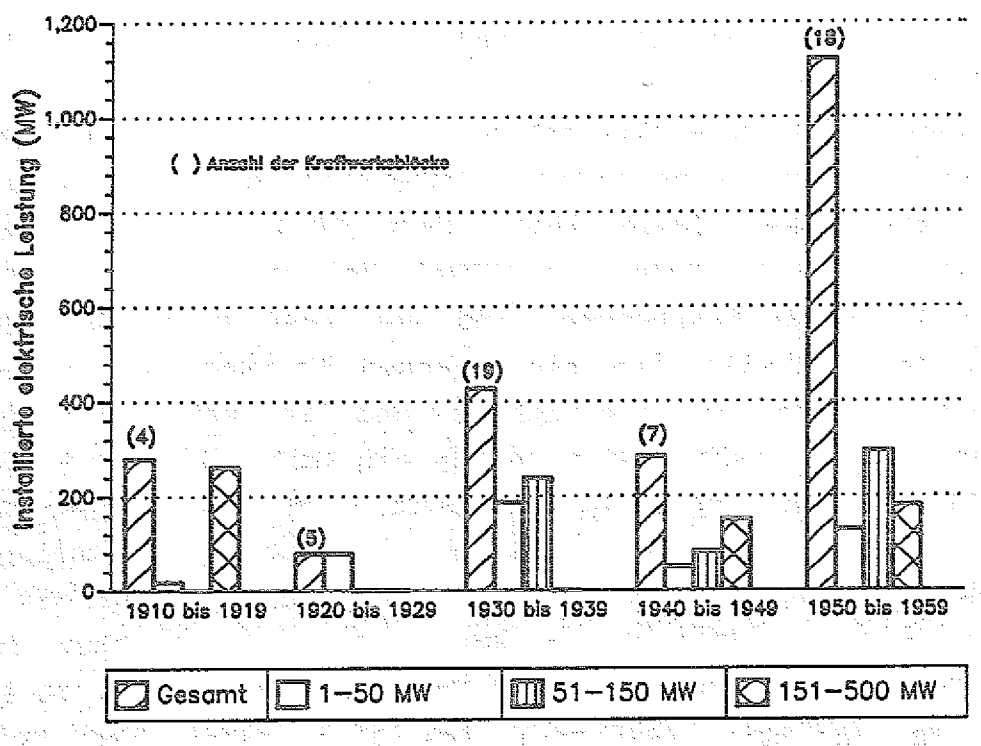


Bild 15b: Altersstruktur (Inbetriebnahmejahr) der vor 1959 errichteten industriellen Kraftwerke in den neuen Bundesländern, unterteilt nach Leistungsklassen

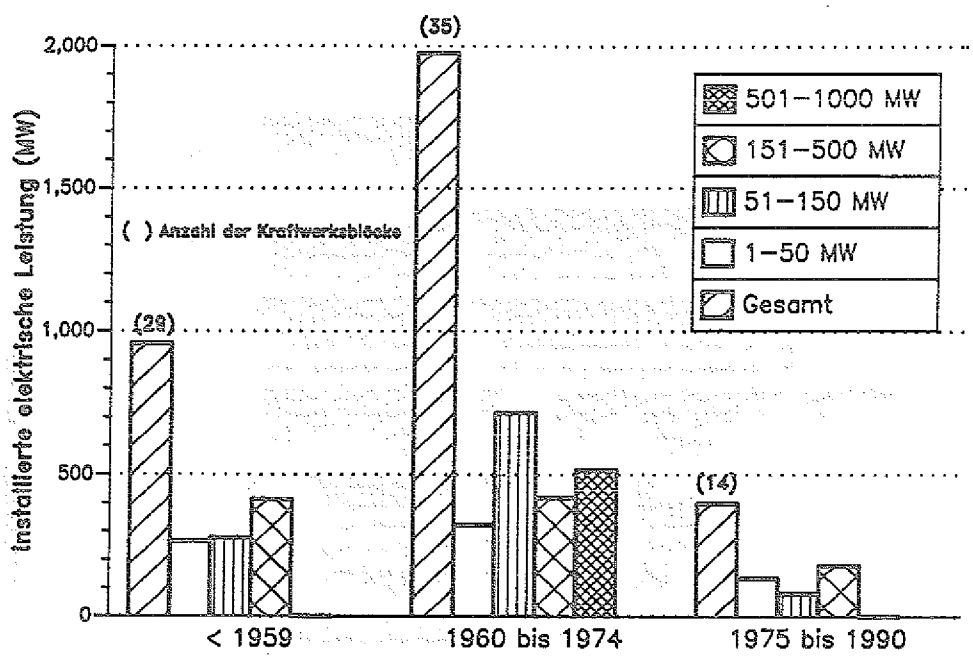


Bild 16: Altersstruktur der industriellen Kraftwerke in den neuen Bundesländern unter Berücksichtigung von Revisionsmaßnahmen, unterteilt nach Leistungsklassen

Während ein Leistungsanteil von ca. 28,7 % (= 37,2 % aller Kraftwerksblöcke) über 30 Jahre alt ist. Der Vergleich verdeutlicht, daß eine Betrachtung mit Rekonstruktionsjahren die Altersstruktur erheblich verschieben kann, und zeigt zudem, wie problematisch es ist, das Inbetriebnahmejahr als Bewertungsmaßstab zur Beurteilung des Zustandes einer Anlage heranzuziehen.

In Bild 17 sind die Altersstrukturen von Dampfturbinen, Dampferzeugern dargestellt. Als Vergleichsmaßstab ist die Altersstruktur der Dampfkraftwerke auf der Basis der Inbetriebnahmejahre aufgetragen. Die angegebenen prozentualen Anteilen beziehen sich für die Dampfturbinen auf die gesamte installierte elektrische Turbinenleistung, für die Dampferzeuger auf die gesamte Dampfkesselleistung sowie für die Kraftwerke auf die gesamte installierte elektrische Dampfkraftwerksleistung. Während zwischen der Altersstruktur von Dampfturbinen und installierter Kraftwerksleistung ein direkter Zusammenhang besteht, ist ein genauerer Vergleich der Altersstruktur der Dampfkessel und der Kraftwerke nur bedingt möglich, da die prozentualen Anteile der Dampfkesselstruktur auch

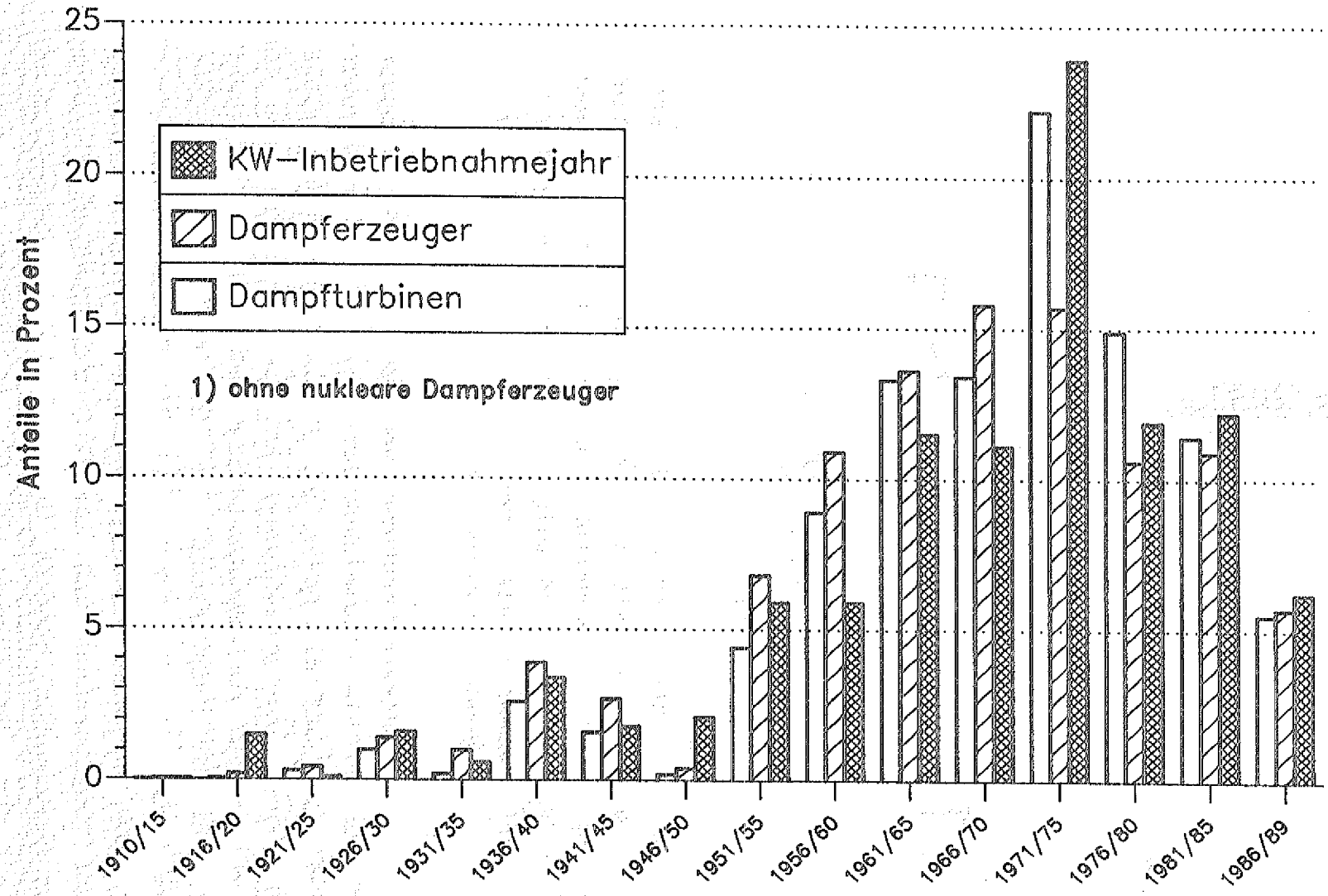


Bild 17: Altersstruktur nach Dampfturbinen, Dampferzeugern (ohne Kernkraftwerke) und Kraftwerksinbetriebnahmejahren; bezogen auf installierte Turbinenleistung, Kesselleistung, inst. elektr. Leistung

die industrielle Dampfproduktion sowie Dampfproduktion zu Fernwärmezwecken beinhaltet. Alle Profile weisen in etwa einen ähnlichen Verlauf auf.

Für den Zeitraum 71/75 weichen die prozentualen Anteile der Kraftwerksinbetriebnahmen bzw. der Dampfturbinen von dem der Dampfkessel erheblich ab. Ursache hierfür ist, daß die nuklearen Dampferzeuger in dem Bild nicht enthalten sind. Ein Vergleich der Altersstruktur von KW-Inbetriebnahmejahren und Dampfturbinenleistung zeigt, daß ein beträchtlicher Anteil der vor 1955 installierten Dampfturbinenleistung in den Jahren zwischen 1955 und 1970 ersetzt wurde. Es wird deutlich, daß mit dem Inbetriebnahmejahr nur bedingt eine Aussage über das Kraftwerksalter bzw. den Zustand eines Kraftwerkes getroffen werden kann. Ein Vergleich mit den in den alten Bundesländern bestehenden Altersstrukturen ist leider nicht möglich, da diese nicht veröffentlicht sind.

5. Emissionen

Tabelle 2 enthält eine Zusammenstellung von Emissionen (SO_2, NO_x, Staub, CO, CO_2) für mehrere Jahre, wie sie von verschiedenen Autoren angegeben werden. Die Zusammenstellung verdeutlicht, daß die Emissionsangaben mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Während sich für SO_2 ein noch fast einheitliches Bild darstellt, schwanken die anderen Emissionsangaben in erheblichen Bandbreiten. Besonder signifikant sind die Unterschiede bei den NO_x-Emissionen, die für ein Bezugsjahr bis zu 300.000 t betragen. Gleiches gilt für die Kohlenmonoxidemissionen. Selbst die Staubemissionsangaben, in der Regel gut erfaßbar, schwanken für 1989 in einer Bandbreite von 400.000 t. Die großen Unsicherheiten sind wahrscheinlich durch die unterschiedlichen Erhebungsmethodiken sowie die Unkenntnis der Anlagenbeschaffenheit zu erklären. Interesant ist der für 1985 angegebene SO_2-Ausstoß von 5 Mio t /UBA 1989/. Es handelt sich hierbei um die offizielle Emissionsmeldung der DDR-Regierung, zu der sie sich gemäß dem UN-ECE-Helsinki-Protokoll (vom 9.7.1985) verpflichtet hatte. Ein Vergleich mit anderen Abschätzungen des gleichen Jahres deutet darauf hin, daß die offizielle SO_2-Emissionsangabe ca. 300.000-400.000 t zu niedrig lag.

Bezugsjahr	SO2 Mio t	NOx 1000 t	Staub Mio t	CO Mio t	CO2 Mio t	Quellen
1989	5,18	899	1,96	3,93	334	/ Prognos 1992 /
	–	–	–	–	319	/ DIW 1991 /
	–	–	–	–	314	/ Bimbaum et al. 1991 /
	5,2	705	2,3	3,4	–	/ Voigtländer 1990 /
	5,19	996	–	–	–	/Grawe 1990 /
	5,2	–	2,06	–	–	/ GWE 1990 /
	5,25	700	2,1	3,75	335	/ BMWI 1991 b /
1988	5,2	950	2,2	–	–	/ Vogel 1990 /
	5,2	–	2,2	–	–	/ GWE 1990 /
	5,25	700	2,2	3,85	343	/ BMWI 1991 b /
1987	5,17	955	1,99	4,46	349	/ Prognos 1992 /
	–	–	–	–	331	/ DIW 1991 /
	–	–	–	–	337	/ Bimbaum et al. 1991 /
	5,15	950	–	–	370	/ Michaelis 1990 /
	–	–	–	–	410	/ Görgen et al. 1990 /
	5,56	–	2,33	–	–	/ GWE 1990 /
	–	–	–	–	343	/ BMU 1990 /
	5,6	700	2,35	4	348	/ BMWI 1991 b /
1986	5,38	–	2,33	–	–	/ GWE 1990 /
	5,4	660	2,35	3,75	343	/ BMWI 1991 b /
1985	5,34	–	2,33	–	–	/ GWE 1990 /
	5	955	–	–	–	/ UBA 1989 /
	5,4	670	2,35	3,7	342	/ BMWI 1991 b /
1982	4,9	570	–	–	–	/ DIW 1988 /
	5	857	–	1,02	–	/ Pacyna 1989 /
1980	4,3	630	2,5	3,5	313	/ BMWI 1991 b /
1975	4,1	610	2,7	2,95	299	/ BMWi 1991 b /

Tabelle 2: Energiebedingte Emissionen der ehemaligen DDR (verschiedene Literaturquellen)

In Tabelle 3 sind die absoluten Emissionen der Kraft- und Heizwerke aufgelistet sowie deren prozentuale Anteile an den Gesamtemissionen. Ca. 3/4 aller SO_2-Emissionen werden durch Kraftwerke verursacht, während der vergleichbare Anteil in den alten Ländern für 1989 ca. 41 % betrug. Mit Ausnahme des Kohlendioxids ist bei allen anderen prozentualen Anteilen der aufgeführten Schadstoffe für die alten Bundesländer eine abnehmende Tendenz zu beobachten. Ursache hierfür ist die Einführung gesetzlicher Vorschriften zur Begrenzung der Schadstoffausstöße.

Neue Bundesländer				
	SO_2 Mio t	NO_x 1000 t	Staub Mio t	CO_2 Mio t
1989	4,1 (78,3 %)	300 (42,5 %)	1,15 (55 %)	156 (46,5 %)
1985	4,05 (75,2 %)	290 (43 %)	1,3 (55 %)	150 (43,8 %
1980	3,15 (72,6 %)	240 (37,8 %)	1,5 (60 %)	127 (40,5 %)
1975	3,05 (74,5 %)	230 (38 %)	1,5 (55,5 %)	116 (38,8 %)
Alte Bundesländer				
1989	0,37 (41 %)	470 (17,4 %)	0,03 (9 %)	247 (35,9 %)
1985	1,5 (65,6 %)	760 (25,7 %)	0,09 (21 %)	249 (34,5 %)
1980	1,9 (54,2 %)	800 (27,4 %)	0,13 (27,8 %)	274 (35 %)
1975	1,75 (46,4 %)	660 (26 %)	0,16 (30,3 %)	235 (33 %)

Tabelle 3: Schadstoffemissionen aus Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugungsanlagen der alten und neuen Bundesländer; Umweltbundesamt in /BMWi 1991b/

Demgegenüber sind die prozentualen Schadstoffanteile der Stromerzeugung an den Gesamtemissionen in den neuen Bundesländern von 1975 bis 1989 fast konstant geblieben bzw.nur geringfügig angestiegen. Mit Ausnahme der Staubemissionens sind jedoch die absoluten Werte der Emissionen aus Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung angestiegen.

Ursache für den Rückgang der Staubemissionen ist der Einsatz effizienterer Elektrofilteranlagen in den großen Braunkohlekraftwerksblöcken.

Mit Ausnahme einer Trockenadditivversuchsanlagen sind die Kraftwerke in den neuen Bundesländern nicht mit Entschwefelungsanlagen ausgerüstet. Dementsprechend hoch lagen die SO_2-Emissionswerte, abhängig vom Schwefelgehalt der Braunkohle.

5.1 Grenzwerte und Fristen für Großfeuerungsanlagen

Mit Inkrafttreten des Einigungsvertrages gilt seit dem 1.7.1990 für Großfeuerungsanlagen der neuen Bundesländer die 13. BImSchV. Sofern Vorschriften der Verordnung die Durchführung von Maßnahmen oder die Abgabe bestimmter Verzichtserklärungen des Betreibers innerhalb bestimmter Fristen vorsehen, verlängern sich diese laut Einigungsvertrag um ein Jahr (Tabelle 5).

Wichtige Termine sind der 30.6.1992 sowie der 1.5.1996. Bis zum 30.6.1992 müssen die Betreiber entschieden haben, welche Kraftwerke mit einer Restnutzungsdauer bzw. unbegrenzt (Nachrüstung erforderlich) betrieben werden. Die erklärten Restnutzungsstundendauern zählen ab dem 1.7.1992, der mit einer Restnutzungsstundendauer verknüpfte SO_2-Emissionsgrenzwert ist erst ein Jahr danach zum 1.7.1993 einzuhalten. Die Einhaltung dieses Grenzwertes dürfte - wie im nachfolgenden noch näher erläutert wird - in Anbetracht der momentanen Emissionswerte erhebliche Schwierigkeiten mit sich bringen. Zum 1.7.1996 muß die Nachrüstung von Anlagen, deren Feuerungswärmeleistung größer als 300 MW ist und für die keine Restnutzungsstundendauer erklärt

ab 01.07.1990	- Inkrafttreten der 13.BIMSchV ,Fristbeginn laut Einigungsvertrag
bis 30.06.1992	- Schriftliche Erklärung der Restnutzungsstundendauer bzw. evtl. Herabsetzung der Feuerungswärmeleistung
ab 01.07.1992	- Beginn der Restnutzungsstundendauer
bis 31.12.1992	- Herabsetzen der Feuerungswärmeleistung
ab 01.07.1993	- Einhaltung der SO2 - Emissionsbegrenzung nach § 20 Abs. 1 bei Verwendung eines schwefelarmen Brennstoffes
ab 01.07.1996	- Anlagen, für die keine Restnutzungsstundendauer erklärt wurde und weiterbetrieben werden, haben den Grenzwert für SO2 einzuhalten
	- Einhaltung Staubgrenzwert § 17
	- Einhaltung CO-Grenzwert §18
	- Einhaltung NOx-Grenzwert § 19
ab 01.04.1999	- Ablauf aller Ausnahmeregelungen u. Restnutzungsstundendauern, Grenzwerte für Neuanlagen nach § 3-16 (2.Teil) sind einzuhalten

Tabelle 5: Fristen der 13. BIMSchV für Großfeuerungsanlagen in den neuen Bundesländern

wurde, abgeschlossen sein. Ab diesem Zeitpunkt müssen diese Anlagen einen Grenzwert von 400 mg/m^3 unter Berücksichtigung eines Schwefelemissionsgrades von 15 % einhalten. Zum 1.7.1999 laufen alle Ausnahmeregelungen aus sowie alle Restnutzungsstundendauern ab. Zu diesem Zeitpunkt haben alle Anlagen die für die jeweiligen Leistungsbereiche für Neuanlagen geltenden Grenzwerte einzuhalten. Die Herabsetzung der Feuerungswärmeleistung dürfte vor dem Hintergrund der TA-Luft als Maßnahme nicht in Frage kommen.

In Tabelle 6 sind die unter Berücksichtigung der Restnutzungsdauern vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte aufgeführt. Für Anlagen über 300 MW_{th} mit befristeter Restnutzung oder unter 300 MW_{th} mit unbefristeter Restnutzung muß bis zum 1.7.1993 eine Umstellung auf schwefelarme Brennstoffe erfolgen. Hierbei geht es um die Einhaltung des Grenzwertes von 2500 mg/m^3 (entspricht einem S-Gehalt bei Steinkohle von ca. 1,4 %). In Ausnahmefällen kann auch eine Anhebung des SO_2-Emissionsgrenzwertes auf 3200 mg/m^3 genehmigt werden. Mit dieser Ausnahmeregelung sollte in den alten Bundesländern den überalterten Ballaststeinkohlekraftwerken Rechnung getragen werden. Angesichts der momentan vorherrschenden Situation in den neuen Bundesländern ist davon auszugehen, daß der SO_2-Grenzwert von 3200 mg/m^3 eher die Regel und der Wert von 2500 mg/m^3 die Ausnahme darstellen wird. Selbst die Einhaltung des Grenzwertes von 3200 mg/m^3 dürfte erhebliche Schwierigkeiten bereiten. Nach /VOIGTLÄNDER 1990/ liegt der momentane SO_2-Emissionswert von über 70 % aller Großfeuerungsanlagen (bezogen auf die Dampfkesselleistung) oberhalb 2500 mg/m^3; der SO_2-Emissionswert von ca. 50 % aller Großfeuerungsanlagen ist größer als 3200 mg/m^3. Für die öffentliche Stromversorgung stellt sich die Situation noch drastischer dar. Der SO_2-Wert von ca. 83 % der gesamten Dampfkesselleistung beträgt über 3200 mg/m^3 /Voigtländer 1990/. Die Emissionswerte liegen vorwiegend in einem Bereich von 4000 bis 6000 mg/m^3; in Einzelfällen werden Spitzenwerte von über 10000 mg/m^3 erreicht.

Die NO_x-Emissionswerte liegen bei den derzeitigen Braunkohlenkraftwerken in einem Bereich von 200-600 mg/m^3, der größte Teil davon in einem Bereich von 220 bis 350 mg/m^3 (als NO_2) /VOIGTLÄNDER 1990/. Es ist davon auszugehen, daß die Einhaltung eines Grenzwertes von 200 mg/m^3 alleine mit Primärmaßnahmen möglich ist.

Der momentane durchschnittliche Staubgehalt für Großfeuerungsanlagen beträgt ca. 1000 mg/m^3. Die Staubkonzentrationen von Dampferzeugern mit einer Leistung von > 300 MW_{th} lagen 1989 in einem Bereich von 100-700 mg/m^3, wobei der Bereich von 300-600 mg/m^3 am häufigsten war /VOIGTLÄNDER 1990/.

Frist	Staub	NOx	CO	SO2		
zum 01.07.1990	–	–	–	–		
zum 30.06.1992	–	–	–	–		
zum 01.07.1993	(TGL) 150 mg	–	–	> 30000 h	30000 h	10000 h
				–	2500 mg (3200 mg)	–
zum 01.07.1996	80 mg	200 mg	250 mg	400 mg und 15% Emissionsgrad (> 300 MW th)	2500 mg (3200 mg)	–
zum 01.04.1999	80 mg	200 mg	250 mg	Ablauf aller Ausnahmeregelungen u. Restnutzungsstundendauern		
				> 300 MW th	100 - 300 MW th	= < 100 MW th
				400 mg und 15 %	2000 mg und 40 %	2000 mg (2500 mg)

Neuanlagen

50 mg	200 mg	250 mg	> 300 MW th	100 - 300 MW th	= < 100 MW th
			400 mg und 15%	2000 mg und 40%	2000 mg (2500 mg)

Tabelle 6: Fristen und Emissionsgrenzwerte nach GFAVO für braunkohlegefeuerte Großfeuerungsanlagen in den neuen Bundesländern

Die 500 MW_{el}-Kraftwerksblöcke sind mit Entstaubungsanlagen ausgestattet, die Reingasstaubkonzentrationen liegen in einem Bereich von 100-150 mg/m^3. Der Staubemissionswert für die 210 MW_{el}-Blöcke beträgt ca. 500 mg/m^3, für die 100 MW_{el}-Blöcke ca. 150-1000 mg/m^3. Vor dem Hintergrund, daß der durchschnittliche Staubgehalt aller Großfeuerungsanlagen mit ca. 1000 mg/m^3 angegeben wird, muß der Staubgehalt der Anlagen zwischen 50 und 300 MW_{th} weit über diesem Wert liegen.

5.2 Auswirkungen der 13. BImSchV auf den Kraftwerkspark

Über die Auswirkungen der Großfeuerungsanlagenverordnung auf den ostdeutschen Kraftwerkspark (Nachrüstung oder Stillegung) liegen zum momentanen Zeitpunkt nur wenige und ungenaue Informationen vor. Die Gesamtanzahl der unter die GFAVO fallenden Feuerungsanlagen ist nicht genau bekannt. Die Zahl schwankt von 278 (mehr als 100.000 MW Feuerungswärmeleistung) /VOIGTLÄNDER 1990/ bis 336 (= 96.000 MW Feuerungswärmeleistung) Anlagen /STEINBERG 1991/.

Verbundkraftwerke

Die Entscheidung darüber, ob ein Kraftwerk nachgerüstet oder mit einer Restnutzungsdauer weiterbetrieben wird, hängt im wesentlichen vom Zustand der Anlage und somit von der Wirtschaftlichkeit ab. Zur Beurteilung des technischen Zustandes und zur Feststellung des Wertes eines Kraftwerks wurden von den neu gegründeten Energieversorgungsunternehmen sogenannte "Machbarkeitsstudien" angefertigt. Momentane Vorstellungen /KRÄMER 1991b/, die auf Machbarkeitsstudien basieren, gehen davon aus, daß lediglich 8 der 500 MW-Blöcke mit vertretbarem wirtschaftlichen Aufwand nachgerüstet werden könnten, während sich eine Nachrüstung der 210 MW- und 100 MW-Blöcke nicht lohnt. Andere Schätzungen /STEINBERG 1991/, die 1990 durchgeführt wurden und nicht auf Machbarkeitsstudien basieren, gehen davon aus, daß 70 % der bestehenden Kraftwerksanlagen (im wesentlichen die 210 MW- und 500 MW-Blöcke) auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nachrüstbar seien.

Schätzungen von /KRÄMER 1991a, SCHMIDT 1991/ kommen zu dem Ergebnis, daß nach einer Umstrukturierungsphase der Braunkohlenkraftwerkspark der VEAG AG nur noch 8000 MW umfassen wird. Ausgehend vom momentanen Bestand (ca. 12.500 MW) würden demnach 4500 MW Braunkohlenkraftwerkskapazität bis spätestens zum 1.7.1996 stillgelegt.

Regional- und Industriekraftwerke

Die Situation der regionalen EVU gestaltet sich komplexer, da die meisten Kraftwerke sowohl Strom als auch Fernwärme bereitstellen. Während die durch Stillegungsmaßnahmen ausfallende Stromproduktion durch Verbundkraftwerke oder über Stromeinkauf kompensiert werden kann, ist dies bei der Versorgung mit Fernwärme nicht möglich. Unter Berücksichtigung der Auslegung der regionalen Fernwärmesysteme ist davon auszugehen, daß selbst eine Nachrüstung von Heizkraftwerken, die eine zeitweise Außerbetriebnahme erfordert, erhebliche Probleme mit sich bringen wird. Detaillierte Informationen über Stillegungen oder Nachrüstungen regionaler Strom- und Fernwärmeerzeugungsanlagen bestehen momentan nicht. Schätzungen des ehemaligen Ministeriums für Umwelt, Naturschutz, Energie und Reaktorsicherheit (MUNER) der DDR aus dem Jahre 1990 gingen davon aus, daß von der gesamten Leistung aller Heizkraftwerke sowie Industriekraftwerke (ca. 6100 MW) ein Drittel der Leistung nachgerüstet, ein Drittel von festem Brennstoff auf Gas oder Öl umgestellt sowie ein Drittel stillgelegt werden.

Über die GFAVO bedingte Stillegung oder Nachrüstung der Industriekraftwerke besteht weitgehend Unklarheit. Zudem gilt es zu beachten, daß aufgrund der Stillegung von Industriebetrieben sowie -zweigen Industriekraftwerke stillgelegt werden, da die Stromnachfrage nicht mehr besteht oder rapide zurückgegangen ist. Wie zuvor diskutiert, ist die Gruppe der industriellen Anlagen mit Abstand die älteste im Vergleich zu den Verbund- oder Regional-Kraftwerken. Es ist daher sehr wahrscheinlich, daß ein Großteil der Anlagen stillgelegt wird, die Schätzung des MUNER dürfte daher eher optimistisch sein.

Problematisch erscheint zudem die Einhaltung des SO_2-Emissionsgrenzwertes für Anlagen mit einer Restnutzungsdauer von 30.000 h. Die Einhaltung des Grenzwertes von 3200 mg/m^3 vor dem Hintergrund der hohen Schwefelgehalte der ostdeutschen Braunkohle läßt sich selbst bei Nachrüstung mit einem Trockenadditivverfahren nicht einhalten. Für den Großteil dieser Anlagen ist davon auszugehen, daß Ausnahmeregelungen gemäß § 33 der GFAVO zugelassen werden, da sie sonst ab dem 1.7.1993 stillgelegt werden müßten. Eine andere Alternative wäre die Umstellung von Anlagen von Braunkohle auf Öl- oder Erdgasbasis, was allerdings aus technischen und logistischen Gründen nur bedingt machbar ist. Eine Stillegung könnte insbesondere für Regionalunternehmen bedeuten, daß die Versorgungssicherheit für Strom und insbesondere für Fernwärme nicht mehr gewährleistet wäre. In diesem Punkt wird deutlich, daß die Großfeuerungsanlagenverordnung, die seinerzeit auf den westdeutschen Kraftwerkspark zugeschnitten war, den Verhältnissen in den neuen Bundesländern nur bedingt Rechnung trägt. Angesichts der vielen Ausnahmeregelungen, die getroffen werden müssen, stellt sich die Frage, ob die Änderung der GFAVO in einigen Punkten (insbes. § 20) und deren Aufnahme in den Einigungsvertrag nicht die problemadäquatere Lösung gewesen wäre.

5.3 Stillegungen

Im Jahre 1990 wurde die gesamte installierte Leistung der Kernkraftwerke (1830 MW) stillgelegt. Dies waren die Blöcke 1 bis 4 in Greifswald (4 x 440 MW) sowie das Kraftwerk Rheinsberg mit einer Leistung von 70 MW. Eine Wiederinbetriebnahme dieser Kraftwerksblöcke dürfte unwahrscheinlich sein. Welche von den in Bau befindlichen Kernkraftwerken fertiggestellt und betrieben werden, ist ebenfalls ungewiß. Hierbei handelt es sich um die Blöcke 5-8 in Greifswald (4 x 440 MW) sowie zwei 1000 MW-Blöcke in Stendal.

Über die im Jahr 1990 vom Netz genommenen Braunkohlenkraftwerke herrscht Unklarheit. Schätzungen schwanken von 90-276 MW. Der Rückgang der Kraftwerksleistung ist bei weitem nicht so hoch wie

bei der Stromerzeugung. D.h. der Rückgang der Stromerzeugung ist im wesentlichen auf eine verminderte Auslastung und nicht auf die Stillegung von Braunkohlenkraftwerken zurückzuführen.

5.4 Geplante Kraftwerksprojekte

Für die zukünftige Stromversorgung in den neuen Bundesländern ist derzeit (Stand April '92) der Neubau von 550 MW-Kraftwerksblöcken in Lübeck und Rostock /VEEN et al. 1992/ sowie 2 x 300 MW-Blöcken in Zwickau geplant. Als Energieträger ist in allen Blöcken Importsteinkohle vorgesehen.

Das Heizkraftwerk Nossener Brücke in Dresden soll 1994/1995 durch ein Kombi-Kraftwerk ersetzt werden.

Im Industriesektor soll für die BUNA-Werke in Sachsen-Anhalt ein 750 MW-Kraftwerk zur Strom- und Dampfproduktion auf Braunkohlenbasis mit Hilfe der VEBA Kraftwerke Ruhr AG errichtet werden. Weitere konkrete Planungen im Industriesektor sind zum momentanen Zeitpunkt nicht bekannt.

Die VEAG AG erwägt den Bau eines Pumpspeicherkraftwerks mit einer Leistung von 6 x 175 MW bei Goldisthal in Thüringen. Darüber hinaus sind an den Standorten Boxberg und Schwarze Pumpe (gemeinsam mit der ESPAG) Braunkohle-Neuanlagen mit jeweils 2 x 800 MW geplant. Derzeit wird der Bau von zwei 750 MW Steinkohlekraftwerksblöcken in Stendhal überprüft.

Ausgehend von zwei Stromverbrauchsszenarien wird in einer vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung angefertigten Studie /DIW 1991/ davon ausgegangen, daß die gesamte Engpaßleistung im Jahre 2005 in einem Bereich von ca. 16000 bis 17800 MW liegen wird (Bild 18). Dies bedeutet einen Rückgang gegenüber dem Jahr 1990

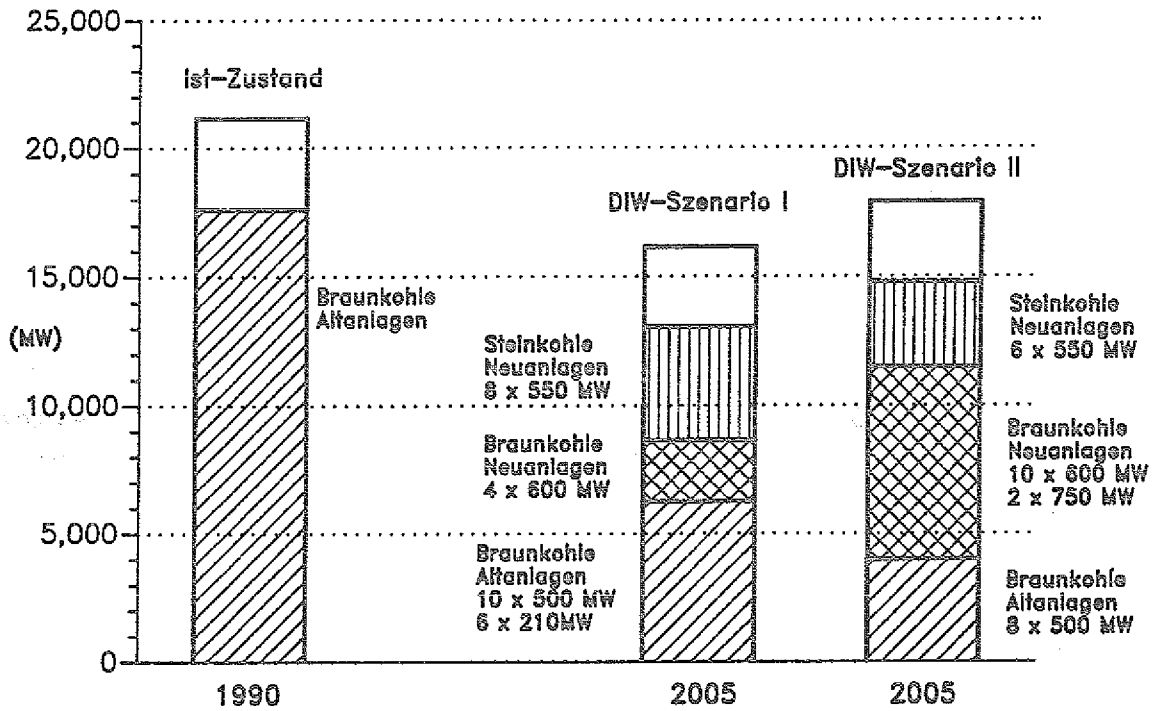


Bild 18: Mögliche Entwicklung der Bruttoengpaßleistung in den neuen Bundesländern bis zum Jahre 2005 nach /DIW 1991/

von 15 bis 24 % an Leistungskapazität. Von den großen Verbundkraftwerken werden 4000 MW bis 7000 MW verbleiben. Hieraus resultiert, daß eine Braunkohlenkapazität von 9000-13600 MW stillgelegt wird. Ausgehend von derzeitigen Überlegungen der Kraftwerksbetreiber /KRÄMER 1991b/ zur Nachrüstung von Altanlagen kann davon ausgegangen werden, daß lediglich 4000 MW (8 x 500 MW-Blöcke) der Altanlagen mit Rauchgasentschwefelungsanlagen nachgerüstet werden.

Literaturverzeichnis

/BMU 1990/
Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Bericht des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Reduzierung der CO_2-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2005. Bonn 1990

/BMWi 1990/
Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1989. Statistischer Jahresbericht des Referates Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft, III B 2

/BMWi 1991a/
Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Hrsg.: Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Determinanten in der ehemaligen DDR - Kurzfassung. Untersuchung im Auftrag des BMWi, Bonn, durchgeführt vom DIW. BMWi-Studienreihe Nr. 74, Bonn, Juli 1991

/BMWi 1991b/
Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Hrsg.: Energie Daten '90. Entwicklung für die Bundesrepublik Deutschland. Bonn, Dez. 1991

/DIW 1988/
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): SO_2- und NO_x-Emissionen in der DDR 1982. Beiträge zur Strukturforschung Heft 102, 1988. Duncker & Humblot Verlag, Berlin 1988

/DIW 1991/
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): Ermittlung und Bewertung von CO_2-Minderungspotentialen in den neuen Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland. Untersuchung im Auftrage des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Bonn, August 1991

/Effenberger et al. 1991/
Effenberger, H.; Reichel, W.-Ch.: Stand und Entwicklung der Elektroenergie- und Wärmeversorgung in den neuen Bundesländern. BWK Bd. 43 (1991) Nr. 12, Dez., S. 547-553

/Görgen et al. 1990/
Görgen, R.; Wolberg, J.: Energieaufkommen und -verwendung in der DDR. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 40. Jg. (1990) Heft 3, S. 110-116

/Grawe 1990/
Grawe, J.: Die stromwirtschaftliche Zusammenarbeit zwischen der Bundesrepublik Deutschland und der DDR. Vortrag 11. Hochschultage Energie am 1./2.10.1990 in Essen, Tagungsbericht (RWE Energie Hrsg.) S. 13/33

/GWE 1990/
Gesellschaft für wirtschaftliche Energienutzung, GWE (Hrsg.): Energiebilanz 1989. DDR-Zahlendokumentation zur Abrechnung der Komplexbilanz Energie der DDR 1989. Leipzig 1990

/Krämer 1991a/
Krämer, H.: Perspektiven der Energieversorgung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 41. Jg. (1991) Heft 7, S. 442/445

/Krämer 1991b/
Krämer, H.: Perspektiven der Stromwirtschaft in den neuen Bundesländern. VGB Kraftwerkstechnik 71/1991, Heft 6, S. 525/531

/Michaelis 1990/
Michaelis, H.: Sanieren - Erneuern - Stillegen. Perspektiven der Energiewirtschaft in einem vereinten Deutschland. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 40. Jg. (1990) Heft 5, S. 288/295

/NRW 1990/
Kohlekraftwerke der Zukunft. Stand der Entwicklung und Planung neuer Kraftwerkstechnologien. Minister für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.), März 1990

/ORGEB 1990/
"Jahresbericht 1989 - Statistische Übersichten zur Verfügbarkeit von Kraftwerksanlagen". ORGEB-Institut für Kraftwerke - Betrieb des VE-Kombinates Braunkohlenkraftwerke. Interner Bericht 1990

/Pacyna 1989/
Pacyna, J.M.: Emissions of Major Air Pollutants Emitted in Eastern Europe, Norwegian Institute for Air Research. NILU 48/1989, September 1989

/Prognos 1992/
PROGNOS AG: Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik bis zum Jahre 2010 unter Einbeziehung der fünf neuen Bundesländer, Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft, Basel 1992

/RIESNER 1990/
Riesner, W.: Elektrizitätswirtschaft in der DDR und in der Bundesrepublik. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 40.Jg.(1990), Heft 7, S. 470-474

/Schiffer 1991/
Schiffer, H.-W.: Energiemarkt '90. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 41. Jg. (1991) Heft 3, S. 154/173

/Schiffer 1992/
Schiffer, H.-W.: Energiemarkt '91. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 42. Jg. (1992) Heft 3, S. 154/174

/Schmitt 1991a/
Schmitt, F.J.: Aufbau der Elektrizitätswirtschaft. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 41. Jg (1991) Heft 7, S. 436/441

/Schmitt 1991b/
Schmitt, F.J.: Die Modernisierung der Elektrizitätsversorgung in den neuen Bundesländern. Eine Aufgabe der westdeutschen Versorgungswirtschaft. Vortrag anläßlich der Wintertagung des Deutschen Atomforum e.V. "Kernenergie im geeinten Deutschland" am 29./30.01.1991

/Schnug 1991/
Schnug, A.: Elektrizitätswirtschaft. BWK Bd. 43 (1991) Nr. 4 - April, S. 181/193

/Steinberg 1991/
Steinberg, K.-H.: Energieversorgung und deren Umweltauswirkungen - Stand und Entwicklung. atomwirtschaft, April 1991, S. 170/174

/UBA 1989/
Umweltbundesamt Berlin (Hrsg.): Daten zur Umwelt 1988/1989, Erich Schmidt Verlag, Berlin 1989

/VDEW 1991/
Eigenstromverbrauch für den Umweltschutz. Brennstoff-Wärme-Kraft Bd.43 (1991) Nr.12-Dezember, S. 540

/Veen et al. 1992/
Veen, J.; Bucholz, F.; Christoph, W.; Pagel, P.: A 500 MWe Coal fired CHP plant for Rostock. Modern Power Systems Supplement, Febr. 1992, S. 38/48

/VIK-Statistik 1991/
Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK), Hrsg.: Statistik der Energiewirtschaft 1899/90, Verlag Energieberatung GmbH, Essen 1991

/Vogel 1990/
Vogel, M.: Möglichkeiten einer marktwirtschaftlichen Energieversorgung in der DDR. Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE) 2/1990, S. 130-141

/Voigtländer 1990/
Voigtländer, P.: Stand der Emissionen von Luftschadstoffen aus DDR-Kraftwerken - Schwefeldioxid, Stickoxide, Staub. Vortrag im Rahmen des VGB-Seminars "Rauchgasreinigung und Reststoffentsorgung in Kraftwerken" am 29. und 30. November in Cottbus

/ZfK 1991/
"STEAG braucht den Ostverbund". ZfK, Juli 1991, S. 6

Berichtsreihe

Angewandte Systemanalyse

der Programmgruppe S T E

Nr. 1
Schmitz, K., Niehaus, K., Rath-Nagel, St., Voß, A.
Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland - Untersuchung mit Hilfe eines dynamischem Simulationsmodells,
JÜL-Spez-1, Bd. I, Nov. 1977

Schmitz, K. et al.
Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland - Untersuchung mit Hilfe eines dynamischem Simulationsmodells,
JÜL-Spez-1, Bd. II, Nov. 1977

Nr. 2
Bohn, Th., Eich, P., Hansen, U., Jehle, B.
Künftige Stromgestehungskosten von Großkraftwerken,
JÜL-Spez-2, Nov. 1977

Nr. 3
Wibbe, H.-B.
Probleme der kurzfristigen Markteinführung eines nuklcaren Fernenergiesystems - eine Betrachtung aus Abnehmersicht für einen räumlich begrenzten Markt,
JÜL-1486, Febr. 1978

Nr. 4
Jehle, B.
Einsatzmöglichkeiten und Einsatzbeispiele der Kernenergie in NRW unter besonderer Berücksichtigung ihres Beitrages zur Strukturverbesserung,
JÜL-Spez-11, Juni 1978

Nr. 5
Hensel, W.
Beitrag zur Standardisierung der Standortbestimmung von Kernkraftwerken,
JÜL-Spez-12, Juni 1978

Nr. 6
von Lojewski, D.
Wärme-, Strom- und Synthesegasversorgung von Ballungsräumen durch Fernenergie - aufgezeigt am Großraum Köln,
JÜL-1516, Juni 1978

Nr. 7
Lenhardt, W.
Entwicklung des Strombedarfs in der Bundesrepublik Deutschland und alternative Möglichkeiten seiner Deckung,
JÜL-Spez-18, Juli 1978

Nr. 8
Kolb, G. (Redaktion) gemeinsam mit KFA/IRE, KFA/PTH, HRB, GHT
Studie über die Wirtschaftlichkeit der Strom erzeugung mit Hochtemperatur-Reaktoren,
JÜL-1527, Aug. 1978

Nr. 9
Meliß, M.
Möglichkeiten und Grenzen der Sonnen energienutzung in der Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von Niedertemperatur-kollektoren - Grundlagen, Technische Systeme, Wirtschaftlichkeit,
JÜL-Spez-25, Dez. 1978

Nr. 10
Wagner, H.J.
Der Energieaufwand zum Bau und Betrieb ausgewählter Energieversorgungstechnologien - eine nettoenergetische Analyse,
JÜL-1561, Dez. 1978

Nr. 11
Bartholdi, J.
Einführung der Nuklearen Fernenergie - umweltbedeutsame Konsequenzen und deren Bewertung,
JÜL-1573, Jan. 1979

Nr. 12
Egberts, G.
Kostenoptimale Entwicklungsperspektiven des Raumheizungssektors im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland,
JÜL-Spez-41, Juni 1979

Nr. 13
Düring, K.
Transport- und Verteilungskosten konventioneller Systeme zur Wärmeversorgung der Bundesrepublik Deutschland,
JÜL-Spez-57, Okt. 1979

Nr. 14
Leimkühler, K.
Metallische Rohstoffe - Rezyklierung - Energieeinsatz. Untersuchung mit Hilfe eines Simulationsmodells,
JÜL-Spez-44, Juli 1979

Nr. 15
Lenhardt, W., Schwefel, H.P., Sievert, D. et al.
Ein Energieversorgungsmodell zur Langfristprognose der Umwandlungskapazitäten,
JÜL-Spez-63, Dez. 1979

Nr. 16
Kollmann, H.
Die räumliche Wärmebedarfsverteilung der Haushalte und Kleinverbraucher in der Bundesrepublik Deutschland,
JÜL-Spez-64, Dez. 1979

Nr. 17
Orth, D.
Niedertemperatur-Wärmeversorgung unter besonderer Berücksichtigung ausgewählter neuer Technologien,
JÜL-Spez-65, Dez. 1979

Nr. 18
Manthey, Ch. (Editor)
Energy Technology Data Handbook - Conversion Technologies,
JÜL-Spez-70, vol. I, Jan. 1980

Nr. 19
Manthey, Ch., Tosato, G.C.
Energy Technology Data Handbook - End Use Technologies. Insulation, Space- and Water Heating Systems,
JÜL-Spez-70, vol. II, Oct. 1980

Nr. 20
Hildebrandt, T.
Die nächsten 50 Jahre. Analyse und Szenarien der wirtschaftlichen Evolution,
JÜL-Spez-81, Juni 1980

Nr. 21
Finnis, M.W.
Phase II - Final Report of MARKAL Studies for the United Kingdom,
JÜL-Spez-92, Oct. 1980

Nr. 22
Scharff, E., Walbeck,M. (Federführung)
Planstudie: Halboffene Fernenergieversorgung, insbesondere für den Raum Frankfurt a.M. mit Heißwasser-Fernwärmeversorgung für den Raum Köln,
JÜL-Spez-95, Dez. 1980

Nr. 23
Costa, J.O., Gil Sordo, V.,
Blasco, M., Jara, A.
Energy Scenarios and Implementation of New Technologies for Spain,
JÜL-Spez-110, April 1981

Nr. 24
Jaek, W.
Mögliche Entwicklung des weltweiten Ausbaus der Kernenergie unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, gesellschaftlicher und politischer Aspekte,
JÜL-Spez-118, Juli 1981

Nr. 25
Schmitz, J.
Abschätzung des energiesparenden Innovationspotentials der Industrie Steine und Erden,
JÜL-1729, Aug. 1981

Nr. 26
Bansal, N.K., Uhlemann, R., Boettcher, A.
Plastic Solar Air Heaters of a Novel Design - Testing and Performance,
JÜL-1783, April 1982

Nr. 27
Höpfinger, E., Drepper, F., Heckler, R., Schwefel, H.P.
unter Mitarb. von Hermes, U., Horst, H.
Zur Einbettung der Energiewirtschaft in die Volkswirtschaft - Vier dynamische Modelle -
JÜL-Spez-166, Juli 1982

Nr. 28
Grüter, J.W., Wolff, M.
Die Energieversorgung der Gemeinde Seedorf im Landkreis Lüchow-Dannenberg/Niedersachsen - Eine Endenergieanalyse,
JÜL-Spez-170, Aug. 1982

Nr. 29
Huber, W., Allhorn, H., Birnbaum, U.
Emissionen von Kohlenutzungsanlagen und mögliche Minderungsmaßnahmen,
JÜL-1815, Nov. 1982

Nr. 30
Müller, M., Maher, K.J.,
with contributions of Rath-Nagel, St.,
Tosato, G.C.
Summary Report on Technology Characterizations. International Energy Agency: Energy Technology Systems Analysis Project,
JÜL-Spez-185, Dec. 1982

Nr. 31
Hildebrandt, T.
Wechselwirkungen zwischen Energiewirtschaft und Gesamtwirtschaft,
JÜL-Spez-192, Dez. 1982

Nr. 32
Höpfinger, E., Huber, W.
EFOM 12 C CASE STUDIES - Candidate Technologies to Relieve the EUROPEAN Energy System, Germany,
JÜL-Spez-193, EUR 8428 EN, Jan. 1983

Nr. 33
Späte, F.
Bestimmung des thermischen Verhaltens von zwei Thermosiphonanlagen,
JÜL-Spez-194, Febr. 1983

Nr. 34
Uhlemann, R.
Performance and Cost Analysis of Pressurized and Nonpressurized Domestic Solar Water Heating Systems with Thermosyphonic Flow,
JÜL-1882, Dec. 1983

Nr. 35
Kollmann, H., Plewnia, M., Schmitz,J., Huber, W.
Stand und Entwicklungstendenzen der Raumwärmeversorgung der Haushalte -
Bd. 1: Determinanten des Heizwärmedarfs von Gebäuden,
Bd. 2: Kosten für Energieeinsparung durch Wärmedämmung von Gebäuden und heizungstechnische Maßnahmen,
Bd. 3: Vergleich ausgewählter Heizungssysteme unter energetischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten,
JÜL-Spez-234, Dez. 1983

Nr. 36
Heckler, R., Pohlmann, M., Schwefel, H.P.
Ein Modell zur Analyse der Umwandlungskapazitäten im Energiesektor der Bundesrepublik Deutschland,
JÜL-Spez-237, Dez. 1983

Nr. 37
Aringhoff, R., Bezerra, S.,
Hymmen, H.A., Kolb, G., Pimentel, R. (Working Group KFA/STE, CAEEB/Brasilien, SETEC/Brasilien)
Program of Research and Development on the Utilization of Brazilian Coal and on Energy Systems Analysis and Planning for Brazil,
JÜL-Spez-261, June 1984

Nr. 38
Correa-Guzman, E.J.
Erweiterung des unscharfen linearen Programmierens bei Mehrfachzielset- zungen. Beschreibung und Anwendung auf Energiesystemanalysen,
JÜL-Spez-262, Juli 1984

Nr. 39
Allhorn, H.
Modellmäßige Analyse der Energie- und Massenströme einer Kohleverflüssigungsanlage zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit unter besonderer Berücksichtigung von Maßnahmen zur Emissionsminderung,
JÜL-1937, Juli 1984

Nr. 40
Romahn, B.
mit Beiträgen von Wilde, D.
Redaktion der Kurzfassung: Kolb, G.
Energiestudie für die Provinz Guangdong/ Volksrepublik China;
Kurzfassung des Bandes V: Energieversorgungsstrategien für die Provinz Guangdong bis zum Jahr 2000,
JÜL-Spez-264, Aug. 1984

Nr. 41
Wensierski, P.W.,
unter Mitarbeit von Scheller, W.
Analytische Untersuchungen zur Leistungsfähigkeit von Solaranlagen zur Warmwasserbereitung,
JÜL-Spez-268, Aug. 1984

Nr. 42
Wensierski, P.W.
Analyse und Optimierung solarer Warmwasser- und Raumheizungssysteme von Wohnbauten mit verschiedenem Wärmeschutz,
JÜL-Spez-301, Febr. 1985

Nr. 43
Riemer, H.
Analyse der Einsatzmöglichkeiten solarthermischer Heizungssysteme zur zentralen Niedertemperatur-Wärmeversorgung in der Bundesrepublik Deutschland,
JÜL-Spez-307, April 1985

Nr. 44
Jobsky, Th.
Elektrizität im industriellen Energiemarkt. Eine sektorale Analyse der Gründe und Ursachen der Elektrizitätsanwendung unter Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung,
JÜL-Spez-308, April 1985

Nr. 45
Wensierski, P.W.
SOLARYS - ein interaktives Modell zur Simulation von Solarsystemen, Teil I und Teil II,
JÜL-Spez-346, Febr. 1986

Nr. 46
Giesecke Sara-Lafosse, C.R.
World Computer Model of Oil Markets: OPEC Pricing Strategy Model in the Short and Long Run,
JÜL-Spez-352, March 1986

Nr. 47
Scheller, W.
Solaranlagen zur Warmwasserbereitung. Analytische Untersuchungen von Thermosiphon- und Pumpenanlagen unter mitteleuropäischen Klimabedingungen,
JÜL-2047, März 1986

Nr. 48
Sanchez Buelga, A.
Mathematical Programming Studies of Short Run Oil Refinery Rents,
JÜL-Spez-377, Nov. 1986

Nr. 49
Kollmann, H.
Analyse der Auslegung, des Betriebes und der Beschaffung von Heizsystemen für Haushalte - Wärmebedarf, technische Systeme, Kosten, Markentscheidung,
JÜL-Spez-384, Dez. 1986

Nr. 50
Vos, H.
Foraminiferenökologie im Rhonedelta,
JÜL-2110, Dez. 1986

Nr. 51
Müller, M.
Anpassung der Mineralölverarbeitung der Bundesrepublik Deutschland an die Produktennachfrage des Jahres 2000 - eine modellgestützte Analyse -
JÜL-Spez-389, Febr. 1987

Nr. 52
Plewnia, M.
Analyse photovoltaisch unterstützter Stromversorgungssysteme am Beispiel eines Einfamilienhauses,
JÜL-Spez-415, Sept. 1987

Nr. 53
Kolb, G. (Editor)
International Energy Agency: Energy Technology Systems Analysis Project (IEA/ETSAP), Final Report on Annex II, July 1983 - June 1986,
JÜL-Spez-421, Nov. 1987

Nr. 54
Hövelmann, A.
Neue Entsorgungsprobleme kohlegefeuerter Kraftwerke, JÜL-2172, Dez. 1987

Nr. 55
Bundschuh, V., Martinsen, D., Wagner, H.J., Walbeck, M. and Belyaev, L.S., Kavelin, I.Ya., Kaganovich, B.M., Filippov, S.P.
Integrated Energy System Studies in USSR and FRG - A Working Report -
JÜL-Spez-508, July 1989

Nr. 56
Hourfar, D.
Analyse der Einsatzmöglichkeiten und -bedingungen von Handhabungssystemen in kerntechnischen Anlagen,
JÜL-Spez-512, Juli 1989

Nr. 57
Wagner, H.J.; Hansen, K.H., Schön, R., Wassmann, B.
Aufschlüsselung von Investitionskosten und Erstellung von Materialanalysen für vorgegebene Anlagen der Energieversorgung,
JÜL-Spez-524, Oktober 1989

Nr. 58
Wagner, H.J.; Wassmann, B., Hansen, K.H., Schön, R.
Ermittlung von Emissionsfaktoren zur Herstellung von Materialien,
JÜL-Spez-525, Oktober 1989

Nr. 59
Kollmann, H., Heckler, R., Huber, W., Husung, S., Sturm, K.D., Wendland, F.
Stoffströme und Emissionen durch Produktion, Verwendung und Entsorgung von PVC,
JÜL-Spez-543, Juli 1990

Nr. 60
Jobsky, Th.
Ermittlung von Potentialen zur industriellen Prozeßdampfversorgung mit nuklearen Anlagen,
JÜL-2411, Nov. 1990

Nr. 61
Markewitz, P.
Theoretische Untersuchungen zum Verhalten von Schwermetallen in Kohlekraftwerken,
JÜL-2497, Juli 1991

Nr. 62
Birnbaum, K.U., Pauls, R., Wagner, H.J., Walbeck, M.
Berechnung sektoraler Kohlendioxidemissionen für die Bundesrepublik Deutschland,
JÜL-2530, Okt. 1991

Nr. 63
Hirtz, W., Huber, W.
Umweltvorsorgeprüfung im Forschungsbereich - Kolloquium 5. Juni 1991, Wissenschaftszentrum Bonn -
JÜL-2553, Nov. 1991

Nr. 64
Kolb, G. und Forum für Zukunftsenergien e.V. (Hrsg.)
Umweltauswirkungen bei der Herstellung und Nutzung von Solarzellen - Übersicht über laufende Arbeiten - Aus der Reihe des Statusreports "Erneuerbare Energien" des Forums für Zukunftsenergien e.V., Band 8, und der STE-Reihe Angewandte Systemanalyse Nr. 64,
März 1992

Nr. 65
Wendland, F.
Die Nitratbelastung in den Grundwasserlandschaften
der 'alten' Bundesländer (BRD),
Berichte aus der Ökologischen Forschung, Band 8/1992
Forschungszentrum Jülich, April 1992
ISBN 3-89336-089-1

Nr. 66
Markewitz, P.
Daten und Fakten zur Elektrizitätserzeugung in den
neuen Bundesländern,
JÜL-2635, Juni 1992

FORSCHUNGSZENTRUM JÜLICH GmbH

KFA

Jül-2635
Juni 1992
ISSN 0366-0885