

GERHARD WAGNER / INGRID OTTO

Zur Dezentralisierung der Kraftwerksstandortstruktur und ihrer Auswirkung auf das Niveau der regionalen Stromkosten

Kurzfassung

Lange Zeit war es ein Dogma in der Planung der Kraftwerksstandorte, die fossil befeuerten Kraftwerke in der Nähe der Brennstoffvorkommen zu plazieren. Doch spätestens seit Mitte der 70er Jahre wird die Kostenschere, z. B. zwischen dem Transport von Strom über Freileitungen und dem Transport äquivalenter Mengen an Steinkohle per Bahn oder Schiff, immer größer. Seitdem ist der Brennstoffbezug über weite Strecken kostengünstiger als der Stromtransport. Es eröffnen sich hierdurch Chancen einer Dezentralisierung der früher ganz überwiegend brennstofforientierten Kraftwerksstandortstruktur. Werden durch die dezentrale, dem regionalen Strombedarf lastenspezifisch angepasste Kraftwerkszusammensetzung komparative Transportkostenvorteile genutzt, kann in den stromimportierenden Stromhochpreisregionen das Niveau der angebotsstrukturbedingten Kostenunterschiede abgebaut werden. Der dezentrale, verbrauchsnahe Ausbau der Stromproduktion erfordert den geringsten Bedarf an Leitungstrassen. Dadurch werden Netzkosten eingespart, die sonst vor allem den stromimportierenden Regionen aufgebürdet würden. Weitere Kosteneinsparungen können darüber hinaus durch rationelle Energienutzung, hauptsächlich durch Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, erreicht werden.

Mit der in den letzten Jahren verstärkt auftretenden Forderung nach einer Dezentralisierung der Stromversorgung werden vor allem Ziele einer wirkungsvolleren Politik der Energieeinsparung und des Umweltschutzes verfolgt¹. Welche Auswirkungen in diesem Zusammenhang von einer Realisierung auf das Niveau der regionalen Stromkosten zu erwarten sind, soll im folgenden untersucht werden.

1. Dezentralisierungschancen der Kraftwerksstandorte

Die Unterschiede der regionalen Strompreise sind zu einem erheblichen Teil strukturbedingt; d. h. sie können zu unterschiedlichen Teilen entweder auf die Nachfragestruktur des Versorgungsgebietes oder auf die Angebotsstruktur der Stromproduktion und des Transport- und Verteilungsapparates zurückgeführt werden. Letzteres bedeutet demnach, daß man durch die Entscheidung über Stromtransport oder Brennstofftransport Einfluß auf die regionale Strompreisentwicklung nehmen kann².

Lange Zeit ist in der Vergangenheit die Frage nach dem kostengünstigen Kraftwerksstandort im Regelfall brennstofforientiert entschieden worden. Es war wirtschaftlicher, den Strom über

weite Strecken zu transportieren als beispielsweise die äquivalente Menge an Kohle³. Am stärksten ist diese Kostenrelation bei den Standorten der Braunkohlekraftwerke ausgeprägt. Wegen des relativ hohen Ballastes und des geringen Brennstoffwertes ist ein Transport selbst unter besonders günstigen Rahmenbedingungen auch heute noch weitgehend unwirtschaftlich. Sämtliche Standorte von Braunkohlekraftwerken sind daher an die Standorte der Braunkohlevorkommen gebunden⁴.

Bis zur Entstehung der Kostenscherbe gibt es zwar grundsätzlich eine Brennstofforientierung auch bei der Steinkohle⁵. Doch spätestens seit Mitte der 70er Jahre vollzieht sich ein Wandel der für die Kraftwerksstandortplanung früher maßgebenden Entscheidungskriterien (vgl. Abb. 1).

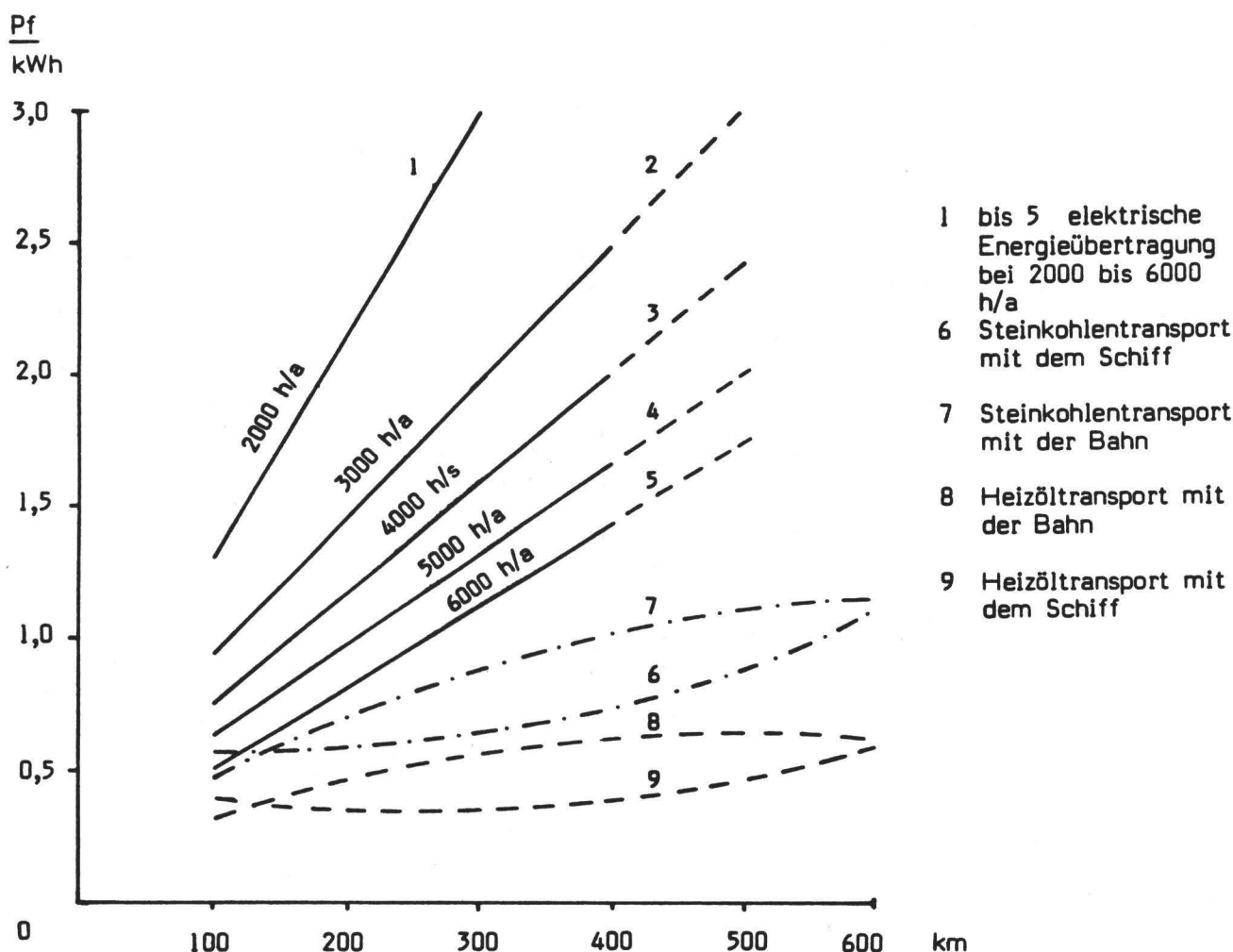
Als Grund für diesen Dogmawechsel der Standortwahl von fossil befeuerten Kraftwerken lassen sich im wesentlichen zwei Entwicklungen nennen, die die Kostenrelation zwischen Brennstoffbezug und Stromtransport verändert haben:

- Die Kosten des Stromtransports auf 380 kV — bzw. 220 kV Überlandleitungen entwickeln sich immer mehr zugunsten

des Transports äquivalenter Mengen Steinkohle per Bahn und Schiff. So kostet unter bestimmten Annahmen der Kraftwerksgröße (2 x 600 MW) und Transportweglängen (ca. 400 km) die Übertragung von Strom etwas das 1,7-fache bis 3-fache des Transports von Steinkohle per Bahn und etwa das 2,1-fache bis 3,9-fache des Transports per Schiff. Dabei gilt der jeweils geringere Wert für eine Ausnutzungsdauer der Kraftwerksleistung von 4000 h/a und der höhere Wert für eine solche von 2000 h/a⁶.

- Der Einsatz von großen Kernkraftwerksblöcken mit einer Einspeiseleistung bis zu 1.300 MW erfordert Ersatzleistungen in vorher nie gekanntem Ausmaß. Beherrscht werden kann eine solche Leistungsverchiebung nur, wenn entsprechend hohe, jederzeit verfügbare Übertragungskapazitäten im Verbundnetz vorhanden sind. Diese Erfordernisse sind aber durch die richtungsgebundene, einseitige Leistungsübertragung von Strom aus den Kohlerevieren stark eingeschränkt. Deshalb ist eine Dezentralisierung der Kraftwerksstandorte aus Kostengründen erforderlich⁷.

Abbildung 1:
Kostenvergleich der Energieübertragung (Vergleichsbasis ist ein 1.200 MW-Kraftwerk)



Neuere Untersuchungen zeigen, daß sich dieser Trend, nämlich die Kostenrelation zwischen Kohle- und anderen Brennstofftransporten, zu Gunsten des Stromtransports weiter verschärft hat. Dies hat zur Folge, daß es inzwischen auch auf vergleichsweise kurze Entfernungen kostengünstiger ist, die Standorte beispielsweise von Steinkohlekraftwerken bedarfsorientiert zu plazieren⁸.

Wenn man außerdem noch in Rechnung stellt, daß das Verstromungsgesetz Frachthilfen für den Kohletransport gewährt und die Deutsche Bundesbahn Kohlemengen in dieser Größenordnung sehr wahrscheinlich noch zu günstigeren Konditionen befördern würde, so fielen der Kostenvergleich noch deutlicher für den Kohletransport aus⁹.

Schließlich sprechen weitere volkswirtschaftliche und umweltbezogene Gründe für den Kohletransport; denn während beim Stromtransport zusätzliche beträchtliche Netzinvestitionen erforderlich sind, stehen die ohnehin schlecht ausgelasteten Transportkapazitäten bei Bahn und Schiff zur Verfügung. Außerdem hält die kostengünstigere Lösung die Verdrahtung und den Flächenverbrauch der Landschaft in Grenzen und bewirkt eine gerade in den Revieren so dringend gebotene Umweltentlastung¹⁰.

2. Lastenspezifische Verfügbarkeit standortunabhängiger Kraftwerkstypen

Unter Dezentralisierung der Stromversorgung versteht man nicht nur eine Dezentralisierung der Kraftwerksstandorte, sondern auch der Kraftwerksstandortstruktur, d. h. der lastenspezifischen Anpassung der Kraftwerksleistung an den jeweils örtlichen und regionalen Strombedarf (Grundlast, Mittellast, Spitzenlast)¹¹.

Eine kostengünstige Stromproduktion erfordert nämlich eine lastgemäße Fahrweise. Dabei ist zu beachten, daß die Stromproduktion nicht der zeitlich schwankenden Stromnachfrage einfach durch Belastungsänderung einer homogenen Kapazität folgt, sondern i. d. R. durch Zu- und Abschalten von verschiedenen Kraftwerken, die zusammengekommen als ein sogenannter Park komplementärer Kraftwerkseinheiten zu verstehen sind. Bei diesem Zu- und Abschalten erfüllen die einzelnen Kraftwerke eine bestimmte lastenspezifische Funktion. Die lastenspezifische Fahrweise des Kraftwerksparks richtet sich — von betriebswirtschaftlichen und regionalspezifischen Besonderheiten einmal abgesehen — an den für die Strompreise maßgebenden ökonomischen Prinzipien aus¹². Differenziert nach ihrer jeweils lastenspezifischen Funktion ergeben sich für die einzelnen Kraftwerke unterschiedliche wirtschaftliche Eignungen:

- bei Grundlastkraftwerken sind die Fixkosten vergleichsweise sehr hoch, die variablen Kosten dagegen bedeutend niedriger;
- bei Mittellastkraftwerken nehmen beide Kostenarten eine mittlere Stellung ein;
- bei Spitzenlastkraftwerken ist das Kostenverhältnis umgekehrt, besonders niedrige Fixkosten, dafür aber hohe variable Kosten¹³.

Aufgrund dieser Unterschiede in den Kostenfunktionen ist jeder Kraftwerkstyp für einen bestimmten zeitlichen Einsatzbereich prädestiniert. Sieht man von den Spitzenlastkraftwerken ab, die besonders schnell regelbar sind und zur Bedienung schneller Lastschwankungen eingesetzt werden, so wird im Normalfall

bei steigendem Strombedarf jeweils das Kraftwerk zugeschaltet (bzw. auf höhere Leistung gebracht) dessen Betrieb die geringsten zusätzlichen (gegenüber Stillstand bzw. Teillast) Kosten verursacht¹⁴.

Schaut man in die Statistik über die in der Praxis auftretenden Arbeitsausnutzung der verschiedenen Kraftwerksgruppen, so findet man diese theoretischen Annahmen aber nur zum Teil bestätigt (vgl. Tab. 1).

Tabelle 1:
*Arbeitsausnutzung der öffentlichen Kraftwerke
in Vollastbenutzungsstunden pro Jahr*

Kraftwerkstyp	1973 h/a	1975 h/a	1978 h/a	1980 h/a
Laufwasser	5 179	5 735	5 900	6 039
Wasser insgesamt	3 074	3 187	2 713	2 765
Kernenergie	5 210	6 238	4 658	4 782
Braunkohle	7 304	6 502	6 432	6 697
Steinkohle (einschl. Misch- feuerung)	4 395	3 251	4 056	4 249
Öl	—	1 999	1 416	1 065
Gas	—	5 198	4 771	4 391
insgesamt (einschl. Müll- kraftwerke)		4 336	4 123	4 188

Quelle: BMWi (Hrsg.): Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland 1980. In: Elektrizitätswirtschaft. Jg. 80 (1981) Heft 21, S. 8 sowie Jg. 77 (1978) Heft 23, S. 8 und Jg. 75 (1976) Heft 23, S. 16.

Während Braunkohlekraftwerke mit durchschnittlich 6.700 Vollastbenutzungsstunden, das entspricht 76 % der maximal möglichen Leistung, ganz eindeutig als Grundlastkraftwerke gefahren werden und die Laufwasserkraftwerke immerhin mit durchschnittlich 5.700 Vollaststunden (das sind 73 %) — bei ihnen ist die Verfügbarkeit oft durch Niedrigwasserführung begrenzt — mit Einschränkung auch als Grundlastkraftwerke zu bezeichnen sind, können dagegen die Kernkraftwerke im statistischen Durchschnitt nur als Mittellastkraftwerke gelten. Im Zeitraum 1973 — 1980 bringen sie mit durchschnittlich 5.200 Vollaststunden nur 66 % der maximal möglichen Leistung¹⁵. Im Unterschied hierzu entsprechen die übrigen Ergebnisse bei den Steinkohle-, Öl- bzw. Gaskraftwerken weitgehend den Erwartungen.

Die lastenspezifische Spannbreite der zuletzt genannten fossil befeuerten Kraftwerksgruppe ist allerdings größer, als es die im statistischen Durchschnitt dargestellte Arbeitsausnutzung erkennen läßt. Die Häufigkeitsverteilung der Arbeitsausnutzung der einzelnen Kraftwerke zeigt nämlich eine besonders große Streubreite bei den Gas- und Steinkohlekraftwerken (vgl. Tab. 2).

Diese Streubreite ist zu einem erheblichen Teil auf einen besonders in den letzten Jahren stattfindenden Verdrängungsprozeß zurückzuführen¹⁶. So wird nach dem 3. Verstromungsgesetz von 1974 der Neubau von Öl- und Gaskraftwerken nicht mehr genehmigt (Ausnahme können nur Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung bilden), und aufgrund energiepolitischer Absprachen wird zudem der Verbrauch von Öl und Gas im Kraftwerksbereich bis auf „einen unvermeidbaren Rest“ verringert¹⁷.

Tabelle 2:
Häufigkeitsverteilung der Arbeitsausnutzung von Kraftwerken

Kraftwerkstyp	Anzahl der Kraftwerke	Spitzen- last (%)	obere Mittellast (%)	Mittel- last (%)	untere Mittellast (%)	Grund- last (%)
Wasserkraft	279	10	12	11	25	42
Laufwasser	209	1	6	9	29	55
Speicher	70	30	30	19	17	4
Braunkohle	11	—	—	9	9	82
Steinkohle	38	3	21	34	29	13
Kernenergie	13	8	23	8	23	38
Gas	30	37	23	10	17	13
Öl	53	90	6	—	4	—
Kraftwerke insges.	424	21	13	12	22	32

Quelle: VDEW (Hrsg.): Statistik für das Jahr 1980. — Frankfurt 1981. Eigene Berechnungen.

Aus diesem Grund werden heute Ölkraftwerke — wenn überhaupt — fast nur noch im Spitzenlastbereich eingesetzt. Bei den Gaskraftwerken zeichnet sich ein ähnlicher Trend, jedoch mit Zeitverzögerung ab.

Betrachtet man in diesem Zusammenhang die für eine Dezentralisierung der Stromversorgung infrage kommenden Kraftwerkstypen, so sind es lediglich die Steinkohlekraftwerke und unter Vorbehalt die Kernkraftwerke; denn die übrigen Kraftwerkstypen (Braunkohle- und Wasserkraftwerke) sind entweder hinsichtlich ihrer Einsatzenergie standortabhängig und in ihrer wirtschaftlichen lastgemäßen Fahrweise weitgehend festgelegt oder von ihrer Struktur (Kraft-Wärme-Kopplung) bereits dezentral organisiert (vgl. Kap. 3).

Für die Kernenergie gilt, daß sie zwar nicht vom Standort der Brennstoffvorkommen abhängig ist, aber i. d. R. sehr stark an Kühlwasservorkommen orientiert ist. Hier zeichnen sich jedoch an den wichtigen Gewässern Belastungsgrenzen ab, die eine Standortgenehmigung für neue Kernenergiekraftwerke kaum mehr zulassen; es sei denn, die Kernenergie weicht in Zukunft auf die teure Trockenkühlung aus¹⁸. Außerdem kommt hinzu, daß die Großkraftwerke der Kernenergie meistens Strom für den überregionalen Bedarf produzieren und daher für eine Dezentralisierung der Kraftwerksstandortstruktur nur bedingt geeignet sind.

Hinsichtlich der lastgemäßen Fahrweise haben die Steinkohlekraftwerke bestimmte Vorteile. Sie können den durch die Verdrängungsprozesse entstandenen größeren Spielraum im lastspezifischen Einsatz durchaus ökonomisch nutzen. Bei älteren Steinkohlekraftwerken handelt es sich nämlich oft um Anlagen, die zu Beginn ihrer Lebensdauer als Grund- oder Mittellastkraftwerke eingesetzt waren, im Laufe der Zeit jedoch durch neu hinzukommende kostengünstigere Kraftwerke aus diesen Lastbereichen gedrängt wurden. Durch das Hinzukommen neuer Anlagen mit niedrigeren (variablen) Kosten wird die Einsatzdauer der älteren, mit höheren variablen Kosten arbeitenden Kraftwerke ständig verringert. Sie können aber dennoch als Mittellastkraftwerke und in der letzten Phase als Spitzenlastkraftwerke konkurrenzfähig bleiben, wenn ihre Kapitalkosten nur den nutzungsbedingten

Wertverzehr umfassen, d. h. wenn sie weitgehend abgeschrieben sind¹⁹.

Diese Vorteile gegenüber den Kernkraftwerken mehrten sich noch, wenn man den Berechnungen folgt, daß die Steinkohlekraftwerke auf lange Sicht ohnehin kostengünstiger Strom produzieren als die Kernenergiekraftwerke die zudem wirtschaftlich nur im Grundlastbereich eingesetzt werden können²⁰.

3. Dezentralisierungswirkung der Kraft-Wärme-Kopplung

Einen besonderen Aspekt der regionalen und lastenspezifischen Disponibilität bildet aus zweierlei Gründen die Kraft-Wärme-Kopplung:

- zum einen wird an den Standorten der Kraft-Wärme-Kopplung Strom produziert, für dessen Kostenberechnung ebenso der Funktionszusammenhang von Brennstofftransport und/oder Stromtransport gilt;
- zum anderen produzieren die Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung Strom in Lastbereichen, für die andere als die bisher beschriebenen Kostenfunktionen maßgebend sind.

Die reinen (thermischen) Stromproduktionsanlagen können nur einen Teil der Wärmeenergie in höherwertige mechanische Energie umwandeln. Doch der nicht umwandelbare Teil der Wärmeenergie muß nicht verloren gehen. Unter Beibehaltung der Stromproduktion kann die „Abwärme“ zur Heizung von Gebäuden und zu anderen Verwendungsarten eingesetzt werden. Dadurch wird eine bessere Ausnutzung des eingesetzten Brennstoffs erreicht, d. h. der Gesamtwirkungsgrad wird von rund 30 % bis 38 % auf 60 bis 80 % erhöht. Diese Verdoppelung des Wirkungsgrades hat zur Folge, daß sich das Kostenverhältnis von Brennstoff- und/oder Stromtransport zugunsten des Brennstofftransportes noch stärker als in dem zuvor beschriebenen Kostenvergleich (vgl. Abb. 1) verschiebt²¹.

Außerdem kommt ein weiterer standortbedingter Kostenvorteil hinzu, der sich aus den geringeren Aufwendungen für den Stromtransport ergibt. Die spezifischen Investitionskosten sind nämlich hier auf das Gesamtsystem der Stromversorgung bezogen wesentlich günstiger als bei Großanlagen, die zum überwiegenden Teil weniger günstig am Standort des Stromverbrauchs

plaziert sind und für deren hohe Stromproduktionsmengen ein aufwendiger Transportapparat erforderlich ist²².
Schließlich kommt neben dem Kostenvorteil durch höheren Brennstoffnutzen und durch geringere Transportaufwendungen noch ein Kostenvorteil durch günstigere Lastführung bzw. Arbeitsausnutzung hinzu²³.

Bekanntlich nimmt der Strom- und/oder Wärmebedarf während der 8 Heizmonate (September bis April) einen strukturell ähnlichen Verlauf. Der terrassenförmige Aufbau des „Wärme-Winterbergs“ und des „Strom-Winterbergs“ gleichen sich in der Struktur, nur die Größenverhältnisse sind unterschiedlich. Man kann im allgemeinen davon ausgehen, daß der während dieser Periode anfallende Bedarf sich auf 66 Anteile Abwärme und 33 Anteile Strom verteilt (vgl. Abb. 2)²⁴.

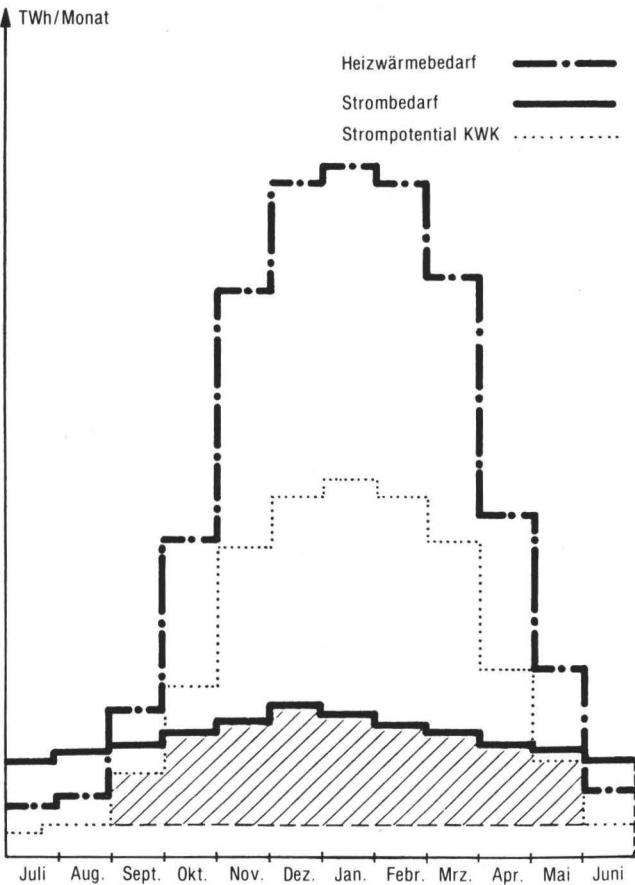
Dieses Bedarfsverhältnis entspricht ungefähr dem Produktionsverhältnis der wärmeseitig gefahrenen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung. Dennoch wird man diese Bedarfsanteile wegen des zeitlich nicht vollkommen synchron verlaufenden Strom- und Wärmebedarfs nicht allein durch Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung decken können. Speicher- und andere Entkopplungstechniken sind nur begrenzt wirtschaftlich einsetzbar. Man kann aber annehmen, daß rund 70 % des elektrischen „Winterbergs“ theoretisch aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung versorgt werden können²⁵.

Die Häufigkeitsverteilung der Arbeitsausnutzung zeigt, daß die Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung nicht nur in Zeiten der „Winterberge“ gefahren werden, sondern einige auch in dem auf über 6.000 Benutzungsstunden bezogenen Strombedarfssockel während des ganzen Jahres (vgl. Tab. 3).

Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung können also auch typische Grundlastkraftwerke sein. In diesem Falle bedeutet das eine noch höhere Auslastung und damit Wirtschaftlichkeit, zumal der meist bei 10 % liegende Wärmebedarfsanteil (im wesentlichen Brauchwasserbedarf) während des ganzen Jahres dann als Koppelprodukt mitgedeckt werden kann (vgl. Abb. 2)²⁶.

Eine Minderung der Wirtschaftlichkeit tritt dann ein, wenn bei ungenügender Integration bzw. Kooperation zwischen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung und reinen Stromproduktionsanlagen der kostengünstige Einsatz der einen Anlage zu Auslastungsproblemen der anderen Anlage führt („stromwirtschaftliche Disparitäten“). Deshalb sind die Wirtschaftlichkeit und die verstärkte Dezentralisierungswirkung der Kraft-Wärme-Kopplung auch in entscheidender Weise von regionalen und örtlichen Gegebenheiten der Angebotsstruktur abhängig²⁷. Insbesondere in Zeiten unterausgelasteter Kraftwerkskapazitäten können die Energieversorgungsunternehmen (EVU) Preisdruck auf die Betreiber der Kraft-Wärme-Kopplung ausüben.

Abbildung 2:
Deckungsmöglichkeit des Strombedarfs in der
Bundesrepublik Deutschland durch
Kraft-Wärme-Kopplung (Prinzipiskeizze)



Quelle: K. Hein: Dezentrale Strom- und Wärmeproduktion. In: Vohenstrauß-Seminar: Zukünftige Energieversorgung im ländlichen Raum (Seminare, Symposien-, Arbeitspapiere; hrsg. v. d. BfLR, Heft 4). — Bonn 1982. S. 180.

4. Trasseneinsparung im Verbundnetz durch Dezentralisierung
Der heute ideale, kostenoptimale Ausbau und Betrieb eines Hochspannungs-Verbundnetzes (220 kV- und 380 kV-Leitungen) wäre dann gegeben, wenn in der Nähe eines jeden örtlich bzw. regionalen Verbrauchsschwerpunktes lastenspezifisch aufeinander abgestimmte Stromproduktionsanlagen ständen und das Verbundnetz nur für den Austausch von Reserveleistung und zeitungleichen Belastungsspitzen oder für die Lieferung reiner Spitzen- und Schwachlastenergie ausgelegt wäre²⁸.

Tabelle 3:
Häufigkeitsverteilung der Arbeitsausnutzung von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung

Kraftwerkstyp	Anzahl der Fälle	Spitzenlast	obere Mittellast	Mittellast	untere Mittellast	Grundlast
Kraft-Wärme-Kopplung	120	29	31	30	22	8

Quelle: VDEW (Hrsg.): Statistik für das Jahr 1980. — Frankfurt 1981. Eigene Berechnungen.

Die Realisierung einer solchen „verbrauchsorientierten“ Stromproduktion hat sich aber vor Bildung der Kostenschiere in den 70er Jahren (vgl. Kapitel 1) nicht durchsetzen können. Stattdessen erfolgt die in den 50er und 60er Jahren aufgebaute Fernstromversorgung; d. h. die ganz überwiegende Orientierung des Verbundnetzausbaus richtet sich an den standortgebundenen Kraftwerken aus²⁹. Das führt dazu, daß heute noch für das Verbundnetz zwei Betriebsweisen charakteristisch sind:

- die einseitige Stromlieferung aus den Kohlerevieren in der Form von „Band“-Lieferung nach einem festgelegten „Fahrplan“ in die stromimportierenden Regionen. Sie erfolgt im Rahmen einer als Höchstgrenze vorgehaltenen Leistung oder als Anteil an der Produktion eines Kraftwerkes, beispielsweise bei Gemeinschaftskraftwerken.
- Die wechselseitige Stromlieferung dient dagegen dem gegenseitigen Austausch von Überschuß- und Mangellage, die entweder periodisch auftreten (z. B. saisonale Schwankungen des Wasserdargebots oder der Stromproduktion bei Kraft-Wärme-Kopplung) oder z. B. auf die sprunghafte Kapazitätserweiterung durch den Zubau großer Einheiten zurückgehen. Von geringerer Bedeutung sind derartige Ausgleichslieferungen bei der Überholung der Kraftwerke³⁰.

Eine wesentlich weitergehende Form des Verbundbetriebs stellt die „Pool“-Stromlieferung dar. Sie faßt örtliche und regional bedeutsame Kraftwerke zusammen und stimmt ihre Fahrweise aufeinander ab. Auf diese Weise soll eine wirtschaftliche Optimierung eines besonders kostengünstig zusammengesetzten Kraftwerksparks erreicht werden³¹.

Eine schwierige Rolle im Verbundbetrieb spielt sowohl die Einordnung von großen Kernkraftwerksblöcken, deren Leistung den Zuwachsbedarf begrenzter Gebiete übersteigt, als auch der Ausfall solcher Blöcke³². Im letzteren Fall muß die ausgefallene Einspeiseleistung sofort von anderen Kraftwerken ersetzt werden. An der Aufbringung dieser Ersatzleistung beteiligen sich in den ersten Sekunden bis Minuten der Ausfallzeit viele in Betrieb befindliche Kraftwerke. Nach dieser kurzen Zeitspanne übernehmen meistens Pumpspeicherkraftwerke die Ersatzleistung. Diese Pumpspeicherkraftwerke werden dann wiederum nach einiger Zeit von mehreren thermischen Kraftwerken abgelöst³³.

Eine so verlaufende Bereitstellung von Reservestrom erfordert einen riesigen überregional funktionierenden Verbundbetrieb. Durch die festgelegten „Fahrpläne“ einseitiger Stromlieferung, vor allem aus den Kohlerevieren, ist aber die Beherrschung solch hoher Leistungsreserven stark beeinträchtigt. Deshalb wird mit zunehmender Zahl großer Kernkraftwerksblöcke ein weiterer erheblicher Ausbau des Verbundnetzes erforderlich. Er trägt zu einem wesentlichen Teil zu dem stark überproportional wachsenden Verhältnis von Stromverbrauch und Höchstspannungsleitungen, insbesondere der 380 kV-Leitung, bei (vgl. Tab. 4).

Dieser extrem kostenintensive Ausbau könnte aber eingeschränkt werden, wenn es gelingen würde, das Verbundnetz von Aufgaben zu befreien, die heute auch auf andere Weise günstiger gelöst werden könnten³⁴.

- Die Standortwahl von Kernkraftwerken kann darauf achten, daß die Dimensionierung der Kraftwerksleistung dem regionalen Strombedarf angepaßt, eine „Hypertrophierung des Gesichtspunktes der Größendegression“ vermieden wird,

Tabelle 4:
Entwicklung der 380 kV-Stromkreislänge und des Stromverbrauchs
(öffentliche Versorgung)

Jahr	380 kV-Stromkreislänge (km)	Brutto-Stromverbrauch (Mrd. kWh)	Entwickungsverhältnis (km/Mrd. kWh)
1960	340	123,2	3:1
1973	3 550	309,3	11:1
1983	14 772	384,2	38:1

Quelle: Deutsche Verbundgesellschaft (Hrsg.): Bericht 1972 sowie 1983. — Heidelberg 1973 sowie 1984.

BMWi (Hrsg.): Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland in: Elektrizitätswirtschaft. Jg. 83 (1984) Heft 19 sowie Jg. 70 (1971) Heft 21.

und die in früheren Jahren auf das Verbundnetz übergegangene richtungsgebundene (einseitige) Stromlieferung in stromimportierende Regionen nicht verstärkt wird³⁵.

- Die Standortwahl von Steinkohlekraftwerken kann, seitdem der Transport von Steinkohle kostengünstiger ist als der Transport von Strom, sich an dem städtischen oder regionalen Strombedarf orientieren. Bei einer entsprechenden bedarfsorientierten Standortwahl kann somit auch durch Steinkohlekraftwerke das auf einseitige Stromlieferung aus den Kohlerevieren ausgelegte Verbundnetz entlastet werden³⁶.
- Die Standortwahl von kleinen und mittleren Kraftwerken (d. h. reine Stromproduktionsanlagen von ca. 100 MW und weniger oder Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit ca. 300 MW, davon 100 MW elektrisch und 200 MW thermisch und weniger), die sich an dem lokalen oder regionalen Strombedarf orientieren, benötigt üblicherweise keine Investitionen in das 380/220-kV-Verbundnetz. Sie können direkt an das Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz angeschlossen werden, ohne daß dabei nennenswerte Transport- bzw. Verteilungsprobleme auftreten³⁷.
- Die Standortwahl von thermischen Spitzenlastkraftwerken, die in der Regel kleinere Leistungsgrößen erfordern, kann bei dezentraler Anordnung ebenso Investitionen in das Verbundnetz einsparen und das Verbundnetz von einseitiger Stromlieferung entlasten helfen³⁸.

Geht man davon aus, daß der Ausbau des 380/220-kV-Verbundnetzes wesentlich vom Lastzuwachs im Netz, der Einspeiseleistung und vom Standort der Kraftwerke abhängt, so kann man zusammenfassend festhalten, daß eine heute mögliche Dezentralisierung der Kraftwerksstandorte und eine bedarfsorientierte Anpassung der Kraftwerksleistung dazu beitragen, den Ausbau des Verbundnetzes in Grenzen zu halten und verbundnetzspezifische Investitionen einzusparen, die sonst vor allem den stromimportierenden Regionen aufzubürden sind (vgl. Tab. 5)³⁹.

Weitere verbundspezifische Vorteile einer solchen Dezentralisierung bestehen in der Verringerung der Netzverluste⁴⁰, in der Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit und in einer Verbesserung der Spannungskonstanz⁴¹.

Im Grunde nähert sich eine dezentrale Stromproduktion der zuvor beschriebenen, früheren Idealvorstellung eines Verbundbetriebes, die seinerzeit wegen anderer Entwicklungsvoraussetzungen und Rahmenbedingungen nicht realisiert werden konnte, der man aber zu einer späteren Zeit Chancen der Realisierung

Tabelle 5:
Entwicklung der Investitionen in Kraftwerksanlagen und
Fortleitungs- und Verteilungsanlagen

Investitionsbereich	1971 (Mrd. DM)	1975 (Mrd. DM)	1980 (Mrd. DM)
Kraftwerksanlagen	2,3	4,6	3,5
Fortleitungs- u. Verteilungsanlagen	3,4	4,5	4,7

Quelle: H.-D. Karl: Kraftwerkszubau trägt Wachstum der Strominvestitionen
In: ifo-schnelldienst 33/82, S. 25.

„durch die dezentralisierte Stromversorgung aus kleinen Atomkraftwerken“ einräumte⁴².

5. Potential zur Dezentralisierung von Kraftwerksstandort- und Verbundnetzstruktur

Aus besagten Gründen sind für die zukünftige Stromversorgung vor allem vier Kraftwerkstypen von Bedeutung: Wasser-, Braunkohle-, Steinkohle- und Kernkraftwerke. Unterscheidet man sie nach ihrer Standortabhängigkeit hinsichtlich der Einsatzenergie, so gibt es generell zwei Gruppen:

- standortabhängige Kraftwerke, das sind die Wasser- und Braunkohlekraftwerke;
- standortunabhängige Kraftwerke, das sind die Steinkohlekraftwerke, die Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung und bedingt die Kernkraftwerke.

Von ihnen wird in Zukunft die standortunabhängige Kraftwerksgruppe die weitaus größere Rolle in der Entwicklung der Stromproduktion spielen. Schon gegenwärtig verfügt sie mit rund 40.000 MW über eine Kraftwerkskapazität, deren Anteil von 44,6 % doppelt so hoch ist wie der von 22,7 % der standortabhängigen Kraftwerksgruppe. Außerdem ist nicht zu erwarten, daß die standortabhängigen Kraftwerke in Zukunft ihre Kapazität wesentlich erhöhen könnten:

- Derzeit werden rund 117 Mio. t Braunkohle gefördert. Um eine Jahresförderung von dieser Größenordnung auf Dauer aufrecht erhalten zu können, sind neue leistungsfähige Tagebaue erschlossen worden (Hambacher Forst, Helmstedter Revier sollen auslaufende Tagebaue wie Schwandorf, Wölfersheim, Hoher Meißner und Garsdorf-Frechen ersetzen). Sie dienen hauptsächlich der Sicherung bisheriger Fördermengen. Mit einer Steigerung der vorhandenen Braunkohlekraftwerkskapazitäten ist deshalb nicht zu rechnen⁴³.
- Auch der Kapazitätsausbau von Laufwasserkraftwerken ist weitgehend erschöpft. Kapazitätssteigerungen sind dagegen bei den Speicherkraftwerken, insbesondere bei den Pumpspeicherkraftwerken, zu erwarten. Wegen der Mehrzwecknutzung dieser Anlagen sind sie weiterhin für die Stromversorgung wichtig und wirtschaftlich interessant. Obwohl künftig wegen des Wochen-Rhythmus sehr große Speicherbecken erforderlich sein werden, sind Standorte in ausreichender Anzahl in den Mittelgebirgen vorhanden. Mit einer Kapazitätssteigerung — allerdings nur in relativ geringem Umfang — kann deshalb gerechnet werden.

Völlig anders dürfte jedoch die Kapazitätsentwicklung bei den standortunabhängigen Kraftwerken verlaufen. Zwar sind hier die Vorausschätzungen über die zukünftig notwendigen Kapazitäten hinsichtlich Höhe und Anteil der einzelnen Kraftwerkstypen sehr unterschiedlich⁴⁵, dennoch werden sie selbst bei einer nur geringen Kapazitätssteigerung den Großteil im Kraftwerkszubau (einschließlich Ersatzleistungen) stellen⁴⁶.

Die Vorausschätzungen nach dem Gemeinschaftsgutachten⁴⁷, das der Dritten Fortschreibung des Energieprogramms zugrunde liegt, reichen von einem gemittelten Kapazitätsmehrbedarf bei den Steinkohlekraftwerken um etwa das Anderthalbfache und bei den Kernkraftwerken bis um das Vierfache im Jahre 1995 (vgl. Tab. 6).

Tabelle 6:
Bestand und Vorausschätzung der Kraftwerkskapazitäten

Energieträger	Bestand 1981 (MW)	Vorausschätzung*)	
		1985 (MW)	1995 (MW)
Wasser	6 500	6 700	7 500
Braunkohle	13 900	14 000	14 500
Steinkohle	29 400	30 000	42 000
Kernenergie	10 400	17 600	38 100
Heizöl	13 900	13 700	7 000
Erdgas	14 700	15 500	12 300
Sonstiges	800	900	1 400
Gesamt	89 600	98 400	122 800

*) jeweils aus drei Varianten gemittelt

Quelle: Gemeinschaftsgutachten DIW/EWI/RWI: Der Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland und seine Deckung bis zum Jahre 1995. — Essen 1981.

Demgegenüber stehen Vorstellungen des Öko-Instituts, die in ihrem Energie-Szenario aufgrund einer angenommenen technologieintensiven Entwicklung mit einem bedeutend geringeren Stromzuwachs rechnen und deshalb auf den Kernenergiestrom ab 1995 völlig verzichten und den Ersatz- und möglichen Mehrbedarf allein durch Steinkohlestrom decken wollen⁴⁸.

Auch über den zukünftigen Kapazitätsausbau der Kraft-Wärme-Kopplung gibt es sehr unterschiedliche Vorausschätzungen. Von einer derzeitigen Kapazität von 6.831 MW_{el} ausgehend, das sind etwa 9,5 % der gesamten öffentlichen Kraftwerkskapazität, könnten nach optimistischen Vorstellungen bis 1990 etwa 20.000 bis 27.000 MW_{el} insgesamt ans Netz gehen⁴⁹.

Sieht man von diesen teilweise recht großen Abweichungen der Vorausschätzung einmal ab, so verdeutlicht schon die ungefähre Vorstellung der zukünftigen Kapazitätsentwicklung zweierlei:

- zum einen wird ein sich verschärfender Substitutionswettbewerb zwischen den standortunabhängigen Kraftwerken stattfinden, der einen verändernden Einfluß auf die herkömmlich brennstofforientierte Kraftwerksstandortstruktur nehmen wird.
- zum anderen wird durch die entstandene Standortunabhängigkeit der Steinkohlekraftwerke das Potential einer dezentralen, bedarfsorientierten Kraftwerksstandortwahl wesentlich erhöht.

Diese Annahme verstärkt sich noch im Hinblick darauf, daß bis Mitte der 80er Jahre für die veralteten, ehemals standortabhängigen Steinkohlekraftwerke mindestens ein Ersatzbedarf in Höhe von 10.000 MW, d. h. etwa so viel, wie für den veranschlagten Mehrbedarf erforderlich ist (vgl. Tab. 7)⁵⁰.

Tabelle 7:
Altersstruktur der Steinkohlekraftwerke

Altersstruktur	Leistung	
	(MW)	(%)
bis 5 Jahre	3 820	13
6 — 10 Jahre	2 940	10
11 — 20 Jahre	12 640	43
über 20 Jahre	10 000	34
Insgesamt	29 400	100

Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (Hrsg.): Jahresbericht 1981/82. — Essen 1982, S. 51.

Als Ergebnis der Analyse dieser voraussichtlichen Entwicklung ist festzuhalten, daß sich die Möglichkeiten bzw. der „Spielraum“ der Dezentralisierung der Kraftwerksstandortstruktur in einem nie zuvor gekannten Maße erhöht hat.

6. Folgerungen für die regionalen Stromkosten

Die Dezentralisierung der Stromversorgung verändert die Angebotsstruktur der Stromproduktion und den Transport- und Verteilungsapparat und beeinflusst auf diese Weise die angebotsstrukturbedingten Unterschiede der regionalen Stromkosten. Dabei wirken die von der Dezentralisierung ausgehenden kostenwirksamen Strukturveränderungen in Richtung auf eine regionale Stromkostennivellierung „nach unten“ hin, d. h. das Stromkostenniveau der typischen Stromhochpreisregionen verändert sich in Richtung auf das Stromkostenniveau der klassischen Stromniedrigpreisregionen. Im einzelnen lassen sich diese Dezentralisierungswirkungen wie folgt beschreiben:

a) *Standortspezifische Funktion:* Das lange währende Dogma in der Standortwahl von Kraftwerken gilt nicht mehr. Spätestens seit Mitte der 70er Jahre ist es wirtschaftlicher, den Brennstoff (mit Ausnahme der Braunkohle) statt den Strom zu transportieren. Das hat zur Folge, daß es inzwischen auch auf vergleichsweise kurze Entfernungen kostengünstiger ist, die Standorte insbesondere der Steinkohlekraftwerke verbrauchsorientiert zu platzieren.

b) *Lastenspezifische Funktion:* Jeder Kraftwerkstyp ist aufgrund von Unterschieden in den Kostenfunktionen für einen bestimmten zeitlichen Einsatzbereich prädestiniert. Betrachtet man unter diesem Gesichtspunkt die für eine Dezentralisierung infrage kommenden Kraftwerkstypen, so zeigt sich, daß die Steinkohlekraftwerke über eine besonders hohe lastenspezifische Disponibilität verfügen.

c) *Koppelproduktionsspezifische Funktion:* Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung verstärken die standort- und lastenspezifischen Dezentralisierungsfunktionen. Neben einem Kostenvor-

teil, der durch eine höhere Brennstoffausnutzung und durch eine günstigere Relation der Stromtransportaufwendungen entsteht, kommt noch ein weiterer Kostenvorteil hinzu, den eine günstigere Lastführung bzw. Arbeitsausnutzung in der Zeit des „Strom-Winterbergs“ verursacht.

d) *Verbundnetzspezifische Funktion:* Der früher ganz überwiegend an den standortgebundenen Kraftwerken orientierte Ausbau des Höchstspannungs-Verbundnetzes kann durch eine Dezentralisierung der Kraftwerksstandorte und durch eine bedarfsorientierte Anpassung der Kraftwerksleistung entflochten werden. Dadurch werden Leitungstrassen und verbundnetzspezifische Investitionen eingespart, die sonst vor allem den stromimportierenden Regionen aufgebürdet würden.

Anmerkungen

1. Erinnert sei vor allem an Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (Hrsg.): Energie und Umwelt. Sondergutachten. — Wiesbaden 1981. S. 186 ff.

2. Vgl. G. Wagner: Abbau regionaler Strompreisdiskrepanzen durch raumwirksame Maßnahmen und Planungen in der Bundesrepublik Deutschland. — Bonn 1983. S. 102 ff.

3. Vgl. K. - D. Fischer u. E. Lessing: Wohin mit den Steinkohlekraftwerken? Stromtransport ist wirtschaftlicher als Kohlentransport. In: Der Volkswirt Jg. 10 (1962) S. 203 — 205.

4. H. Krost und H. Vetter: Entwicklung und Stand von Braunkohlekraftwerken. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Jg. 31 (1981) Heft 5. S. 402 — 410.

5. Vgl. G. Herrmann: Stromtransport oder Kohletransport — neue Steinkohlekraftwerke wohin? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Jg. 27 (1977) Heft 4. S. 287 — 289.

6. Vgl. H. Koch und J. Ehlert: Energiewirtschaftlicher Vergleich alternativer Möglichkeiten und des Energietransportes. In: Elektrizitätswirtschaft. Jg. 77 (1978) Heft 1. S. 7 ff.

7. Vgl. K. H. Hegemann: Aspekte und Kosten des Energietransports beim Einsatz von Steinkohle zur Strombeschaffung revierferner Regionen. In: Elektrizitätswirtschaft. Jg. 75 (1976) Heft 9. S. 238 ff.

8. Vgl. K. Kammholz: Struktur des Umwandlungs- und Verteilungsbereiches in der Bundesrepublik Deutschland. (Vortragsmanuskript, VDI-Tagung). — Berlin 1981. S. 14 f.

9. Vgl. H. Koch und J. Ehlert. . . a.a.O., S. 14.

10. Vgl. Rat von Sachverständigen für Umweltfragen . . . a.a.O., S. 293 ff.

11. Vgl. G. Wagner. . . a. a. O., S. 163.

12. Vgl. W. Mönig: Determinanten des Elektrizitätsangebots und volkswirtschaftliche Kriterien zu seiner Beurteilung. — München 1975. S. 163 — 189.

13. Legt man das Kriterium der Arbeitsausnutzung zugrunde, so gelten für die verschiedenen Kraftwerkstypen generell folgende typischen Werte:

— 6 000 und mehr h/a eindeutig Grundlast,

— 4 500 bis 6 000 h/a untere Mittellast,

— 3 500 bis 4 500 h/a eindeutig Mittellast,

— 2 000 bis 3 500 h/a obere Mittellast,

— 2 000 und weniger h/a eindeutig Spitzenlast.

Vgl. hierzu auch die divergierenden Auffassungen von E. Windorfer: Fortschreibung der Gesamtstudie Fernwärme, Gutachten der WIBERA im Auftrag des BMFT. — Düsseldorf 1982, Teil I. S. 4 ff. sowie von K. Traube und O. Ullrich: Billiger Atomstrom? Wie die Interessen der Elektrizitätswirtschaft die Energiepolitik bestimmen. — Hamburg 1982. S. 372 f.

14. Vgl. G. Veigel: Kostenrechnung und Preispolitik in der Elektrizitätswirtschaft. — Wiesbaden 1962. S. 27 ff.

15. Auf die Gründe (lange Stillstandzeiten z. T. wegen Nachrüstungen) soll hier nicht eingegangen werden, zumal angesichts der geringen Anzahl von Kernenergiekraftwerken die Statistik bzw. die Betriebsergebnisse sowieso mit einer gewissen Vorsicht zu interpretieren sind.

16. Vgl. G. Wagner. . . a.a.O., S. 153 ff.

- 17 Vgl. Presse- und Informationsdienst der Bundesregierung (Hrsg.): Grundlinien und Eckwerte für die Fortschreibung des Energieprogramms. (Bulletin Nr. 30). — Bonn 1977. S. 273.
Vgl. auch BMWi (Hrsg.): Energieprogramm der Bundesregierung. Dritte Fortschreibung vom 4. 11. 1981. — Bonn 1981. S. 40 f.
- 18 Vgl. Aussagen von F. Spreer in Zeitung für Kommunale Wirtschaft, Februar 1985. S. 1.
- 19 Vgl. E. Tröscher: Systemtechnische Methoden zur Untersuchung der Möglichkeiten zentraler und dezentraler Stromerzeugung unter besonderer Berücksichtigung der Energiespeicherung und der Kraft-Wärme-Kopplung. Diss. — Essen 1977. S. 25 ff. Vgl. auch G. Wagner. . . a.a.O., S. 132 ff.
- 20 Vgl. J. Frank und D. Viefbues: Das Ende des billigen Atomstroms. — Freiburg 1983. S. 4 — 11 ff.
- 21 Vgl. F. Spreer: Konflikte zwischen leitungsgebundenen Energien im Rahmen örtlicher Energieversorgungskonzepte. In: Informationen zur Raumentwicklung. — Bonn (1981) Heft 4/5. S. 366 ff.
- 22 Vgl. E. Tröscher. . . a.a.O., S. 50 f.
- 23 Vgl. K. Hein: Die Rolle der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung. In: VDI-Bericht, 491. — Düsseldorf 1983. S. 63 ff.
- 24 Vgl. F. Spreer. . . a.a.O., S. 376 ff.
- 25 Ebenda, S. 376.
- 26 Vgl. K. Hein. . . a.a.O., S. 64 f.
- 27 Vgl. H. Brachmann: Kostenanalytische Untersuchungen zur Kraft-Wärme-Kopplung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Jg. 28 (1978) Heft 28. S. 436 — 439.
Vgl. E. Windorfer: Fortschreibung der Gesamtstudie Fernwärme. Gutachten der WIBERA im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie. — Düsseldorf 1982. Teil I. S. 6 ff.
- 28 Vgl. H. Hünlich: Probleme im Zusammenhang mit der Einordnung von Kernkraftwerken in das Verbundnetz der Bundesrepublik Deutschland. In: Atom und Strom. Jg. 17 (1971) Heft 5. S. 81 f.
- 29 Vgl. O. Kellermann: Sind Kernkraftwerke in Verbrauchszentren notwendig? Tagungsbericht (JRS. T 16) des Instituts für Reaktorsicherheit der TÜV (JRS). o. O. 1968, S. 13 ff.
- 30 Vgl. R. Meister: Das wirtschaftliche Zusammenspiel zwischen Wärme-, Wasser- und Pumpspeicherkraftwerken. In: Elektrizitätswirtschaft. Jg. 59 (1960) S. 627 ff.
- 31 Vgl. H. Edelmann und K. Theilsieffe: Optimaler Verbundbetrieb in der elektrischen Energieversorgung. — Berlin, Heidelberg, New York 1974. S. 12 ff.
- 32 Vgl. A. Buch: Ist die Entwicklung zu großen Leistungseinheiten im Kraftwerksbau berechtigt? In: Energie. Jg. 29 (1977) Heft 7. S. 198 ff.
Vgl. auch H. Koch: Planung größter Kraftwerksblöcke. In: Kraftwerkstechnik. Jg. 54 (1974) Heft 9. S. 587 ff.
- 33 Vgl. K. H. Hegemann: Aspekte und Kosten des Energietransports beim Einsatz von Steinkohle zur Strombedarfsdeckung revierferner Regionen. In: Elektrizitätswirtschaft. Jg. 75 (1976) Heft 9. S. 238 ff.
- 34 Ebenda, S. 239.
- 35 Vgl. H. Stumpf: Die Anpassung der Kraftwerksbauprogramme an die Erfordernisse wirtschaftlicher Fernwärmebeschaffung. (WIBERA-Sonderdruck, Nr. 101). — Düsseldorf 1978. S. 147.
- 36 Ebenda, S. 239.
- 37 Kraftwerke größerer Leistung (100 MW und mehr) speisen in der Regel in das 380/220-kV-Verbundnetz ein, unabhängig davon, ob sie für Grund-, Mittel- oder Spitzenlast eingesetzt werden.
Vgl. H. Tröscher: Systemtechnische Methoden zur Untersuchung der Möglichkeiten zentraler und dezentraler Stromerzeugung unter besonderer Berücksichtigung der Energiespeicherung und der Kraft-Wärme-Kopplung. — Diss. Essen 1977. S. 51 ff.
- 38 Ebenda. . . a.a.O., S. 51 ff.
- 39 Ebenda. . . a.a.O., S. 112 ff.
- 40 Die Netzverluste betrugen in den 50er Jahren noch durchschnittlich 10 %, sie sanken bis 1966 auf 7,2 % und bis 1974 auf 6,1 %. Allgemein gilt, je höher die Spannungsebene, um so geringer sind die Netzverluste.
Vgl. VDEW (Hrsg.): Strom für die Bundesrepublik. Berichte und Zahlen zur Entwicklung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung von 1950 bis 1975. — Frankfurt 1976. S. 30 ff.
- 41 Vgl. H. Tröscher. . . a.a.O., S. 52.
- 42 Vgl. H. Roser: Macht die Atomkraft das Verbundnetz überflüssig? In: Elektrotechnische Zeitschrift. Jg. 78 (1957) Heft 1, S. 1 — 6.
Vgl. hierzu auch H. K. Schneider: Gedanken zur Weiterentwicklung einer dezentralorientierten Energie- und Wasserversorgung. In: Beiträge zur kommunalen Versorgungswirtschaft. — Köln 1966. Heft 36. S. 7 — 27.
- 43 Vgl. H. Krost und H. Vetter: Entwicklung. . . a.a.O., S. 408 ff.
- 44 Vgl. H. Alt: Braunkohle bis ins Jahr 2040. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Jg. 28 (1978) Heft 12. S. 746 ff.
- 45 Vgl. G. Lottes: Pumpspeicherwerke in der Bundesrepublik Deutschland. Eine Frage möglicher Standorte? In: Elektrizitätswirtschaft. Jg. 80 (1981) Heft 12. S. 402 — 403.
- 46 In der Ersten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung vom 23. 10. 1974 war ein Kapazitätsbedarf an Kernenergie von 45.000 MW bis 1985 veranschlagt worden. Vgl. BMWi (Hrsg.): Erste Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung. — Bonn 1974. S. 50.
- 47 Anlaß zur Annahme einer nur geringen Kapazitätssteigerung gibt die Entwicklung des Stromverbrauchs in den zurückliegenden Jahren. So stieg im Jahresdurchschnitt der Stromverbrauch wie folgt: von 1965 — 1970 um 8,78 %; von 1970 — 1975 um 6,22 %; von 1975 — 1980 um 3,44 %; und von 1980 — 1982 um 0,5 %.
- 48 Vgl. DIW/EWI/RWI (Hrsg.): Der Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland und seine Deckung bis zum Jahre 1995. — Essen 1981.
- 49 Vgl. Öko-Institut (Hrsg.): Energieversorgung der Bundesrepublik ohne Kernenergie und Erdöl. 2. Auflage. — Freiburg 1980. S. 10 ff.
- 50 Vgl. K. Hein: Kraft-Wärme-Kopplung durch Verbrennungsmotoren. In: VDI-Bericht Nr. 293. — Düsseldorf 1981. S. 57 ff.
- 51 Vgl. D. Neuberg: Die neue Generation der Kohlekraftwerke. In: Bild der Wissenschaft. Jg. 17 (1980) Heft 2. S. 66 ff.