

W. PILLER / H. SCHAEFER / U. WOLFF

Einflußgrößen bei der Wahl von Kraftwerksstandorten verschiedener Kraftwerksarten und Blockgrößen

Entwicklung des Strombedarfs

Bevor das eigentliche Problem der Standortwahl in seiner ganzen Komplexität angesprochen wird, sei zunächst kurz darauf eingegangen, wie die Bedarfsentwicklung an elektrischer Energie in der Vergangenheit aussah und wie sich die Prognose für die nähere Zukunft darstellt. Eine ähnliche Betrachtungsweise muß auch für die Entwicklung des Leistungsbedarfs oder auch der Benutzungsdauer, die sich aus dem Verhältnis von elektrischer Arbeit in kWh zur höchsten Last in kW bestimmt, angestellt werden. Dies ist eine unabdingbare Voraussetzung, um den erforderlichen Zubau an Kraftwerksleistung zu ermitteln und die Zahl von neu benötigten Kraftwerksstandorten abschätzen zu können.

Unbestrittenes Faktum sind die bisherigen Steigerungsraten beim Stromverbrauch. Wie aus Abb. 1 ersichtlich, lagen sie in der Vergangenheit langfristig bei ca. 6,5 % pro Jahr, was einer Verdoppelungszeit des Strombedarfs von etwa 11 Jahren entspricht. Dabei wurden Einbrüche durch wirtschaftliche Rezession etwa Anfang der dreißiger Jahre und Ende der sechziger Jahre sowie die Auswirkungen des Zweiten Weltkrieges durch hohe Zuwachsraten innerhalb kurzer Zeit wieder wettgemacht.

Es haben sich in den letzten Jahren Vermutungen und auch quantifizierbare Anzeichen, wie geringeres Wirtschaftswachstum, stagnierende bzw. sinkende Bevölkerungszahlen und Annäherung der Anzahl der Wohnungen an die Anzahl der Haushalte, gemehrt, die auf einen Rückgang der Wachstumsrate des Stromverbrauchs hinweisen. Heute werden im Gegensatz zu früheren Prognosen, die unter anderen Prämissen erstellt wurden (wie die in Abb. 1 eingetragene Prognose der UNIPED), Werte des Stromverbrauchs in der BRD genannt, die zum Beispiel für das Jahr 2000 bei 975 TWh gegenüber 1600 TWh liegen. Die Bundesregierung rechnet in der Zeit von 1975 bis 1985 mit einem Zuwachs des Stromverbrauchs von im Mittel 6 %/a und erwartet für 1985 einen Stromverbrauch von 565 TWh. Wenn man eine Ausnutzungsdauer der Kraftwerksleistung von 4900 Stunden/a un-

terstellt, so ergibt sich eine notwendige Kraftwerkskapazität von rund 115 000 MW und ein daraus resultierender Nettozubau bis 1985 von rund 33 000 MW.

Die Abschätzung für das Jahr 2000 ergibt einen Leistungsbedarf von etwa 200 000 MW, also eine weitere Neubauleistung von ca. 90 000 MW gegenüber 1985. Insgesamt ergibt sich also von heute bis zum Jahr 2000 ein zusätzlicher Leistungsbedarf von rund 120 000 MW. Diese Leistung entspricht der von 100 Kernkraftwerksblöcken der Leistungsklasse „Biblis“ (1 200 MW_{el}) oder von 200 modernen kohle-gefeuerten Kraftwerksblöcken à 600 MW. Allerdings dürfte es falsch sein, für die Zubauleistungen nur Kraftwerksblöcke dieser Größenordnungen zu betrachten. Auch in Zukunft wird ein Teil der neuerstellten Kraftwerke im unteren und mittleren Teil des Leistungsspektrums anzusiedeln sein. Dies gilt vor allem für Kraftwerke kommunaler Stromversorgungsunternehmen, Heizkraftwerke und für Spitzenlastanlagen.

Obwohl dem Menschen prophetische Fähigkeiten nicht gegeben wurden und dieser Mangel auch durch die Anwendung mathematisch-statistischer Methoden nicht wettgemacht werden kann, Prognosen also immer nur aus der Vergangenheitsentwicklung und der Struktur der gegenwärtigen Situation abgeschätzte Daten für die Zukunft sein können, bleiben sie für die Versorgungswirtschaft ein nötiges Hilfsmittel, um den Bedarf der Verbraucher auch in Zukunft sicher abdecken zu können. Dies um so mehr, als die Realisierung von Kraftwerksprojekten heute Planungs-, Projektierungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiten von etwa 8 bis 10 Jahren in Anspruch nimmt.

Die Komplexität und gegenseitige Beeinflussung der verschiedenen Parameter bei der Standortfindung

Das Problem der Standortfindung für neue Kraftwerksbauten — gleich welcher Blockgröße und Kraftwerksart — ist in sehr großem Umfang in das öffentliche Interesse gerückt.

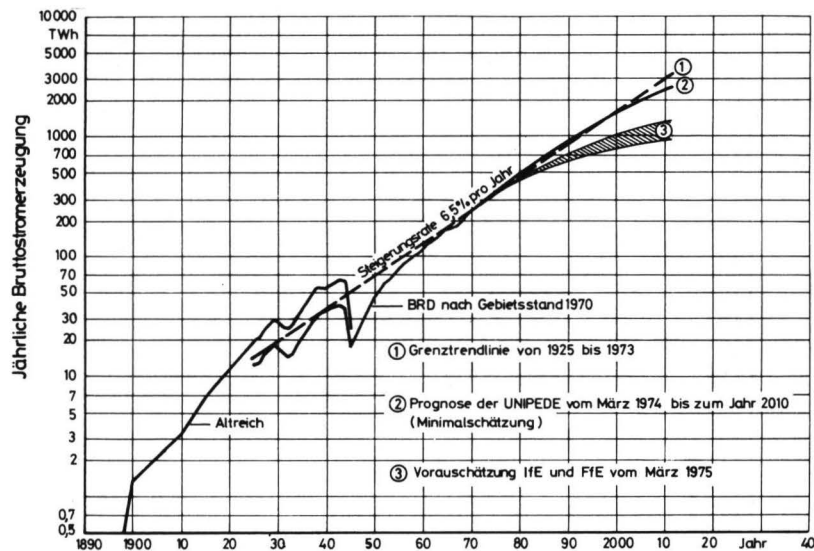


Abb. 1: Bruttostromerzeugung in Deutschland

Dabei werden bei der Bevölkerung hauptsächlich einige wenige standortbestimmende Parameter in die Diskussion eingebracht, wie etwa Fragen bezüglich der Umweltbelastung und des Umweltschutzes. Naturgemäß wird oft nicht deutlich, daß eine ganze Reihe von wichtigen technischen Einflußgrößen und ihre Auswirkungen auf die letztendlich die Standortwahl entscheidenden Kosten beim Festlegen neuer Standorte zu berücksichtigen sind.

Abb. 2 zeigt die wichtigsten Einflußgrößen und, durch Pfeile verdeutlicht, ihre wechselseitigen Wirkungsrichtungen. Zentral sind im Bild die Kosten angeordnet, da die ringsherum angeordneten Parameter alle direkt oder indirekt diese beeinflussen. Daraus ergibt sich zwangsläufig, daß zunächst diese Parameter untersucht sowie qualifiziert und quantifiziert werden müssen.

Einfluß auf die Kosten bei der Erstellung und dem Betrieb eines Kraftwerkes haben nach Abb. 2 folgende Parameter:

- Entfernung des Standortes vom Verbrauchergebiet,
- Kraftwerksart und -größe sowie eingesetzter Brennstoff,
- Einbindungsmöglichkeit ins elektrische Netz,
- Art der Kraftwerkskühlung,
- ökologische Parameter und gesetzliche Auflagen,
- Infrastruktur der Kraftwerksumgebung.

Die Vielfalt der Wirkungsrichtungen zwischen den einzelnen genannten Einflußgrößen zeigt deren komplexen Zusammenhang und ihre in jedem einzelnen Entscheidungsfall zu berücksichtigende, untrennbare Verzahnung. Mit welchem Entscheidungsgewicht jedoch die einzelnen Parameter in die jeweilige Standortwahl eingehen, ist — selbst auch wieder mit Rückwirkungen behaftet — für jeden Einzelfall anders gelagert.

Für die Betrachtung etwas einfacher werden die in Abb. 2 dargestellten Zusammenhänge dadurch, daß zwei der angegebenen Parameter, nämlich Kraftwerks- und Brennstoffart sowie das Kühlproblem, nahezu immer einen dominierenden Einfluß ausüben und damit die „Zahl der Freiheitsgrade“ der restlichen Faktoren deutlich eingeschränkt wird.

Energieverbrauch und räumliche Zuordnung

Auslösendes Moment für Neuzubau von Kraftwerksleistung ist zusätzlicher Bedarf an elektrischer Leistung, der sich aus steigendem Bedarf an elektrischer Energie fast direkt proportional ergibt, da eine Erhöhung der Ausnutzungsdauer nur noch in geringem Umfang realisierbar ist. Der größte Zuwachs ist dabei in Ballungsgebieten und Industriezentren zu erwarten. Technische Erfordernisse und vergleichende Kostenrechnungen veranlassen die EVU in der Regel dazu, die Leistungs- und Energiebereitstellung möglichst verbrauchernahe durchzuführen. Gut ablesbar ist diese Tatsache auch aus Abb. 3, in der für die einzelnen Bundesländer die Stromabgabe an das öffentliche Netz, der Stromverbrauch und der Stromaustausch mit den angrenzenden Ländern für

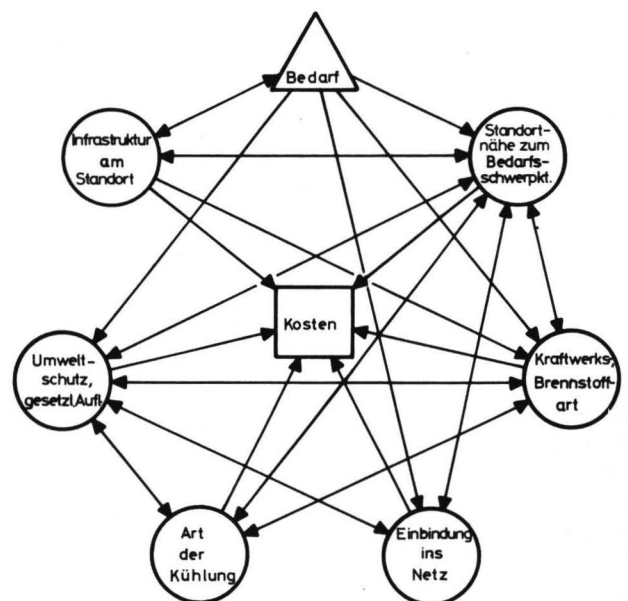


Abb. 2: Einflußparameter bei der Standortfindung für Kraftwerke

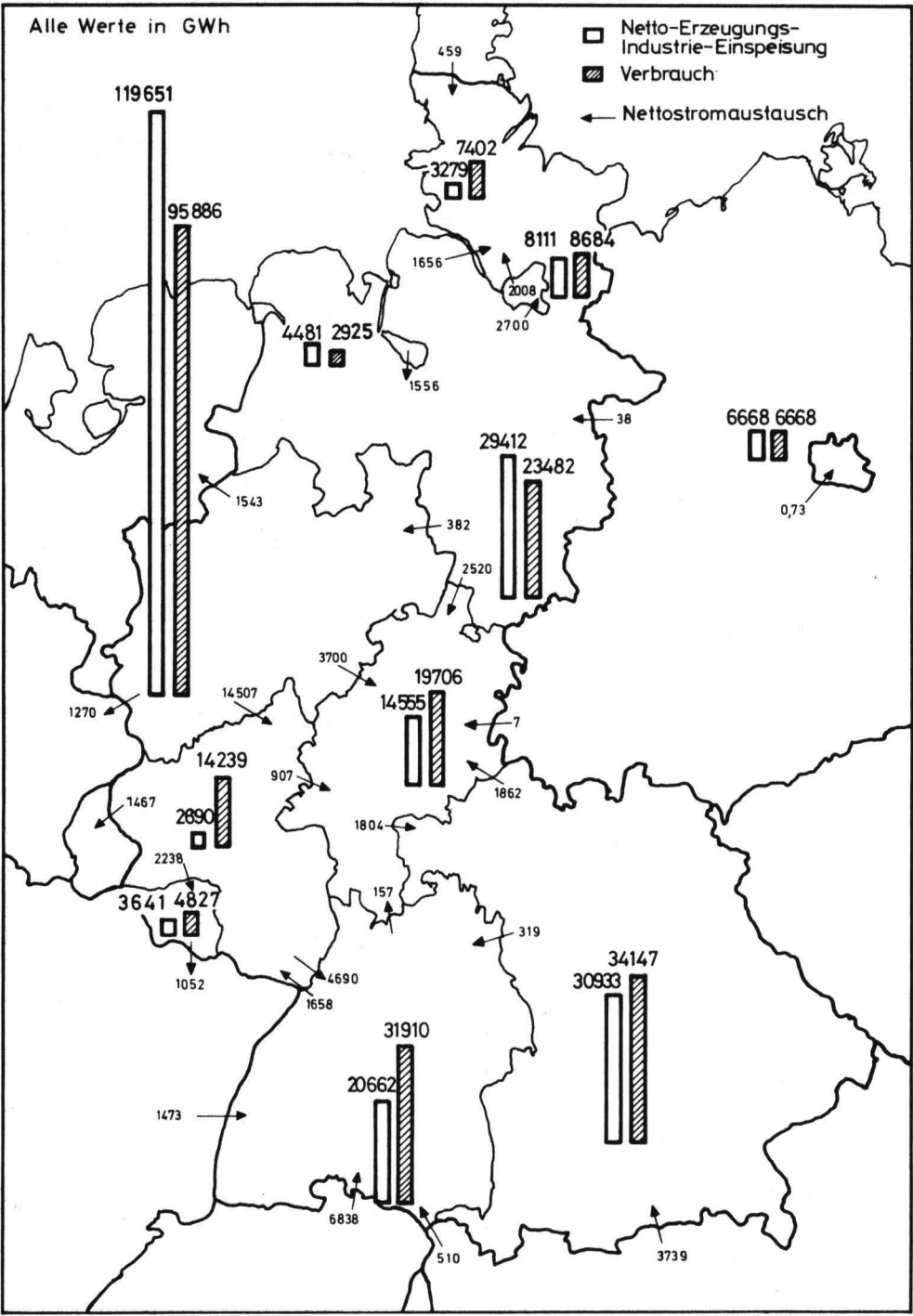


Abb. 3: Strombilanz der einzelnen Bundesländer im Jahre 1975

das Jahr 1975 dargestellt sind. Typisch ist die in fast allen Bundesländern einschließlich der Hansestädte und Berlin nahezu ausgeglichene Bilanz. Eine deutliche Ausnahme hiervon bildet lediglich Rheinland-Pfalz mit einer im Vergleich zum Verbrauch sehr niedrigen Erzeugungsquote.

Wenn auch grundsätzlich ein verbrauchernaher Standort viele Vorteile bietet, so gibt es doch Gründe, die eine solche Standortwahl nicht zulassen. Gedacht ist hierbei in erster Linie an Wasserkraftwerke und an thermische Kraftwerke,

die mit Brennstoffen befeuert werden, deren niedriger Heizwert und/oder hoher Asche- sowie Wasseranteil keinen wirtschaftlichen Brennstofftransport zulassen. Zu diesen Brennstoffen gehören zum Beispiel die in der Bundesrepublik Deutschland in hohem Maße zur Verstromung eingesetzte Braunkohle, Ballastkohle aus heimischer Steinkohlenförderung, daneben aber auch Brennstoffe wie Gichtgas und Müll. Bei Einsatz derartiger Brennstoffe ist man aus Kostengründen gezwungen, den Kraftwerksstandort — selbstver-

ständig unter möglichst weitgehender Berücksichtigung der anderen Einflußfaktoren wie zum Beispiel der Frage der Einbindung ins elektrische Netz — in unmittelbarer Nähe des Gewinnungs- oder Anfallortes der eingesetzten Energie anzusiedeln.

Bei Verwendung transportwürdiger Brennstoffe, also zum Beispiel von Steinkohle, Heizöl, Erdgas und nuklearen Brennstoffen, wird man bei der Standortwahl aus der Sicht „eingesetzter Brennstoff“ naturgemäß flexibler.

Abb. 4 gibt für die gebräuchlichsten fossilen Kraftwerksbrennstoffe in Abhängigkeit von der Transportentfernung den Einfluß des Brennstofftransportes auf die spezifischen Stromgestehungskosten wieder. Für die festen und flüssigen Brennstoffe ist hierbei Schiffsfracht zugrundegelegt.

Kraftwerksart und Brennstoff

Bei allen Überlegungen bezüglich eines Kraftwerksstandortes muß der Leistungsgang des zum vorgesehenen elektrischen Einspeisepunkt gehörenden Versorgungssystems und des schon vorhandenen Bestandes an Kraftwerken in diesem System betrachtet werden, um zu entscheiden, für welchen Lastbereich — das heißt Grund-, Mittel- oder Spitzenlast — das Kraftwerk zu planen ist. Dabei wird einerseits die Blockgröße des Kraftwerks in Abhängigkeit vom Stand der Technik mitbeeinflusst, andererseits die Wahl der Kraftwerksart und des einzusetzenden Brennstoffes weitgehend vorgegeben. Letztlich sind wiederum die Kosten der ausschlaggebende Faktor: Kraftwerke mit hohen jährlichen Fixkosten und niedrigen Brennstoffkosten versucht man im Grundlastbereich mit Benutzungsdauern von 6 000 h/a und mehr einzusetzen; Kraftwerke mit niedrigen Anlagekosten und hohen Betriebskosten aufgrund teurerer Brennstoffe und hoher spezifischer Verbrauchswerte, die, basierend auf der Anwendung einfacherer thermodynamischer Kreisprozesse, auch aus einer damit verknüpften wenig aufwendigen Anlagentechnik rekrutieren, werden zur Spitzenstromerzeugung verwendet.

Die eingesetzten Brennstoffe haben aber auch Rückwirkungen auf den Wirkungsgrad des Kraftwerks. Grundsätzlich kann man davon ausgehen, daß Brennstoffe mit geringerer Veredelungsstufe wohl zu einem geringeren Preis zur Verfügung stehen. Dafür aber sind sie vor der Verfeuerung aufzubereiten, zum Beispiel zu mahlen oder zu trocknen, und diese Aufbereitung erhöht nicht nur den Investitionsaufwand, sondern auch den Eigenbedarf. Außerdem wird die Feuerführung in dem Maße besser regel- und steuerbar, wie man von festen auf flüssige oder von flüssigen auf gasförmige Brennstoffe übergeht.

Eng verknüpft mit der Frage des eingesetzten Brennstoffes ist das Problem der ökologischen Belastungen durch Emissionen. Art und Höhe der spezifischen stofflichen Belastung sind von einer Anzahl verschiedener Kriterien abhängig. Es sind dies

- physikalische und chemische Eigenschaften der Energieträger,

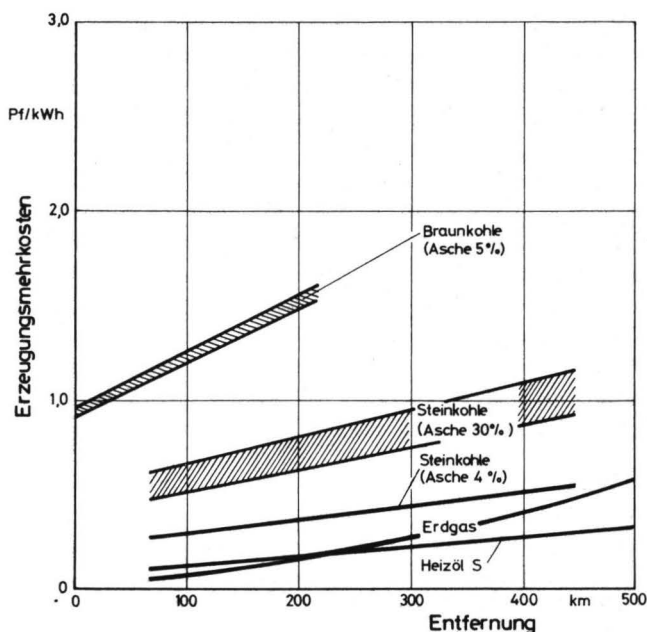


Abb. 4: Einfluß des Brennstofftransportes auf die Stromerzeugungskosten

- Art, Ausstattung, Größe und Betriebsweise der Umwandlungsanlage,
- Auswirkungen der Emission auf die Immissionskonzentrationen.

Die Quantifizierung von Einzelwerten wird dadurch erschwert, daß sich die verschiedenen oben genannten Einflußkriterien in ihren Auswirkungen überlagern.

Zusammenhang zwischen Emissionen und Immissionen

Die Ausbreitung und damit Verdünnung der von einer Quelle emittierten Stoffe hängt sehr stark ab von topographischen und klimatologischen Gegebenheiten sowie von der effektiven Höhe der Emissionsquelle. Die an einer bestimmten Stelle zu beobachtende Immissionskonzentration ergibt sich aus der Überlagerung aller wirksamen Emissionsquellen gemäß den jeweiligen Ausbreitungsgesetzmäßigkeiten.

Das bedeutet für den konkreten Fall eines Kraftwerksbaus, daß für den in Betracht gezogenen Standort die Schadstoffvorbelastungen durch andere Emittenten festzustellen sind und auf dieser Grundlage sowie entsprechend den gesetzlichen Auflagen der TA-Luft einschränkende Forderungen im Emissionsverhalten für das Kraftwerk gestellt werden können. Diese Forderungen beziehen sich bei fossil gefeuerten Kraftwerken auf stoffliche Belastungen durch die Emission von Kohlenmonoxyd (CO), Schwefeldioxyd (SO₂), Stickoxyden (NO₂), Kohlenwasserstoffen (C_x H_y) und Feststoffen wie Staub und Ruß.

Technisch läßt sich eine Reihe der vorgenannten Emissionsstoffe in ihrer Menge reduzieren, allerdings immer verbunden mit einem zusätzlichen Investitionsaufwand, zusätzlichen Personal- und Materialkosten sowie erhöhtem Eigenbedarf, der den spezifischen Brennstoffbedarf erhöht.

So werden heute Entstaubungsanlagen und Rauchgasentschwefelungsanlagen eingesetzt, die eine erhebliche Emissionsreduzierung gestatten, jedoch etwa 1,5 % mehr Brennstoffeinsatz erfordern. Eine Alternative zur Rauchgasentschwefelung stellt, insbesondere bei flüssigen Brennstoffen, die Brennstoffentschwefelung dar. Da hier die Schwefelbeseitigung vom Kraftwerksbetreiber auf den Brennstofflieferanten verschoben ist, verlagern sich beim Kraftwerksbetreiber die durch ökologische Forderungen entstehenden anlagenspezifischen Zusatzkosten aus dem Fixkostenbereich in die variablen Kosten; ebenso verlagert sich der Mehrbedarf an Energie zum Brennstofflieferanten. Auch hier zeigt sich wieder die enge Verknüpfung der einzelnen Auswahlparameter zur Standortfindung und ihre wechselseitige Wirkung.

Neben Anlagen zur Emissionsverminderung kann durch die Bauhöhe des Kamins die Immissionsverdünnung innerhalb einer bestimmten Region variiert werden, wobei allerdings Fragen der optischen Belastung und auch sicherheitstechnische Einschränkungen, wie Gefährdung der Luftfahrt in Einflugschneisen, begrenzend wirken.

Bei Kernkraftwerken treten zusätzliche Probleme bei der Standortwahl auf, so zum Beispiel die standortbedingte Wahrscheinlichkeit von Erdbeben, Flugzeugkollisionen und -abstürzen sowie ähnlich gearteten Katastrophen. Zu dem außerordentlich umfangreichen Katalog von Gesetzen und Verordnungen zu sicherheitstechnischen Maßnahmen gehören auch die vom Gesetzgeber festgelegten Abgabegrenzen radioaktiver Stoffe, die nicht überschritten werden dürfen. Diese beziehen sich auf die kontinuierliche Abgabe gasförmiger und flüssiger radioaktiver Stoffe sowie auf den diskontinuierlichen Anfall fester radioaktiver Abfälle.

Kraftwerkskühlung

Der zweite zentrale Fragenkomplex bei der Standortwahl beschäftigt sich mit dem Problem Kraftwerkskühlung. Bei konventionellen Dampfkraftwerken müssen aus thermodynamischen Gründen ca. 50 %, bei Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren sogar ca. 65 % der eingesetzten Primärenergie als Wärme bei Temperaturen von etwa 20 bis 35 °C an die Umgebung abgegeben werden. An Kühlungsmöglichkeiten bieten sich heute drei grundsätzliche Verfahren an: die reine Frischwasserkühlung mit Flußwasser, die Kühlung mit Naßkühltürmen und die Kühlung mit Trockenkühltürmen, bei denen Luft als Kühlmedium verwendet wird. Sie führen in der genannten Reihenfolge zu höheren Turbinenaustrittstemperaturen in der Turbinenendstufe und damit zu einer Verschlechterung des elektrischen Kraftwerkswirkungsgrades, gleichzeitig aber zu einer Abnahme von Kühlwasserbedarf und folglich zu geringerer thermischer Belastung der Gewässer. Da die Investitions- und Betriebskosten für Frischwasserkühlung am niedrigsten sind, liegt es auf der Hand, sich ihrer soweit irgend möglich zu bedienen. Allerdings kann man heute nur noch in sehr begrenztem Umfang Kraftwerke mit reiner Frischwasserkühlung ausstat-

ten, da unsere Flüsse thermisch entsprechend den Wärmelastplänen kaum noch zusätzliche Belastungen aufnehmen können. Die Grenzen sind dabei durch die zeitliche Wasserdarbietung der Flüsse und die von den Wasserwirtschaftsämtern für jeden Gewässerabschnitt vorgeschriebenen maximalen Entnahmemengen, die maximalen Aufwärmspannen und die zulässigen Maximaltemperaturen festgelegt. Trotzdem sind Standorte in Flußnähe notwendig, um den sonstigen Wasserbedarf decken zu können.

Da reine Trockenkühlung beim heutigen technischen Stand wegen der Abmessungen der aktiven Kühlflächen und der Türme auf den Leistungsbereich bis 300 MW elektrisch beschränkt ist, sind fast alle Kraftwerksneubauten vorläufig auf den Einsatz von Naßkühltürmen angewiesen.

Eine Errichtung von Kraftwerken an der Küste mit Kühlung durch Meerwasser scheidet wegen der geologischen Ausbildung der Nordseeküste als Wattküste mit ihren Sand- und Schlickeschieben aus. Kraftwerke auf künstlichen Inseln zu errichten wird zwar erwogen, bringt aber neben sehr hohen Investitionskosten technische Probleme und zusätzliche Kosten beim Stromtransport.

Derartige Lösungen brauchen auch heute noch nicht realisiert zu werden, da nach Aussage von zuständigen Fachleuten zumindest bis zur Jahrhundertwende genügend Zusatzkühlwasser für Naßkühlverfahren zur Verfügung steht. Eng mit dem Kühlproblem und ganz besonders mit der Frage des rationellen Primärenergieeinsatzes verbunden ist das Bestreben, in zunehmendem Maße Heizkraftkupplungen, also Anlagen zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Heizwärme, in eine integrierte Energieversorgung der Zukunft aufzunehmen.

Bei derartigen Anlagen läßt sich zwar beim konstanten Betrieb mit Nennlast und maximaler Wärmeauskopplung eine Primärenergieausnutzung von nahezu 90 % erreichen. Sobald man jedoch den saisonalen Lastgang von Strom- und Heizwärmebedarf mit ins Kalkül zieht, verringert sich dieser Wert auf ca. 65 %. Neben dieser Tatsache muß man berücksichtigen, daß die Saisongänge von Strom- und Heizwärme sich in ihrer Amplitude um etwa den Faktor 13 unterscheiden. Das bedeutet, daß im Sommer mit einem reinen Heizkraftwerk entweder nur in stark reduziertem Maße Strom erzeugt werden kann oder bei voller Stromerzeugung zusätzlich eine Kühlung zur Kondensation vorzusehen und ein höherer spezifischer Brennstoffverbrauch in Kauf zu nehmen ist.

Auch eine Auslegung als Entnahmekondensationsanlage kann die Problematik des unterschiedlichen saisonalen Bedarfsgangs von Strom und Wärme nicht beseitigen, da dann im Winter Ersatzleistung für die bei Heizwärmeabgabe reduzierte elektrische Leistung installiert sein und betrieben werden muß.

Darüber hinaus ist es aufgrund der für Fernwärmeversorgung notwendigen hohen Wärmelastdichten der Verbraucher und die nötige geringe Entfernung zwischen Heizkraftwerk und Verbrauchergebiet nahezu unmöglich, die gesamte Kraftwerksabwärme größerer Kraftwerksblöcke in Heizwärme zu wandeln und sinnvoll einzusetzen. In der Mehrzahl aller Fälle kann man nur eine Teilauskopplung durch-

führen. Trotz dieser eingrenzenden Parameter bleibt ein beträchtliches für die Heizkraftkopplung noch erschließbares Potential, zu dessen Ausschöpfung auch beträchtliche Forschungsmittel aus dem Programm Energieforschung und Energietechnologien eingesetzt wurden und werden.

Wie bereits angedeutet, besteht zwischen dem gewählten Kühlverfahren und dem Dampfkraftprozeß eine enge Verflechtung, wodurch eine energietechnische Optimierung aufwendig ist und nur mit umfangreichen Rechenprogrammen bewältigt werden kann. Die Beeinflussung der Stromgestehungskosten durch eine Veränderung des Kühlsystems kann nur durch eine Erfassung der jeweiligen Gesamtkosten der Stromerzeugung ermittelt werden. Dabei ergeben sich die Richtwerte, daß beim Übergang von Frischwasserkühlung auf Naßkühlturbetrieb für fossil gefeuerte Kraftwerke eine Erhöhung der Stromgestehungskosten von 4 bis 6 %, für Kernkraftwerke von 9 bis 13 % zu erwarten ist, während beim Übergang von Frischwasserkühlung auf Trockenkühlturbetrieb für fossile Kraftwerke die Stromerzeugungskosten sich um 6 bis 7 % und für Kernkraftwerke um ca. 15 % erhöhen dürften.

Einbindung in das elektrische Netz

Aufgrund der heute notwendigen Blockgrößen ist die Frage der Einbindung neuer Kraftwerke in den elektrischen Netzverbund von erheblicher Bedeutung und muß daher bei der Standortwahl mit in das Kalkül gezogen werden. Es gilt zu prüfen, wo die elektrische Leistung benötigt wird, woher Reserveleistung zur Verfügung gestellt werden kann und in welcher Höhe Lastspitzen zu erwarten sind. Darüber hinaus ist von der reinen Gerätetechnik her die schon bestehende Auslastung der Leitungen zu prüfen, um festzustellen, ob noch freie Kapazität vorhanden ist, und gegebenenfalls die Frage zusätzlich benötigter Leitungen zu klären. Generell sind dabei wegen des westeuropäischen Verbundnetzes nicht nur regionale Gesichtspunkte einzubeziehen, sondern die Einspeisepunkte von großen Kraftwerken wirken sich auf das gesamte Verbundnetz aus.

Aufgrund der Stromtransportkosten versucht man, die Übertragungslängen — in Abhängigkeit von der Übertragungsspannung — möglichst gering zu halten. Eine Betrachtung der Netze innerhalb der Bundesrepublik Deutschland zeigt, daß sich im Schnitt auf der Niederspannungsseite Transportentfernungen von einigen hundert Metern ergeben. Auf der Mittelspannungsebene liegen die mittleren Transportentfernungen bei einigen Kilometern und auf der Hochspannungsseite bei einigen -zig Kilometern. Abb. 5 zeigt in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung Kostenbereiche für die elektrische Energieübertragung mit Hilfe von Kabeln und Freileitungen. Dabei sind durch den gestrichelten Bereich heute großtechnisch noch nicht verwirklichte Spannungsbereiche für die Übertragungselemente ebenfalls aufgenommen. Zusätzlich zur Übertragungsleistung sind die diesen Leistungsbereichen üblicherweise zugeordneten Spannungsebenen vermerkt; die Grenzen sind allerdings fließend.

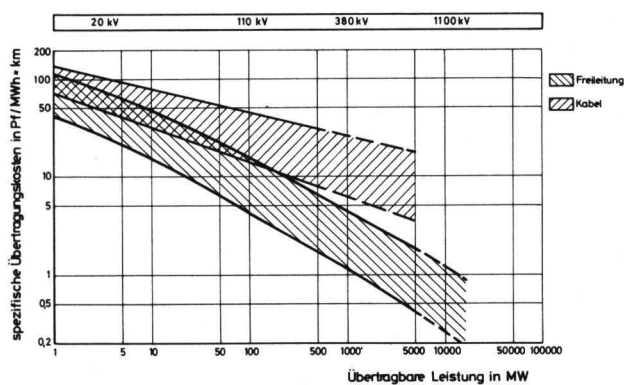


Abb. 5: Spezifische Übertragungskosten von Freileitungen und Kabeln

Sonstige Einflußgrößen

Neben den bereits angeführten ökologischen Einflüssen, die durch den Brennstoff und die Kühlungsart des Kraftwerkes ausgelöst werden, sind in zunehmendem Maße Lärmbelästigung und optische Beeinträchtigung des Landschaftsbildes zu berücksichtigen. Vom Gesetzgeber her besteht die Auflage, das „Kraftwerk“ nach dem Landesraumordnungsprogramm in das Gesamtlandschaftsbild zu integrieren, wobei gemäß Abschnitt VIII die landespflegerischen Belange zu beachten sind. Im Gegensatz zu den anderen Umweltbelastungen, die zumindest in gewissem Umfang objektiv quantifiziert werden können, ist die optische Beeinträchtigung der Landschaft durch technische Zweckbauten vorwiegend vom ästhetischen Empfinden des Menschen bestimmt. Die Problematik gewinnt an Bedeutung, je größer und damit optisch

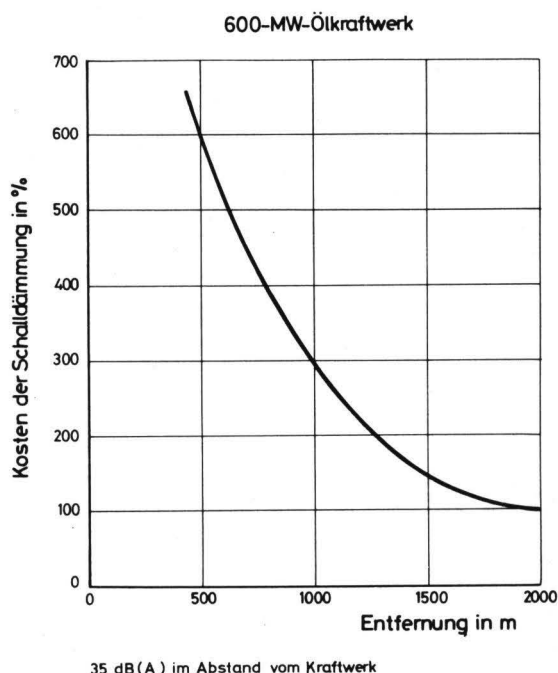


Abb. 6: Schalldämmungskosten in Abhängigkeit vom Abstand zu Wohngebieten

stärker ins Gewicht fallend die Abmessungen der Bauwerke und Anlagen werden.

Als Auflage zum Lärmschutz sind in einem reinen Wohngebiet nachts 35 dB (A) an maximalem Geräuschpegel zulässig. Dies würde für den Standort eines Kraftwerkes bedeuten, daß ein Abstand von ca. 2 km zum Wohngebiet in allen Richtungen einzuhalten ist. Um das Kraftwerk dennoch näher an Siedlungsgebiete heranrücken zu können — was für Heizkraftwerke in der Regel unumgänglich ist und selbstverständlich auch für andere Kraftwerke als wünschenswert gilt —, sind beträchtliche Schallschutzmaßnahmen für die lärmzeugenden Anlagenteile notwendig. Diese Anlagenteile sind im wesentlichen die bei der Naßkühlung auftretenden Rieselwassergeräusche, die Saugzugbeläse, Lüfter verschiedenster Art, Bekohlungsanlagen sowie alle sonstigen im Freien laufenden Antriebe und die Transformatoren.

Einen ungefähren Überblick über die aufzuwendenden finanziellen Mittel für Schallschutzmaßnahmen in Abhängigkeit von der Entfernung des Kraftwerksstandortes von umliegenden Siedlungen gibt Abb. 6 wieder. Deutlich ersichtlich ist der exponentielle Kostenanstieg bei verringertem Abstand.

Letztlich ist als Einflußparameter in Abb. 2 noch der Begriff der Infrastruktur zu finden. Unter Infrastruktur ist hier unter anderem die Frage nach guter Verkehrserschließung und geeigneten Transportwegen zu verstehen. Das ist schon deshalb notwendig, weil man den Standort großer Kraftwerksblöcke auch aus Transportgründen der heute üblichen Maschinensätze — Turbogenerator und Blocktransformator — in der unmittelbaren Nähe von Schiffahrtswegen planen muß. Die erwähnten Maschinensätze moderner Kraftwerksblöcke schließen nämlich aufgrund ihrer Abmessungen und Gewichte einen Schienen- bzw. Straßentransport über größere Entfernungen weitgehend aus. Daneben sind auch Einrichtungen zur Befriedigung des täglichen Bedarfs des Kraftwerkspersonals zu berücksichtigen. Hierzu sind Wohnungen in Kraftwerksnähe, Einkaufsmöglichkeiten und soziale Einrichtungen zu zählen. Selbstverständlich stellt dieser Punkt — zumindest in der dicht besiedelten Bundesrepublik Deutschland — keinen vorrangigen Einflußfaktor dar, beeinträchtigt aber durchaus die Kostenfragen bei der Standortwahl und kann bei eventuellen — ansonsten gleichwertigen

— Alternativstandorten zur endgültigen Entscheidung beitragen.

Daß für die Standortwahl neben den hier explizit angeführten Parametern Untersuchungen über die Bodenbeschaffenheit, die Bodentragfähigkeit, die sonstige geologische Situation und über die langjährigen Wetterverhältnisse, wie vorzugsweise Windrichtung, Häufigkeit von Inversionswetterlagen usw., angestellt werden müssen, erklärt sich von selbst.

Letztlich sind also bei der Standortwahl die aus den einzelnen Einflußparametern rekrutierenden Stromerzeugungskosten der entscheidende Auswahlfaktor. Da jeder Bürger zu jeder Zeit mit elektrischer Energie ausreichend, sicher und preisgünstig versorgt werden muß, ist neben dem Streben nach technisch optimaler Ausführung auch eine wirtschaftlich günstige und vertretbare Lösung bei der Standortsuche nötig. Das bedeutet, daß man alle Parameter in die Diskussion einbeziehen muß und dabei nicht durch Überbewertung einzelner Punkte zu einseitig überzogenen Forderungen kommen darf.

Literatur

- Börnke, F.: Eingliederung des Kraftwerkes in seine Umgebung. VGB-Konferenz 1973: Kraftwerk und Umwelt.
- Piller, W.; M. Rudolph; H. Schaefer; U. Wolff: Energetische Überlegungen zur Modifikation von Kraft-Wärme-Kupplungen. In: Fortschrittsberichte VDI-Z, Reihe 6, Nr. 44. — Düsseldorf: VDI-Verlag.
- Sassin, W.: Aspekte der elektrischen Hochenergieübertragung und deren Einfluß auf die Umwelt. — Kernforschungsanlage Jülich 1972.
- Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland 1975. In: Elektrizitätswirtschaft. Jg. 1975. Sonderdruck Nr. 2881.
- Gutachten zum Bayerischen Energieprogramm. (Hrsg.): Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). — München 1974.
- Energieversorgung und Umweltschutz in Baden-Württemberg. (Hrsg.): Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). — München 1974.
- Maßnahmen zur Minderung der Umweltbelastung im Bereich der Stromerzeugung und der Energiefortleitung. Technische Möglichkeiten und Kosten. (Hrsg.): Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). — München 1974.