Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 61 (1969)
Heft: 3-4

Artikel: Weltkraftkonferenz Moskau 1968
Autor: Etienne, E.H. / Töndury, G.A.
Kapitel: 1: Kongressberichte, Fachzeitungen und Vorträge
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-921566

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 15.10.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

WELTKRAFTKONFERENZ MOSKAU 1968

DK 061.3 (100) : 620.9 «1968» : 621.311.1

Im August 1968 fand in Moskau die VII. Volltagung der Weltkraftkonferenz statt, zugleich die letzte der sich in einem Turnus von sechs Jahren folgenden Plenartagungen; zwischen den Volltagungen wurden bisher in der Regel alle zwei Jahre Teiltagungen mit speziellen Themen durchgeführt. Es wurde nun aber beschlossen, in Zukunft nur noch alle drei Jahre eine internationale Tagung abzuhalten, die inskünftig in besserer Würdigung des Fachgebietes als Weltenergiekonferenz bezeichnet werden soll; die nächste Konferenz ist 1971 in Bukarest, die übernächste 1974 in Detroit/USA vorgesehen.

Bisher fanden 7 Volltagungen statt, und zwar in London (Gründungskonferenz 1924), Berlin (1930), Washington (1936), London (1950), Wien (1956), Melbourne/Australien (1962) und schliesslich in Moskau (1968). Dazu kamen 15 Teiltagungen: in Basel (1926), London (1928), Barcelona und Tokio (1929), Skandinavien (1933), London (1936), Wien (1938), Den Haag (1947), New Delhi (1951), Rio de Janeiro (1954), Belgrad (1957), Montreal (1958), Madrid (1960), Lausanne (1964) und in Tokio (1966).

A. KONGRESSBERICHTE, FACHSITZUNGEN UND VORTRÄGE

E. H. Etienne, Dipl. Ing., La Conversion VD, Präsident des Schweizerischen Nationalkomitees der WEK

1. Beteiligung, Tagungs-Thema und Programm

Die Weltkraftkonferenz — nunmehr Welt-Energie-Konferenz (WEK) — hielt ihre siebte Volltagung vom 20. bis 24. August 1968 in Moskau ab. Mit 3749 Teilnehmern aus 59 Ländern, wovon 1318 Begleitpersonen, war sie eine der meistbesuchten Tagungen dieser Organisation; sie wurde nur leicht übertroffen von der zweiten Volltagung 1930 in Berlin mit rund 3900 Teilnehmern. Aus dem Ausland kamen 1518 Teilnehmer und 630 Begleitpersonen, entsprechend 57 Prozent sämtlicher Teilnehmer. Das Hauptkontingent stellte die UdSSR mit 913 Teilnehmern zuzüglich 688 Begleitpersonen. Die grösste ausländische Teilnehmergruppe mit 170 Delegierten kam aus der Tschechoslowakei. Die schweizerische Delegation umfasste 26 Konferenzteilnehmer und 15 Begleitpersonen.

Der Grundgedanke des Tagungsthemas war:

«DIE WELT-ENERGIEVORKOMMEN UND IHRE VERWENDUNG ZUM WOHLE DER MENSCHHEIT»

Das Gesamtthema war in folgende Abteilungen aufgeteilt:

A Energievorkommen der Welt und ihre Nutzung
B Energiebilanz
C Elektrizitätserzeugung
  C 1 Wärmekraftwerke
  C 2 Wasserkraftwerke
  C 3 Kernkraftwerke
  C 4 neue Energiequellen
  C 5 Stromversorgungssysteme und Verbundbetriebe
D Energietransport
E Energieverwendung
F Sekundäre Energiequellen

Für die Organisation der Tagung war der Minister für Energiewirtschaft und Elektrifizierung, P.S.Neporozhny, Präsident des Nationalkomitees der UdSSR, verantwortlich, der an der Schluss-Sitzung zum Präsidenten der Welt-Energie-Konferenz ernannt wurde.

Die Eröffnungs- und Schluss-Sitzungen fanden im Kongresshaus im Kreml statt; die Fachsitzungen in drei Auditorien der neuen Universität auf den Leninhügeln, einem in den fünfziger Jahren erstellten Monumentalbau, dessen Turmzinne eine Höhe von 240 m erreicht. Das Auditorium maximum weist eine ungewöhnliche Grösse auf und erin-

Bild 1
Im Kreml: rechts der 1961 eröffnete grosse Kongresspalast; im Hintergrund die Zwölfapostel-Kathedrale, der Patriarchenpalast und der 97 m hohe, um 1600 errichtete Glockenturm Iwans des Schrecklichen.

nert an einen neoklassischen Konzertsaal. Die beiden andern Auditorien waren zu klein und ungenügend belüftet.

Die drei Hauptvorträge, die an der Eröffnungs- und an der Schlusssitzung vorgetragen wurden, betrafen die drei auf dem Gebiete der Energiewirtschaft tätigen behördlichen internationalen Organisationen Europas, nämlich:

a) Die Internationale Atomenergie-Agentur in Wien. Es sprach: Professor A. P. Alexandrov, Mitglied der Akademie für Wissenschaften der UdSSR, über: «Die Kernenergie, ihre Rolle im Fortschritt der Technik»
b) Die Europäische Wirtschaftskommission in Genf, deren Direktor der Energieabteilung, Pierre Sevette, ihre Tätigkeit in der Welt-Energiewirtschaft zusammenfasste.
c) Der Rat für gegenseitige Wirtschaftshilfe (COMECON) dessen Mitglied, V. Constantinescu, Bukarest, einen Ueberblick über die Tätigkeit auf dem Gebiete der osteuropäischen Energiewirtschaft gab.

Ferner fanden drei Gespräche am runden Tisch statt über:

a) Die Wasseraufbereitung für Kraftwerkblöcke mit überkritischem Dampfzustand und bei Kernkraftwerken mit Siedewasser-Reaktoren.
b) Die Rolle der Gleichstromübertragung in Versorgungssystemen und im Verbundbetrieb.
c) Probleme der Energieversorgung in Entwicklungsländern.

Die Bedeutung der letzteren Probleme und die hierzu erörterten Fragen sind in Abschnitt 3 zusammengefasst.

2. Ergebnisse der Berichte und der Fachsitzungen

Am Schluss des thematischen Teils dieses Heftes sind die Autoren und in englischer Sprache die Titel der Kongressberichte aufgeführt (s. Seite 00/00). Durch Vermittlung des Schweizerischen Nationalkomitees wurden fünf Berichte eingereicht:

— «Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch in der Schweiz» von Dr. H. R. Siegrist und Dr. W. Kähr, Bern
— «Wirtschaftlichste Leistung von Wasserkraftmaschinen in Pumpspeicherwerken» von W. Lecher, W. Meier, Zürich und D. Florjancic, Winterthur
— «Die Gasturbine für gasgekühlte Kernkraftwerke» von Prof. Dr. h.c. C. Keller, Zürich und R. A. Strub, Winterthur
— «Wirtschaftlicher Ausbau von Stromversorgungsnetzen» von Dr. G. Oplatka, Baden
— «Steigerung der Blockleistung in Wärme- und Kernkraftwerken und internationaler Verbundbetrieb in Westeuropa» von K. Goldsmith, Zürich, H. A. Luder, Laufenburg und J. Wahl, Genf.

Nachfolgend werden aus den 291 Fachberichten und 11 Generalberichten sowie aus den Diskussionen an den 12 Fachsitzungen einige zur Beurteilung der weltweiten Entwicklungstendenzen der Brennstoff- und Energiewirtschaft massgebende Tatsachen und Schlussfolgerungen zusammengefasst.

2.1 ENERGIEVORKOMMEN DER WELT UND IHRE NUTZUNG

Um die künftige Entwicklung der Brennstoff- und Energievorkommen und ihre Nutzung zu erörtern, sind vor allem zu berücksichtigen:

— die neuesten Fortschritte in der Prospektion und die neu enwickelten Methoden in der Bewertung der Energievorkommen;
— die mit der Entwicklung verflochtenen Wechselwirkungen der technischen und wirtschaftlichen Aspekte sowie der Abhängigkeit von den verfügbaren inländischen Energiequellen;
— die gegenseitige Beeinflussung der strukturellen und mengenmässigen Veränderungen in der Energieerzeugung und -umwandlung und im Energieverbrauch;
— die internationalen Handelsbeziehungen für die Energieversorgung der Länder oder Regionen, die über keine oder nur ungenügende eigene Energievorkommen verfügen.

2.11 Brennstoff- und Energievorkommen

a) Gesamtvorkommen fossiler Brennstoffe

Die geologisch festgestellten Gesamtvorkommen fossiler Brennstoffe einschliesslich Zechenkohle, Braunkohle, Erdöl, Erdöl aus Oelschiefer und Naturgas werden auf 10 bis 25 · 10^{15} SKE[1]) geschätzt, wovon etwa 3,4 · 10^{15} SKE kostengünstig nutzbar sind. Dies entspricht dem 640fachen der Weltjahresförderung sämtlicher handelsüblicher Brennstoffe. Davon entfallen 88 % auf feste Brennstoffe, 6 % auf Oel aus Oelschiefer und Teersand, 3 % auf Erdöl und 3 % auf Erdgas. Der Anteil der Kohle ist überwältigend. Es ist darum nicht von ungefähr, dass für die Wasserkraft der Begriff «weisse Kohle» sich eingebürgert hat!

[1] SKE = 1 Steinkohleneinheit = 7 · 10^3 kcal.

b) Steinkohle und Braunkohle

Die erforschten Steinkohlevorkommen werden zu 7,5 bis 14 · 10^{12} t angegeben, wovon 0,6 bis 2,4 · 10^{12} t als nachgewiesen gelten; hierzu kommen die Braunkohlevorkommen von etwa 2 · 10^{12} t oder knapp 10^{15} SKE. Mengenmässig und hinsichtlich kostengünstiger Ausbeute stehen die USA und die UdSSR weitaus an der Spitze.

c) Erdöl

Von den geologisch erforschten Erdölvorkommen, die auf über 200 · 10^9 t geschätzt werden, gelten 53 · 10^9 t als nachgewiesen (1966), ohne das aus Oelschiefer und Teersand zu gewinnende Mineralöl.

1952 wurden die nachgewiesenen Vorkommen auf 15 · 10^9 t geschätzt, womit bei der damaligen Jahresförderung der Welterdölbedarf während 26 Jahren gedeckt war. 1966 hätten die nachgewiesenen Vorkommen den Weltbedarf während 33 Jahren zu decken vermögen, und zwar trotz der Förderung von 15 · 10^9 t von 1952 bis 1965. Auf Grund einer neuesten Zusammenstellung dürfte dies heute für 40 Jahre der Fall sein.

Im Laufe des letzten Jahrzehnts entsprach die jährliche Zuwachsrate der nachgewiesenen Vorkommen derjenigen der Jahresförderung.

Sehr bedeutende weitere Mineralölvorkommen befinden sich in den Oelschiefer- und Teersandstätten mit einem Oelgehalt von etwa 230 · 10^9 t, wovon 97 · 10^9 t als nachgewiesen gelten.

d) Erdgas

Am wenigsten zuverlässig sind die Schätzungen der Erdgasvorkommen. Sie weisen von Jahr zu Jahr grosse Veränderungen auf und werden gegenwärtig auf 140 bis 170 · 10^{12} m^3 geschätzt, wovon etwa 30 · 10^{12} m^3 als nachgewiesen gelten.

e) Wasserkraft

Das gesamte Wasserkraftpotential wird zu 32 900 TWh[2]) angegeben. Bei Vollausbau sämtlicher technisch ausbaufähigen Wasserkräfte könnten im Jahresdurchschnitt etwa 5000 TWh erzeugt werden, das heisst das Fünffache der im Mitteljahr beim heutigen Ausbau erzeugbaren Menge von 1000 TWh.

Um die entsprechende Jahresproduktion in Dampfkraftwerken zu erzeugen, müssten etwa 400 · 10^5 t Kohle pro Jahr aufgewendet werden oder 1/1000 der nachgewiesenen Kohlevorkommen[3]).

f) Kernbrennstoffe

Gemäss Untersuchungen der Internationalen Atomenergieorganisation (IAEO) werden die zu kostengünstigen Bedingungen abbaufähigen Uranvorkommen auf 1,5 · 10^5 t geschätzt .Bei 2 bis 3 mal höheren Kosten als die heutigen von 22 $/kg Uraniumoxyd könnte etwa die zehnfache Menge gewonnen werden. Damit dürften die Weltenergievorkommen auf das Doppelte ansteigen.

g) Geographische Verteilung der Vorkommen fossiler Brennstoffe

Die geographische Verteilung der nachgewiesenen Vorkommen fossiler Brennstoffe ist in der Tabelle 1 angegeben. Sie zeigt sehr augenfällig die ungleiche Verteilung der Energieträger auf die verschiedenen Kontinente.

[2] TWh = 1 Terawattstunde = 10^9 kWh

[3] Nach der Umfrage über die Energiereserven der Welt-Energie-Konferenz 1968.

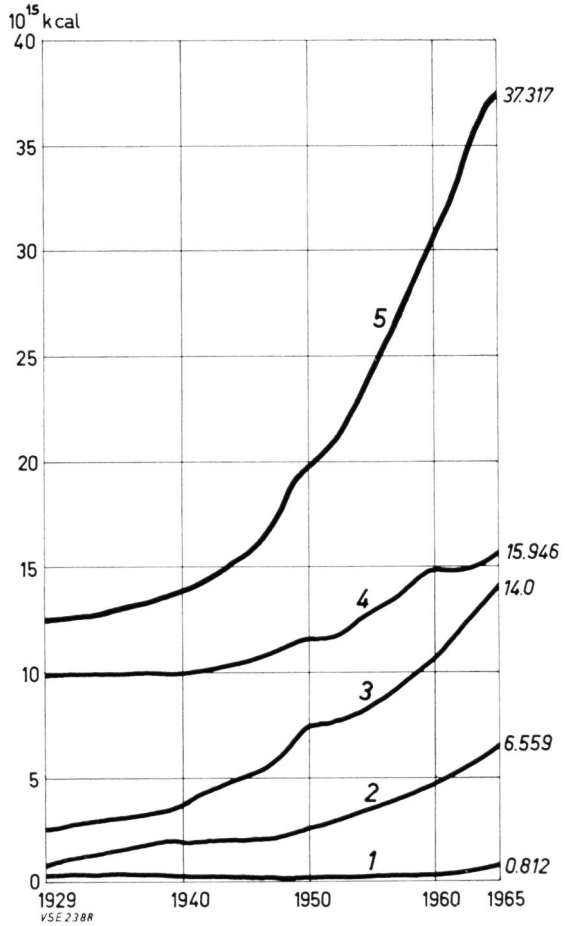

Bild 2 Entwicklung der gesamten Weltenergieerzeugung von 1929 bis 1965

1 Wasserkraft (siehe auch Bemerkung S. 67 oben, unter 2.2)
2 Erdgas
3 Oel
4 Kohle und Braunkohle
5 Gesamterzeugung

Geographische prozentuale Verteilung nachgewiesener fossiler Brennstoffe — Tabelle 1

	Kohle und Braunkohle	Erdöl	Schieferöl	Erdgas
1 Nordamerika	51,5	11,9	90	33
2 Südamerika	0,5	7[1])	6	11
3 Europa ohne UdSSR	8,2	0,5	1	
Total 1 + 2 + 3	60,2	19,4	97	44
4 UdSSR[2])	28,5	8,7		14
5 Naher und Mittlerer Osten		60,9		
6 Ferner Osten		2,9		
5 + 6 Asien ohne UdSSR	9,8	63,8		25
Total 4 + 5 + 6	38,3	72,5	3	39
7 Afrika	1	8,1		12
8 Australien	0,5			5
	100	100	100	100

[1] einschliesslich Karibisches Meer
[2] einschliesslich übrige COMECON-Staaten

Bild 3 Dreieinigkeitsturm, mit dem den Besuchern dienenden Haupteingang in das weite, von einer turmbewehrten Umfassungsmauer umschlossenen Kremlgelände.

2.12 Nutzung der Rohenergievorkommen

Die gesamte Jahresnutzung sämtlicher handelsüblichen Rohenergieträger weist folgende Entwicklung auf:

Jahr	Total 10^9 SKE	pro Kopf der Bevölkerung SKE
1900	etwa 1000	etwa 600
1929	1800	900
1955	3290	1200
1965	5331	1600

Die Zuwachsrate war im Durchschnitt der Jahre

1870—1955 ca. 3,3 %
1955—1965 5 %
1960—1965 4,4 %

Die gegenüber dem langjährigen Durchschnitt relativ geringe Erhöhung der Zuwachsrate im letzten Jahrzehnt und ihr Rückgang während der 5 vergangenen Jahre ist eine Folge der technischen Fortschritte in der Gewinnung bzw. Förderung der Rohenergieträger sowie bei der Energieumwandlung und im Verbrauch.

Dies zeigt sehr deutlich die Entwicklung der Welt-Kohle-Förderung, die von 10^5 t 1835 auf 100 · 10^6 t 1888 anstieg, jedoch hernach eine rückgängige jährliche Zuwachsrate aufwies, die im Jahresdurchschnitt 1955 bis 1965 auf 2,2 % zurückging.

Im Gegensatz hierzu weisen die leicht regulierbaren Energieträger im Zeitraum 1955/65 bedeutend höhere Zuwachsraten auf; 52 % für die Gesamtheit der handelsüblichen Energieträger, 80 % für das Erdöl und 116 % für das Erdgas.

Drei Viertel der leicht regulierbaren Energieträger werden in 10 Ländern verbraucht, nämlich: USA, UdSSR, Grossbritannien, Japan, Westdeutschland, Kanada, Frankreich, Italien, Ostdeutschland und Tschechoslowakei. Von diesen weist nur die UdSSR eine positive Energiebilanz auf, das heisst der gesamte Energiebedarf wird aus einheimischen Rohenergiequellen gedeckt.

Die Befriedigung der ausserordentlich raschen Bedarfssteigerung der leicht regulierbaren Energieträger setzte die Lösung zahlreicher technischer und wirtschaftlicher Transportprobleme voraus. Wie diese zeigen, sind Transporte über sehr grosse Entfernungen nur dann wirtschaftlich tragbar, wenn die zu übertragenden Mengen selbst sehr gross sind.

Hierzu einige Beispiele:

Auf dem Sektor des Erdöls: für die Ueberseetransporte der Bau stets grösserer Supertanker;

Auf dem Sektor des Erdgases: die in grossräumigen Ballungszentren wie zum Beispiel Chicago bestehenden Möglichkeiten zur kurzfristigen Umstellung von Kohle auf Erdgas in Gaswerken, Dampfkraftwerken und insbesondere in Raumheizungsanlagen, Grossküchen, Warmwasseraufbereitungen und industriellen Wärmeprozessen, und zwar bevor die Umstellung allgemein auf Heizöl bzw. Schweröl erfolgte. Damit war die Voraussetzung für die sprunghafte Absatzsteigerung von Erdgas gegeben und das für die wirtschaftliche Fernübertragung des Erdgases aus Texas nach Chicago erforderliche Transportvolumen gesichert.

2.13 Schlussfolgerungen

Die Weltenergievorkommen werden ausreichen, um den weiter zu erwartenden steten Zuwachs des Energiebedarfs der Menschheit während Generationen zu decken.

Sie sind praktisch unerschöpflich; denn es werden fortwährend neue Vorkommen von fossilen Brennstoffen gefunden. Ueberdies wird in einzelnen Ländern die technisch-wirtschaftliche Nutzung neuer Energiequellen energisch vorangetrieben, und ihre praktische Verwertung liegt heute schon fest.

Nun haben aber das Erdöl und das Naturgas nicht nur als Energieträger einen stark ansteigenden Bedarf zu befriedigen; sie werden immer mehr als Rohstoffe für Fabrikationszwecke verwendet. Da ihre stoffwirtschaftlichen Aspekte für die Chemie von eminenter Bedeutung sind, ist dies — obschon es sich hier um geringere Mengen handelt — bei der Beurteilung der für die Energiewirtschaft verfügbaren Vorkommen gebührend zu berücksichtigen.

Bis zur Mitte der achtziger Jahre dürfte der zusätzliche Energiebedarf im allgemeinen mit den herkömmlichen Energieträgern und Umwandlungsmethoden gedeckt werden können. Nach 1985 werden die neu entwickelten Energiequellen und Umwandlungsmethoden an Bedeutung gewinnen.

Bis dahin werden in den Industrieländern die verfügbaren Wasserkräfte weitgehend ausgebaut sein, was aber gar nicht bedeutet, dass der Bau von Wasserkraftanlagen dem Ende entgegengeht; denn mit zunehmender Erstellung von Kernkraftwerken gewinnen die Pumpspeicherwerke an Bedeutung. Ueberdies besteht in den Entwicklungsländern ein bedeutendes Wasserkraftpotential, das, wie es das Beispiel des Ausbaues des Voltastromes in Ghana zeigt, weitere Möglichkeiten für den Bau grosser Wasserkraftanlagen bietet.

Die Kohle als Rohenergieträger für die Elektrizitätserzeugung wird besonders in den Ländern mit reichlichen, im Tagbau abbaufähigen Kohlevorkommen, noch während einer längeren Zeitspanne den ersten Platz einnehmen.

Nun liegen aber die Rohenergielagerstätten und die Energieverbrauchszentren örtlich auseinander, weshalb der Transport der Energieträger bzw. die Energieübertragung in stets grösseren Mengen über stets weitere Entfernungen zu erfolgen hat. Darum ist den Transportfragen die grösste Aufmerksamkeit zu widmen.

2.2 ENERGIEBILANZ

Der Wunsch, den Energieverbrauch oder Bedarf eines Landes bzw. einer Region mit vergleichbaren Zahlen auszudrücken und Vergleiche anzustellen, verleitet dazu, die einzelnen Rohenergieträger über einen Schlüssel in eine einzige Einheit — kcal oder Steinkohleäquivalent (SKE) = 7×10^3 kcal — umzurechnen.

Dies führt zu keinen Schwierigkeiten, solange es sich darum handelt, den Energieinhalt der festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffe untereinander zu vergleichen. Dies ist aber nicht der Fall für die Gegenüberstellung dieser Energieinhalte mit der aus Wasserkraft erzeugten Energie. Die Bewertung der Wasserkraft mit dem vorgenannten gemeinsamen Schlüssel ist nicht zulässig; denn sie entspricht überhaupt nicht den tatsächlichen Verhältnissen. Eine Gesamtenergiebilanz hat darum keinen praktischen Gebrauchswert, es sei denn, dass sie nur zur Statistik um der Statistik selbst willen erstellt wird!

Dies geht aus Bild 2 deutlich hervor, in dem die Bedeutung der Wasserkraft vollständig verzerrt wird.

Auf jene Unzulässigkeit wurde seitens der schweizerischen Delegation im Exekutivrat der Weltkraftkonferenz hingewiesen, worauf dieser im Jahr 1935 beschloss, Gesamtrohenergiebilanzen im statistischen Jahrbuch der letzteren nicht aufzuführen.

Neuerdings befasst sich auch Ingenieur Pierre Ailleret mit diesen Problemen. Er kommt ebenfalls zum Schluss, «dass die Energie in zwei getrennte Sektoren auseinanderklaffen wird»:

— der aus Uranium und Wasserkraft erzeugten Energie,
— der aus fossilen Brennstoffen erzeugten Energie[4]).

[4] Evolution et aléas des problèmes d'énergie RGE — juin 1967, t. 76, no 6.

2.3 WASSERKRAFTWERKE

2.31 Verfügbare Wasserkräfte in den einzelnen Ländern; Aussichten auf ihre zukünftige Nutzung

Bei Vollausbau sämtlicher technisch ausbaufähigen Wasserkräfte der Welt könnten bei mittlerer Wasserführung insgesamt etwa 5000 TWh pro Jahr erzeugt werden. Davon entfallen rund 1200 TWh auf die UdSSR, 640 TWh auf die USA und rund 600 TWh auf die europäischen Länder mit freier Wirtschaft. Für die Ende 1967 ausgebauten Wasserkraftwerke beträgt die im Mittel erzeugbare Jahresproduktion insgesamt rund 1000 TWh.

In Tabelle 2 sind für die zehn Länder mit der höchsten Wasserkrafterzeugung sowie für Oesterreich für 1966 die aufgetretene und für 1980 die geschätzte Jahreserzeugung, sowie die entsprechende Ausnützung der technisch ausbaufähigen Wasserkräfte gegenübergestellt.

Bild 4 Feierliche Eröffnung der Weltkraftkonferenz im grossen Theatersaal des Kongresspalastes im Kreml.

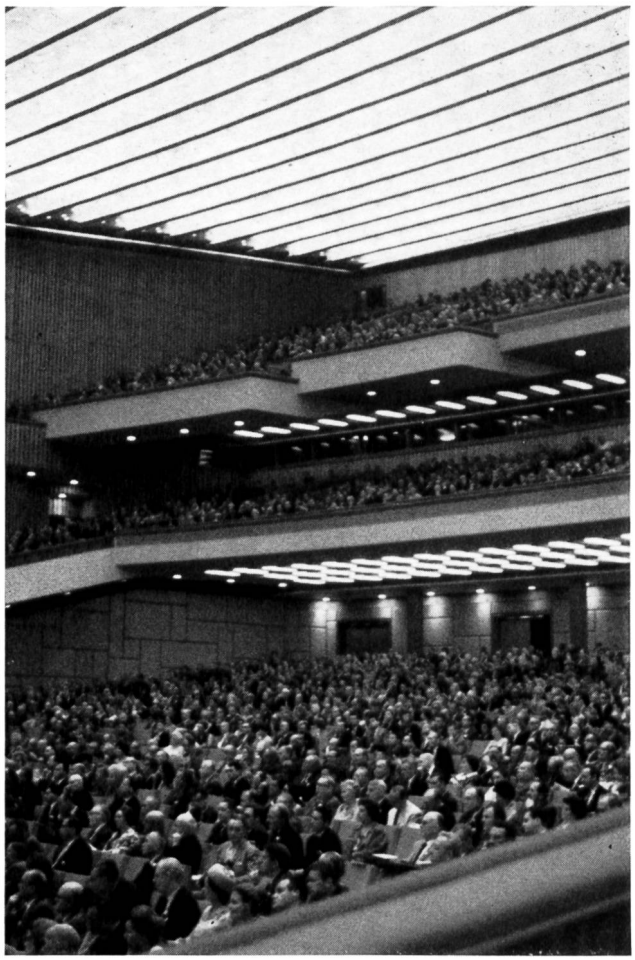

Bild 5 Blick in den grossen, stützenlos überdachten roten Theatersaal des Kongresspalastes, der 6000 Personen Platz bietet.

Heutige und zukünftige Wasserkraftnutzung der zehn Länder mit der zurzeit höchsten hydroelektrischen Energieproduktion Tabelle 2

Land	1966 Hydroelektrische Erzeugung	1966 Ausnützung der technisch ausbaufähigen Wasserkräfte	Vorausschau 1980 Hydroelektrische Erzeugung	Vorausschau 1980 Ausnützung der technisch ausbaufähigen Wasserkräfte
	TWh	%	TWh	%
USA	198	30	330	51
Kanada	117	54	190	87
UdSSR	92	8	300	27
Japan	71	55	106	82
Frankreich	52	70	75	99
Norwegen	48	37	111	86
Schweden	46	54	64	75
Italien	44	73	59	98
Schweiz	27	83	33	100
Spanien	26	58	45	100
Oesterreich	17	40	32	75

Die Schweiz steht hinsichtlich der Wasserkrafterzeugung an 9. Stelle. Als einziges Land weist sie für 1966 eine Ausnützung der technisch ausbauwürdigen Wasserkräfte von über 80 % auf; die UdSSR dagegen nur eine solche von 8 %.

Stets deutlicher zeichnen sich die gegenüber den übrigen Rohenergiequellen überragenden Eigenschaften der Wasserkraft für die Elektrizitätserzeugung ab, vor allem die bedeutend höhere Betriebssicherheit und Verfügbarkeit, sowie die viel grössere Flexibilität und raschere Anpassungsfähigkeit an Laständerungen. Mit der Entwicklung der Kernkraftwerke gewinnen diese Vorteile an Bedeutung. Darum werden in vielen Ländern die noch ausbaufähigen Wasserkräfte auf Grund von neueren Kriterien untersucht und das gesamte als ausbauwürdig betrachtete Wasserkraftpotential hinaufgesetzt, zum Beispiel in Japan und Norwegen je um einen Viertel, in den USA um einen Fünftel, in Italien um einen Siebtel. Nur in der Schweiz wurde das seiner Zeit auf 38 TWh veranschlagte Potential herabgesetzt, und zwar um etwa einen Siebtel.

Bild 6
Nach der feierlichen Eröffnung der 7. Volltagung der Weltkraftkonferenz.
Von links nach rechts:
Dr. Ed. Lombardi, Präsident des italienischen Nationalkomitees der Weltenergiekonferenz,
Prof. P. S. Neporozhny (?), Präsident des Sowjetischen Nationalkomitees,
W. H. Connolly (Australien), Präsident der Weltenergiekonferenz, und
Dr. Eben A. Sackey (Ghana), Präsident des Ghanesischen Nationalkomitees

2.32 Technische Fortschritte im Bau von Wasserkraftanlagen; neue Kriterien für ihren Ausbau

Für den weiteren Ausbau der Wasserkräfte wirken sich als besonders ungünstig aus:

— die an sich unvermeidliche Tatsache, dass die günstigsten Projekte zuerst ausgeführt wurden, weshalb die heute noch ausbaufähigen Wasserkräfte weniger attraktiv oder von den Verbrauchszentren viel weiter entfernt sind;
— die steigenden Zinssätze, die für den kapitalintensiven Ausbau der Wasserkräfte besonders schwer wiegen;
— die steigenden Lohn- und Materialkosten.

Darum die Bestrebungen, durch neue Methoden in allen Sparten des Kraftwerkbaues, sowie im Betrieb und Unterhalt, sämtliche Möglichkeiten zur Erzielung von Kostensenkungen auszuschöpfen. Damit können u.a. früher als nicht attraktiv geltende Projekte wettbewerbsfähig werden, und dadurch eröffnen sich neue Bauweisen in der Erstellung von Grösstanlagen. Hiefür sind besonders erwähnenswert:

— im Tunnelbau: die Verwendung von Bohrmaschinen für den gesamten Tunnelquerschnitt, sowie die neuen Verfahren zur Wand- und Deckensicherung und Verkleidung;
— im Bau im Freien: die bedeutende Steigerung der Leistungsfähigkeit der Baumaschinen, die sich u.a. beim Bau von Steinschütt- und Erddämmen besonders günstig auswirkt;
— die Fortschritte im Modellbau und bei Modellversuchen, in der Programmierung sowie bei der Verwendung von Rechnern;
— die Konzentration in Grösstanlagen mit Maschinensätzen grösster Leistung.

Anderseits sind die für den Ausbau der Wasserkräfte bisher geltenden Kriterien den heutigen Anforderungen hinsichtlich hochwertiger Spitzenkraft sowie einsatzbereiter Reserveleistung zur sofortigen Lastaufnahme anzupassen. Dies gilt u.a. auch soweit möglich für den Umbau bzw. die Modernisierung veralteter Wasserkraftanlagen, vor allem aber für den Bau von Jahres- bzw. Saisonspeicherwerken. Wo solche nicht erstellt werden können, also in Regionen mit ausschliesslicher oder stark überwiegender Wärmekraft, haben sich die Pumpspeicherwerke als künstliche Speicherwerke für Umlaufbetrieb im Tages- oder Wochenzyklus durchgesetzt, soweit die topographischen und geographischen Verhältnisse es erlaubten.

2.33 Entwicklungstendenzen im Bau von Wasserkraftmaschinen

Auch im Wasserkraftmaschinenbau geht die Entwicklung in Richtung der Steigerung der Einheitsleistungen. Hievon zeugen vor allem die in den USA und in der UdSSR im Bau befindlichen hydraulischen Turbinen für 600 MW Leistung.

Bemerkenswerte Fortschritte verzeichnen in der UdSSR die Leningraderwerke, die im Turbinenbau führend sind und sowohl Wasser- wie auch Dampf- und Gasturbinen herstellen. Sie übertreffen sämtliche europäischen Turbinenfabriken hinsichtlich der jährlich produzierten Maschinenzahl und auch die amerikanischen Konstruktionsfirmen auf dem Gebiet der Francis- und Kaplanturbinen. Beachtenswert sind schon allein die nachstehenden Aufträge:

— für Krasnojarsk: 12 Francisturbinen von je 500 MW, H = 101 m. 91 U/Min., Laufraddurchmesser: 7,5 m
— für Bratsk: 20 Francisturbinen von je 230 MW, H = 100 m Laufraddurchmesser 5,5 m
— für Kujbyschev: 20 Kaplanturbinen von je 115 MW

Bild 7 Mittelfront und 240 m hoher Turm der in der Stalinaera errichteten Lomonossow-Universität auf den Leninhügeln in einem südlichen Stadtteil der sowjetrussischen Hauptstadt. Hier — 15 km vom Hotel entfernt — fanden die technischen Sitzungen der Weltkraftkonferenz statt.

H = 30 bis 12 m. Q = 675 m³/sec., 68,2 U/Min., Laufraddurchmesser: 9,3 m

Wie aus Berichten westeuropäischer Konstruktionsfirmen zu entnehmen ist, werden im Turbinenbau beachtliche Fortschritte durch die Verwendung hochwertiger Materialien erzielt, die höhere spezifische Drehzahlen zulassen, wodurch höhere Wirkungsgrade erreichbar sind. Schon heute werden Höchstwirkungsgrade von 94 % erreicht. Um noch günstigere Ergebnisse zu erzielen, werden eingehende Studien durchgeführt. Weitere Untersuchungen sind zur Vermeidung von Kavitationserscheinungen im Gange.

Francisturbinen werden für Fallhöhen bis zu 500 m, Francisturbinen mit sehr niederen spezifischen Drehzahlen bis zu solchen von 650 m erstellt. Letztere weisen für diese Fallhöhen bemerkenswerte Vorteile gegenüber den Peltonturbinen auf. Deriaz-Turbinen kommen bis zu Fallhöhen von 150 m, Kaplanturbinen jedoch nur bis zu solchen von 90 m in Betracht.

Besondere Beachtung fanden die Pumpenturbinen schweizerischer Herkunft, u.a. die Isogyre-Type für die Anlage Robiei der Maggiakraftwerke (C_2—77) (C_2—156), sowie die im schweizerischen Bericht C_2—219 zusammengefassten Studienergebnisse betreffend die Wahl der günstigsten Leistung und zwar für separate Maschinen bei Fallhöhen von 200 bis 1000 m und für umkehrbare Pumpenturbinen bei Fallhöhen von 200 bis 400 m. Mit steigender Leistung und Drehzahl erweist sich die elektrische Synchronmaschine eindeutig als vorteilhafter. Für den hydraulischen Teil und für die Abschlussorgane sind die Probleme bedeutend komplizierter. Für höhere Gefälle und Einheitsleistungen von über 250 MW sind Fabrikationsschwierigkeiten, die sich kostensteigernd auswirken, zu erwarten. Zur einwandfreien Ermittlung der für die Wahl der Einheitsleistung

Bild 8
Das neue, noch nicht ganz vollendete «Mammut»-Hotel Rossija im Zentrum Moskaus gegenüber dem Kreml, in dem das Gros der Kongressteilnehmer untergebracht war. Das Hotel verfügt über 4000 Zimmer mit 6000 Betten!

und Fallhöhen günstigsten Bedingungen ist jeder Einzelfall gesondert zu berechnen. Beispielsweise sind Maschinensätze von 125 MW in preislicher Hinsicht besonders günstig für Fallhöhen zwischen 300 und 400 m.

2.34 Pumpspeicherwerke

Die mannigfaltigen Vorteile der Pumpspeicherwerke in grossen Versorgungssystemen sind bekannt: Laständerung vom Pumpen- zum Turbinenbetrieb in ca. 70 s und umgekehrt in rund 100 s unter Ausnützung der vollen Einsatzmöglichkeit der Pumpen- und Turbinenleistung, Frequenzhaltung und Regulierung, Erzeugung von Wirkstrom, rotierende Reserveleistung usw.

Gegenwärtig sind über 150 bedeutende Pumpspeicherwerke im Betrieb oder im Bau, mit einer Gesamtleistung von über 15 000 MW, wovon allein ca. 6000 MW in den USA, 2750 MW in der DBR, 2600 MW in Japan, 2000 MW in Grossbritannien, rund 1500 MW in Italien.

Die technischen Fortschritte im Bau von Pumpspeicherwerken haben für die Gesamtanlage Wirkungsgraderhöhungen von 63 bis 65 % auf 70 bis 72 % ermöglicht. Ueberdies sind mit umkehrbaren Pumpenturbinen Kosteneinsparungen bis zu 40 % in der maschinellen Ausrüstung und von 20 bis 30 % im baulichen Teil erzielbar. Darum haben sich die umkehrbaren Pumpenturbinen ganz allgemein durchgesetzt.

Ueber diese Zusammenhänge enthält Bericht C_2—77 interessante Angaben, die sich auf die jahrzehntelangen Erfahrungen in der DBR stützen. Insbesondere wird auf die bedeutend grösseren Vorteile der Pumpspeicherwerke mit jahreszeitlichem Zyklus gegenüber dem Tageszyklus, ferner auf die individuellen Eigenschaften der einzelnen Anlagen, je nach den örtlichen Gegebenheiten, hingewiesen; zum Beispiel weicht bei den zwei ältesten Anlagen die jährliche Benützungsdauer im Verhältnis 2:1 ab, weil Herdecke an der Ruhr mitten im Produktions- und Verbrauchszentrum, Waldeck an der Eder standortsmässig weniger günstig liegt. Darum gelingt es, das obere Becken bei der ersteren mehr als 400 mal pro Jahr zu entleeren, bei der letzteren jedoch nur rund 200 mal. Auch bei Anlagen mit Tagesausgleichbecken sind jährliche Benützungszeiten von 1500 h, bei solchen, die unter Berücksichtigung der neuesten Erkenntnisse ausgelegt wurden, sogar von 2000 h erreichbar.

Für die Projektierung von Pumpspeicherwerken ist auch eine möglichst langjährige Erfahrung hinsichtlich der Abklärung des Untergrundes, insbesondere der zu erwartenden Felsbewegungen bzw. Deformationen unentbehrlich. U. a. ist der Druckschacht möglichst kurz auszulegen, weshalb in der Regel die Maschinen in Kavernen aufgestellt werden. Besondere Vorkehren sind zur Vermeidung von Schwingungen und Resonanzerscheinungen zu treffen. Hierzu sind die bei Modellversuchen erreichten Fortschritte von grosser Bedeutung.

Beachtenswert sind die in Schweden ausgearbeiteten Projekte von Pumpspeicherwerken mit dem unteren Becken als Kaverne im Untergrund (C_2—160). Bekanntlich ist in Schweden die Felsbeschaffenheit ausserordentlich günstig, weshalb mit den modernen Bauweisen solche Anlagen wirtschaftlich interessant sind, insbesondere weil sie in nächster Nähe der Verbrauchszentren erstellt werden können. Obschon grössere Fallhöhen technisch möglich sind, wurden solche von 250 bis 400 m den Studien zu Grunde gelegt. Für eine Anlage von 400 MW bei 450 m Fallhöhe und Vollastbetrieb während 4 h/Tag müssten $1{,}5 \cdot 10^5$ m³ Fels ausgehoben werden; hierbei stellen sich die spezifischen Anlagekosten auf 275 sFr./kW, und die Jahreskosten bei einem Kapitalzins von 7 % auf $9{,}5 \cdot 10^5$ sFr., ohne Kosten für die Pumpenergie. Je höher die Benützungsdauer und je grösser das untere Becken, um so wirtschaftlicher werden Anlagen mit grösseren Fallhöhen. Da für solche Werke die einzelnen Parameter frei gewählt werden können, besteht die Möglichkeit, gewisse Anlageteile weitgehend zu normalisieren, woraus Kostensenkungen zu erwarten sind.

Zu erwähnen sind die nachstehenden Pumpspeicherwerke:

in den USA:

— Tom Sauk (C_2—156), gegenwärtig das leistungsfähigste der Welt mit umkehrbaren Pumpenturbinen: 2 x 220 MW;
— Cornwall (im Bau) mit acht umkehrbaren Pumpenturbinen von je 257 MW;
— Northfield Mountain in Massachusetts (im Bau) mit vier umkehrbaren Pumpenturbinen von je 257 MW (C_2—154). Der Bericht enthält ausführliche Angaben über die Bau- und Betriebskosten der Anlage im Verbundbetrieb mit Kernkraftwerken, sowie als Variante die vergleichbaren Kosten für Spitzenerzeugung mittels Gasturbinen oder herkömmlicher Dampfkraftwerke;

in Schottland:

— Foyers am Loch Ness mit zwei umkehrbaren Pumpenturbinen von je 150 MW (C_2—243);

— Loch-Lommond (Projekt) mit vier umkehrbaren Pumpenturbinen von je 300 MW;

in Italien:

— Lago Delio am Langensee (im Bau) mit einer verfügbaren Generatorenleistung von 1040 MW und Pumpenleistung von 720 MW (Fallhöhe 750 m) (C_2—157).

2.35 Mehrzweckanlagen; ihr Einfluss auf die Wasserkraftnutzung

Mehrzweckanlagen waren von jeher anregende Diskussionsgegenstände an Weltkraftkonferenzen, insbesondere für planwirtschaftlich orientierte Wirtschaftswissenschafter. Mit der stets zunehmenden Bedeutung der Wasserwirtschaft im allgemeinen und der Trink- und Brauchwasserversorgung im besonderen, ist die Wasserkraftnutzung immer enger mit den übrigen Nutzungsansprüchen verbunden. Die Verkettung der Wassernutzung führt unvermeidlich zu Schwierigkeiten hinsichtlich der vernünftigen und zumutbaren Verteilung der Kosten bzw. der aus Mehrzweckanlagen erwachsenden Lasten unter den daran Beteiligten:

Trinkwasserversorgung, Brauchwasser für industrielle Zwecke, Bewässerungen, Hochwasserschutz, Oedland-Urbarmachung, Wasserkraftnutzung.

Sind neben der letzteren nur die drei ersteren daran beteiligt, wie es zum Beispiel in Mittel- und Süditalien zutrifft, so ist, wie in Prof. Angelinis Bericht C_2—157 dargelegt wird, jede Komponente nach dem Grad des ihr zugesprochenen Nutzungsanspruchs auf- oder abzuwerten. Ist zum Beispiel der Wasserversorgung und Bewässerung die Priorität gegenüber der Wasserkraftnutzung einzuräumen, so haben die ersteren für die dadurch verursachte Wertverminderung der kWh aufzukommen. Für die Bewertung sowohl des Wassers als auch der elektrischen Energie ist auf die für ähnliche Bedingungen in der betreffenden Region geltenden Normen abzustellen.

Bedeutend schwieriger ist es, eine Lösung zu finden, wenn die Mehrzweckanlage auch als Hochwasserschutz dienen soll. Wie hier die einzelnen Aspekte zu berücksichtigen sind, ist eine Ermessensfrage.

Mehrzweckanlagen grössten Ausmasses befinden sich in den USA, u.a. in Kalifornien, wo zum Beispiel bei Oroville $5{,}1 \cdot 10^9$ m³ Wasser vom nördlichen nach dem südlichen Kalifornien abgeleitet werden, oder am Sacramento, ferner in vielen Ländern Afrikas, Asiens und Südamerikas.

2.36 Gezeitenkraftwerke

Dass die bereits an der ersten Weltkraftkonferenz 1924 besprochenen grossen Gezeitenkraftwerkprojekte an der Severenmündung in England und am Passamaquoddy am Atlantischen Ozean am östlichsten Grenzpunkt zwischen Kanada und den USA — trotz mehrfacher Neubearbeitung mit den Fortschritten der Technik — noch der Ausführung harren, lässt die Schwierigkeiten erkennen, die bei der Nutzung der Gezeiten zur Elektrizitätserzeugung noch zu überwinden sind.

Bisher wurde nur das Rance-Projekt in Frankreich ausgeführt. Neuerdings wird in Kislogubskaja in der UdSSR eine kleine Versuchsanlage gebaut.

2.37 Grösste Wasserkraftanlagen

Wie bereits erwähnt, förderten die neuen Bauweisen und die fortschreitende Mechanisierung des Kraftwerkbaues die Erstellung von Wasserkraftanlagen höchster Leistung. Hatten vor über 30 Jahren die Amerikaner mit den Anlagen Grand Coulee am Columbia River, Hoover am Colorado und vor 15 Jahren zusammen mit Kanada beim Ausbau der internationalen Strecke des St. Lorenz Stromes Pionierarbeit geleistet, so erreicht doch nur die erstere beim heutigen Ausbau knapp die 2000 MW-Grenze. Erst nach Vollendung der dritten Erweiterung durch den Einbau von drei Maschinensätzen von je 600 MW wird die Ausbauleistung von Grand Coulee rund 3800 MW erreichen. Nun werden diese Leistungen weit übertroffen durch diejenigen Anlagen, die aus Tabelle 3 ersichtlich sind:

Grösste Wasserkraftanlagen der Welt — Tabelle 3

Land	Anlage	Standort bzw. Flusslauf	Ausbau-leistung MW	Einheits-leistung MW
UdSSR	Sajano	Jenissei	6500	10x650 im Bau
UdSSR	Krasnojarsk	Jenissei	6000	12x500 im Bau
Kanada	Churchill Falls	Labrador	5000	10x500 im Bau
UdSSR	Bratsk	Angara	4500	20x225 im Betrieb
UdSSR	Ust-Ilim	Angara	4500	im Bau
Brasilien	Ilja Soltaira	Parana	3200	im Bau
UdSSR	Nurek	Wachsch	3000	10x300 im Bau

Als weitere im Bau befindliche Grösstobjekte sind zu erwähnen:

in der UdSSR:

— der Erddamm für die Anlage Nurek mit einem Lehmkern von 300 m Höhe, der jedoch nicht diejenige des vollendeten 375 m hohen Erddamms Tschir—Jurtsk erreicht.

— die 270 m hohe Bogenstaumauer der Anlage Ingurskaja im Kaukasus.

in den USA:

— der Oroville Steinschüttdam mit einer Kubatur von über $50 \cdot 10^6$ m³.

Im Laufe des letzten Jahrzehnts hat also die UdSSR im Bau grösster Wasserkraftanlagen eindeutig sämtliche übrigen Länder überflügelt. Es ist jedoch nicht zu übersehen, dass die Voraussetzungen hierzu durch die in Nordamerika und Westeuropa entwickelten Methoden im Kraftwerkbau geschaffen wurden und dass in Kanada schon in den zwanziger Jahren auch bei Temperaturen von — 40 °C und noch tiefer auf den Bauplätzen von Wasserkraftanlagen im Dreischichtenbetrieb den ganzen Winter hindurch durchgehend gearbeitet und betoniert wurde.

2.4 WÄRMEKRAFTWERKE

70 bis 75 % der Welt-Elektrizitätserzeugung entfällt auf die Dampfkraftwerke, die bis vor kurzem allgemein nur mit fossilen Brennstoffen betrieben wurden. Ueberdies werden in einzelnen Ländern 30 bis 40 % des Wärmebedarfs für industrielle und allgemeine Zwecke in Form von Dampf, Warm- und Heisswasser in Dampfkraftwerken erzeugt.

Der hierzu erforderliche Rohenergiebedarf verteilte sich 1967 für Europa ohne UdSSR zu:

77 % auf die festen Brennstoffe: Kohle und Braunkohle (USA: 63 %)
18 % auf die flüssigen Brennstoffe: Heiz- und Schweröl (USA: 10 %)
5 % auf die gasförmigen Brennstoffe (USA: 27 %)

Von der Jahresförderung der einzelnen Rohenergieträger entfallen für Europa ohne UdSSR folgende Anteile auf

die Erzeugung elektrischer Energie einschliesslich Fernwärme:

Kohle und Braunkohle:	27 %
Heiz- und Schweröl:	7 %
Naturgas:	18 %

Diese Uebersicht zeigt die Bedeutung der Wärmekraftwerke als Rohenergieverbraucher und die gewaltigen Interessen, die für die Rohenergielieferanten auf dem Spiele stehen, um ihre bisherigen Marktanteile im Wettbewerb mit den neuen Energiequellen zu behaupten. Praktisch liegt die Gewinnung der flüssigen und gasförmigen Brennstoffe bereits in einer Hand.

Aus den 35 Fachberichten zu diesem Thema ist folgendes festzuhalten:

2.41 Dampfkraftwerke

Ein besonderes Merkmal der bisherigen Entwicklung der Dampfkraftwerke ist die starke Steigerung der Einheitsleistungen der Maschinensätze zur Herabsetzung der Anlage- und Betriebskosten. Dampfkraftwerke mit einer installierten Leistung von 2000 MW und darüber sind in den grossen Industrieländern USA, UdSSR, Grossbritannien, Deutschland, Kanada, Frankreich keine Seltenheit.

Charakteristisch für die Entwicklung in den USA ist der Uebergang auf überkritische Dampfzustände. Dagegen sucht man dies in Grossbritannien, Frankreich und in der Deutschen Bundesrepublik zu vermeiden.

Bekanntlich wagte die Tennessee Valley Authority (TVA) den Sprung zu Einheiten von 1300 MW und bestellte hierzu 1967 die Erstausführung in der Schweiz. Seit 1958, als dieses Unternehmen als erstes eine 500-MW-Gruppe bestellte, ist der «Trend» zur Leistungssteigerung der Maschinensätze ein viel beachteter Diskussionsgegenstand bei den Weltkraftkonferenzen. Indirekt trugen die Pioniere der Leistungssteigerung der Turbosätze sehr viel dazu bei, dass die Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke früher als ursprünglich vorgesehen erlangt wurde.

Von besonderem Interesse ist die aus Bericht C_1—146 entnommene graphische Darstellung der Senkung der spezifischen Anlagekosten mit steigender Leistung der Maschinensätze, die sich auf die Erfahrungen der TVA bezieht (Bild 13).

Nach TVA dürfte die Kostensenkung noch ausgesprochener werden, je mehr der Grossmaschinenbau aus dem Stadium des Prototyps in denjenigen der normalen Ausführungen hineinwächst. Hand in Hand mit der Senkung der spezifischen Anlagekosten geht diejenige der Betriebskosten, die schon allein aus der beträchtlichen Herabsetzung des Betriebspersonals hervorgeht. TVA gibt hierzu folgende Erfahrungszahlen an:

Für Maschinensätze von je 60 MW, die 1943 in Betrieb kamen, wurde eine Arbeitskraft pro MW benötigt; für das Kraftwerk Paradies mit zwei Einheiten von je 700 MW, Betriebsaufnahme 1963, sind es nur noch 0,17 pro MW. (Im schweizerischen Kraftwerk Chavalon mit rund 300 MW sind es 0,27 pro MW.)

Nach Angaben der TVA nimmt die Anfälligkeit für Kinderkrankheiten mit der Leistung der Maschinensätze zu, auch der Zeitaufwand, um diese endgültig auszumerzen. Man hat jedoch gute Gründe anzunehmen, dass heute Maschinensätze von 500 bis 800 MW bereits die für einen einwandfreien Betrieb erforderliche «Reife» erlangt haben.

Mit allen Vorbehalten für die Zuverlässigkeit der Zahlen in der letzten Zeile, die sich auf Prototypen beziehen, werden nachfolgend Erfahrungswerte der TVA wiedergegeben:

Maschinensätze Nennleistung MW	Zahl	Maschinensätze mal Betriebsjahre	Verfügbarkeit in %
125 bis 150	13	176	90,4
170 bis 175	17	214	90,7
200 bis 225	13	154	86,8
300 bis 330	7	44	81,7
500 bis 575	3	10	79,7
704	2	8	77,7

In den USA werden Einwellen-Maschinensätze mit 3600 U/min bis zu 700 MW, für höhere Leistungen solche mit zwei Wellen erstellt. In den USA, der Deutschen Bundesrepublik, in Grossbritannien, in der UdSSR und in der Schweiz wird die Möglichkeit untersucht, raschlaufende Einwellen-Sätze für Leistungen von 1000 bis 1200 MW zu bauen. Mit Einwellen-Maschinen von 1800 U/min (1500 U/min in Europa) erreicht man schon heute solche Leistungen. Brown Boveri hat eine Bestellung für eine 1100-MW-Einheit.

Die installierte Leistung der einzelnen Kraftwerke wird immer mehr begrenzt durch die verfügbare Kühlwassermenge einerseits und den Grad der Luftverunreinigung andererseits.

Besonders zu erwähnen ist das in Bericht C_1—80 beschriebene Dampfkraftwerk Mohave im südlichen Nevada am Colorado. Bemerkenswert ist die zum ersten Male zusammenhängend projektierte und ausgeführte Grossanlage von der Kohlegewinnung bis zur Energieabgabe an die Partner in 500 kV. Die im Tagebau geförderte Kohle wird ausschliesslich zu Schlamm verarbeitet. Dieser wird über eine 434 km lange Rohrleitung nach dem Kraftwerk — einstweilen dem einzigen Abnehmer — übertragen. Das Black Mesa Kohlenrevier liegt im Nordosten des Staates Arizona auf 1920 m Höhe über Meer, das Kraftwerk auf 213 m. Die Rohrleitung von 40,6 cm äusserem Durchmesser ist für den Durchsatz von knapp 600 t/h bei einer Vorlaufgeschwindigkeit von 2,13 m/s ausgeführt. Sie wurde dem Grand Canyon entlang zur besten Ausnützung des hydraulischen Gefälles angelegt und umfasst vier Pumpstationen. Die 434 km lange Strecke wird in zweieinhalb Tagen durchfahren. Der Schwefelgehalt der Kohle ist mit durchschnittlich 0,5 % aussergewöhnlich gering. Das Kraftwerk ist für eine Gesamtleistung von 1580 MW ausgeführt und umfasst zwei Maschinensätze von je 790 MW und zwei Dampferzeuger mit einer Leistung von je 2472 t/h bei 246 kg/cm² und 538 °C. Der spezifische Wärmeverbrauch beträgt 2300 kcal/kWh. Der Schornstein ist 152 m hoch. Die Kohle-Lagerstätten sind im Besitze von Indianer-Stämmen. Die für die Kohleausbeute zu entrichtenden Abgaben und Steuern sind zur wirtschaftlichen Entwicklung des nordöstlichen Arizonas bestimmt. Für die Kohle-Gewinnung, den Kohletransport und die Lieferung im minimalen Umfang von $106{,}2 \cdot 10^6$ t während 35 Jahren wurde ein Vertrag für die Dauer, die derjenigen der Konzession entspricht, abgeschlossen.

Es handelt sich hier um die zweite von der «WEST» (Western Energy Supply and Transmission Associates), der 22 Elektrizitätsunternehmen aus sieben Staaten der USA angehören, ausgearbeitete elektrizitätswirtschaftliche Gesamtplanung auf regionaler Basis. Die von der WEST aufgestellten Projekte werden als Partnerwerke ausgeführt, und zwar durch die direkt beteiligten Unternehmen, im vorliegenden Falle die Southern California Edison Co. mit 76 %, die Nevada Power Co. mit 14 % und das «Salt River Agricultural Improvement and Power District» in Arizona mit 10 %. Die

Bild 10 Auf dem weiten Roten Platz; links das aus rotem und schwarzem Granit errichtete Lenin-Mausoleum und die kilometerlange Menschenschlange, die zum aufgebahrten, einbalsamierten Lenin pilgert. Das dunkle Gebäude im Hintergrund ist das Historische Museum.

Bild 9 Die sehr eigenartige, vielfarbige, aus sechs ineinanderverschachtelten Kirchen im 16. Jahrhundert konstruierte Basilius-Kathedrale am Eingang zum Roten Platz.

Bild 11 Die andere Seite des Roten Platzes; im Vordergrund — der niedrige runde Bau — das frühere Schafott, im Hintergrund das grosse Kaufhaus GUM.

Bild 12 Rote, von Türmen unterbrochene Umfassungsmauer des Kreml am Roten Platz mit Lenin-Mausoleum und Menschenschlange pilgernder Kommunisten; hinter der Kremlmauer das kuppelüberwölbte Regierungsgebäude der UdSSR.

Edison übernahm die Leitung der Detailprojektierung, des Baues, der Inbetriebsetzung und des Betriebs. Sie übertrug die Detailprojektierung und den Bau der Bechtel Corporation.

In der UdSSR werden Turbosätze von 200 und 300 MW serienmässig hergestellt. Gemäss Bericht C_1—34 ist die nächste Blockgrösse auf 500 MW bei Einwellenausführung und 800 MW als Ein- oder Zweiwellensätze festgesetzt, mit überkritischem Dampfdruck von 240 kg/cm² bei 560 bis 565 °C (für niederwertige Brennstoffe 240 kg/cm² und 540 °C). Die Wahl der Leistung hängt von den örtlichen Gegebenheiten hinsichtlich Brennstoffzufuhr, verfügbare Kühlwassermenge oder Luftverunreinigung ab.

Moderne Grossanlagen mit Kohlefeuerung werden mit zentralisierten Kohlemühlen und Dampftrocknern ausgerüstet, die Dampferzeuger und Maschinensätze als Blöcke ausgebildet und die Speisewasserpumpen mit direktem Turbinenantrieb vorgesehen. Das Speisewasser wird auf 270 °C vorgewärmt. Bis zu 500 MW Blockleistung sind die Maschinen quer zur Achse des Turbinenhauses, ab 800 MW parallel dazu angeordnet. Die Turbogruppen sind in der Regel Tandem-Verbundmaschinen mit einfachem Dampfkreislauf. Die Verwendung austenitischer Stähle wird nach Möglichkeit vermieden. Freiluftbauweisen für Wärmekraftwerke oder Bestandteile derselben findet man nur in Südrussland, und zwar in Regionen mit mildem Klima. Für die Projektierung hoher Blockleistungen von 1000 MW und darüber sind Untersuchungen über die Verwendung zweier Dampfkreisläufe Wasser und Freon im Gange (C_1—10).

Bei den in der UdSSR üblichen grossen Entfernungen zwischen den Kohlenzechen und den Verbrauchszentren setzt der Bau grösster Dampfkraftwerke die Lösung zahlreicher Transportprobleme voraus sowie solche hinsichtlich Kohle-Zufuhr, -Aufbereitung und Aschenabfuhr, verbraucht doch eine 2000-MW-Zentrale etwa $5 \cdot 10^6$ t Kohle pro Jahr. Bei der Verwendung niederwertiger Kohle werden diese Probleme noch komplizierter. U. a. werden Versuche durchgeführt, um billige Braunkohle aus Sibirien und aschenreiche Kohle in Kazakstan zu verwerten. Die auf dem Schienenweg für Massentransporte gemachten Fortschritte und die Transporte vorgetrockneten Kohlenstaubes lassen dort neue Lösungen erwarten, wo die Kraftwerke nicht auf der Kohlenzeche erstellt werden können.

In den Regionen mit reichlichen Naturgasvorkommen wird diese Rohenergiequelle eingesetzt, und da hier auch hinsichtlich der Reinhaltung der Luft keine Probleme entstehen, werden die Kraftwerke in unmittelbarer Nähe der Konsumzentren aufgestellt.

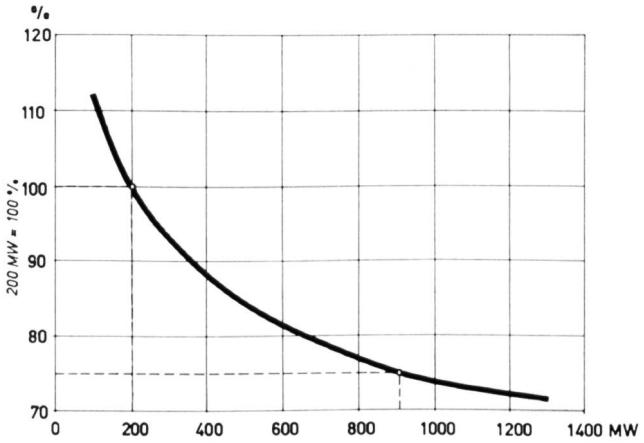

Bild 13 Relative spezifische Anlagekosten in Abhängigkeit der Einheitsleistung von Dampfkraftwerken.

In Grossbritannien gab der Zusammenschluss zweier Grossfirmen Anlass zu einer Analyse der Vor- und Nachteile der Aktions- und Reaktions-Beschaufelung für grosse Turbosätze (C_1—214). Unter Berücksichtigung der besonderen Eigenschaften der einzelnen Bauarten wurde eine 660-MW-Tandem-Verbundmaschine mit Zwischenüberhitzung entwickelt (Dampfdruck 163 kg/cm², 565/565 °C) sowie eine 540-MW-Maschinengruppe ähnlicher Bauart für ein PWR-Kernkraftwerk in Kanada.

In Italien (C_1—147) stützt sich das Ausbauprogramm der ENEL auf die mit den 320 MW subkritischen Maschinensätzen im Wärmekraftwerk La Spezia seit 1961 gemachten günstigen Erfahrungen. Es umfasst für die Jahre 1968 bis 1972 die Aufstellung von 31 Blöcken für insgesamt 9330 MW, wovon 24 Sätze von je 320 MW für 169 kg/cm² bei 538 °C. Jeder Satz ist zur Erzeugung von 22 MW zusätzlicher Spitzenkraft gebaut, und zwar zu besonders preisgünstigen Bedingungen.

Erwähnenswert ist die von Electricité de France (C_1—151) durchgeführte Ermittlung und Gegenüberstellung der Kosten von Wärmekraftwerken der herkömmlichen Art von 2500 bis 5000 MW Leistung, die in der Umgebung von Ballungszentren aufgestellt werden, mit solchen, die ausserhalb der letzteren liegen. Gegenüber diesen ergeben sich für die ersteren zusätzliche Kosten von 10 bis 15 % — in Ausnahmefällen noch mehr — infolge von höheren Landpreisen, wirksameren Staubabscheidern bei Zentralen mit Kohlefeuerung, hohen Kaminen, Entschwefelung der Abgase, Lärmbekämpfungseinrichtungen, Aschenabfuhr und -Lagerung, und ganz besonders wegen der Verkabelung der abgehenden Höchstspannungsleitungen. Diese zusätzlichen Investitionen entsprechen den Erstellungskosten einer Höchstspannungs-Freileitung von mehreren 100 km Länge. Hinzu kommen noch die höheren Betriebskosten für Brennstofftransporte, Verwendung hochwertiger Brennstoffe, zusätzlicher Energieverbrauch für Eigenbedarf (Staubabscheidung, Ventilation usw.), Mangel an Aschenverwertungsmöglichkeit, zusätzliche Kosten für die Kühlung des Kühlwassers.

In der Pariser Bannmeile wird bis zum Jahr 2000 die Verkabelung des Höchstspannungsnetzes zusätzliche Investitionen in der Grössenordnung von 50 % der Anlagekosten des bestehenden Höchstspannungsnetzes nach sich ziehen. Aus Gründen der Zuverlässigkeit in der Belieferung wird man auf die Aufstellung von Grosskraftwerken in grossen Konsumzentren kaum verzichten können. Somit dürften die vorgenannten Kostensteigerungen mit der Zeit die mit zunehmender Verbraucherdichte erzielbare Senkung der Verteilungskosten aufwiegen.

2.42 Reinhaltung der Luft

Infolge der fortschreitenden Ballung der Industrie und der Bevölkerung in Grossstädten wird der Reinhaltung der Luft wachsende Bedeutung beigemessen, und die vorgeschriebenen Auflagen werden stets verschärft. Die nachteiligen Auswirkungen der Verbrennung flüssiger Brennstoffe in grossen Dampfkraftwerken werden durch die Erstellung von Schornsteinen bis zu 300 m Höhe wenn nicht ganz behoben, so doch auf ein erträgliches Mass herabgesetzt, bis es gelingt, die Schwefelkomponente aus dem Heiz- und Schweröl zu entfernen. Diesbezügliche Versuche werden insbesondere in den USA, der UdSSR, in Japan und in der Deutschen Bundesrepublik durchgeführt. Mit Rücksicht auf die

bereits erwähnten grossen Interessen, die für die Oelgesellschaften auf dem Spiele sind, dürfte es gelingen, auch hier wirtschaftlich tragbare Lösungen zu finden. Daran sind auch die Elektrizitätsunternehmen sehr interessiert, handelt es sich doch für diese vor allem um den wirksamen Schutz der Kesseloberflächen vor Korrosionen. Bericht C_1—82 zeigt die in Grossbritannien entwickelten Methoden für die Kontrolle der höchstzulässigen SO_2-Konzentrationen in Bodennähe. Diese sind, wie die Messungen zeigen, in nächster Umgebung der Wärmekraftwerke — auch bei solchen von 1000 MW Leistung — im Vergleich zu der bestehenden allgemeinen Luftverunreinigung sehr gering.

Die elektrostatischen Staubabscheider wurden seit den zwanziger Jahren so verbessert, dass ihre Wirksamkeit heute 99,3 % erreicht. Die Entwicklung zusätzlicher Stoffe zur Abscheidung harter Staubteilchen wird untersucht, und es werden grosse Anstrengungen zur Herabsetzung der Emissionen aus älteren Kraftwerken gemacht. Für die zur Reinhaltung der Luft bei Wärmekraftwerken in England und Wales zu treffenden Massnahmen dürften im Zeitraum 1961 bis 1970 insgesamt $1{,}128 \cdot 10^9$ sFr. ausgegeben werden und allein für 1970 etwa $180 \cdot 10^5$ sFr. Dies wird ein Höchstwert bleiben, weil in der darauffolgenden Zeitspanne eine starke Zunahme der Kernkraftwerke zu erwarten ist.

2.43 Spitzenlastdeckung

Trotz der erfreulichen Entwicklung der Verbundwirtschaft weist in vielen Ländern das Tagesbelastungsdiagramm grössere Spitzen und tiefere Täler auf. Nun tragen aber die hinsichtlich Hebung des Wirkungsgrades der Dampfturbinen und Dampferzeuger im allgemeinen getroffenen Vorkehrungen dazu bei, Lastschwankungen auf ein Mindestmass herabzusetzen. Die von der schweizerischen Industrie vorgeschlagenen Lösungen zur Leistungssteigerung durch kurzfristige Ueberlastung und raschere Laständerung der Anlagen sind darum von grosser Bedeutung, wie auch ganz besonders die in der Entwicklung der Gasturbine geleistete Pionierarbeit. Den Gasturbinen konventioneller Bauart und den Anlagen mit Strahltriebwerken steht somit ein weites Feld offen, sowohl zur Deckung der Spitzenlast als auch als Reserveanlagen. In den USA haben die «Jets» beinahe die Hälfte des Marktes für Gasturbinen erobert.

Von besonderem Interesse ist die für das Kraftwerk Krasnodar im nördlichen Kaukasus bestimmte 100-MW-Gasturbinen-Blockeinheit, die im Sommer 1968 auf dem Versuchsstand der Leningrader Werke geprüft wurde. Sie ist als Zweiwellen-Einheit gebaut, mit 4100 U/min im Hochdruck- und 3000 U/min im Niederdruckteil.

Eine 200-MW-Einheit mit zwei Wellen wird projektiert. Mit vierfacher Zwischenkühlung und vierfacher Verbrennung ohne Wärmeaustauscher soll diese einen Wirkungsgrad von 42 % erreichen.

Ein weiteres Anwendungsgebiet der Gasturbine ist ihre Kombination mit dem Dampfkraftwerk zur Erzielung eines höheren Gesamtwirkungsgrades. Auch in der UdSSR wird eifrig daran gearbeitet.

2.44 Der kombinierte Gas/Dampf-Kreisprozess

beruht auf der zusätzlichen Ausnutzung des Luft/Gas-Kreislaufes durch Vorschaltung einer Gasturbine, wobei für die erzielte Mehrleistung kein zusätzliches Kühlwasser erforderlich ist. Die Vorteile sind: der höhere thermische Wirkungsgrad, die erwarteten geringeren spezifischen Anlagekosten sowie der geringere spezifische Raum- und Flächenbedarf. Als Beispiel ist hierzu das Kraftwerk Vitry der EdF zu nennen (C_1—192) mit zwei Blöcken von je 250 MW für 165 kg/cm², 565/565 °C, die je mit einer Gasturbine von 40 MW kombiniert und parallel zum Lufterwärmer aufgestellt sind. Bei gleichzeitigem Betrieb der Dampf- und Gasturbine ersetzen die Abgase der letzteren den zur Luftvorwärmung abgezapften Dampf, wodurch die Gesamtleistung von 290 auf 320 MW erhöht wird. Die Dampf- und Gasturbinen können auch separat betrieben werden, wobei aber nur je ihre Nennleistung erzeugt wird.

Auch in Grossbritannien werden Gasturbinen mit Dampfturbinen kombiniert, insbesondere zur Verbrennung von Naturgasüberschüssen oder Heizölrückständen; wie im Bericht C_1—241 gezeigt wird, sind diese Lösungen wirtschaftlicher als die Verwendung zweier Dampfkreisläufe mit Freon oder Ammoniak im Niederdruckteil.

2.45 Dieselkraftwerke

Im Bericht C_1—197 wird auf die Charakteristiken moderner Dieselkraftwerke und die Entwicklungsmöglichkeit einer neuen Generation von Dieselmotoren mit Verdoppelung der bisherigen Höchstleistungen hingewiesen. Die in der Fabrikation gemachten Fortschritte lassen insbesondere bei Schnelläufern Materialeinsparungen und geringe spezifische Gewichte zu. Weitere Preissenkungen sind von der Herstellung in grossen Serien zu erwarten.

2.46 Heizkraftwerke

Wie bereits an früheren Tagungen dargelegt wurde, erlangt die kombinierte Heizkrafterzeugung die höchste Wirtschaftlichkeit, wobei auch Gasturbinen zur Spitzenlastdeckung mit der Heizwärmeversorgung mittels Warmwasserspeicher kombiniert werden. In Gross-Städten mit konzentriertem Wärmebedarf nehmen darum die Fernheizkraftwerke stets mehr an Bedeutung zu, namentlich in Schweden, Dänemark, Holland und in der Deutschen Bundesrepublik, ferner auch in der UdSSR, in Polen, der Tschechoslowakei und in Rumänien. Die mit der kombinierten Heizkrafterzeugung zu lösenden Probleme bilden den Hauptdiskussionsgegenstand der nächsten Welt-Energie-Konferenz, die 1971 in Bukarest stattfinden wird.

Die in Schweden gemachten Erfahrungen zeigen (C_1—150), dass eine Anlage zur kombinierten Heizwärme- und Krafterzeugung nur dann wirtschaftlich gerechtfertigt ist, wenn ein gut angelegtes Fernheizwerk für eine Heizleistung von mindestens $250 \cdot 10^6$ kcal/h vorhanden ist. Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage für eine elektrische Leistung von 100 MW mit einem festen Heizwärmeanschluss von $400 \cdot 10^5$ kcal/h ist, dass die festen Jahreskosten für die Netto-Erzeugung elektrischer Energie 60 sFr./kW nicht übersteigen.

Um eine zweckmässige Verwendung der erzeugten elektrischen Energie zu erzielen, ist eine engste Zusammenarbeit zwischen Fernheizwerk und Elektrizitätswerk unentbehrlich, und zwar sowohl hinsichtlich Erstellung, Termin der Inbetriebsetzung und Betrieb. In Schweden wird die Form des Partnerwerks zwischen Elektrizitätswerk und Fernheizwerk entwickelt. Damit können die Gestehungskosten genauer ermittelt werden.

Für das Heisswasser wird im allgemeinen eine Temperatur von 80 °C verwendet. Neben den herkömmlichen Verwendungszwecken der Heizwärme wird diese immer mehr für neue arbeitssparende Zwecke u.a. zum Schnee- und Eisschmelzen auf Strassen und Dächern verwendet.

Bild 14 Kaufhaus GUM und Basilius-Kathedrale am Roten Platz.

Bild 15 Fensterauslage im Kaufhaus GUM und Spiegelung der Passanten auf dem Roten Platz.

Bild 16 Russischer Soldat beim Einkauf; vorne rechts der überall verwendete Zählrahmen, auch «Idiotenharfe» genannt!

Bilder 17 und 18 Szenen vom dichten Gedränge in den Hallen des GUM-Kaufhauses.

In den Grossstädten der U d S S R ist die kombinierte Heizkrafterzeugung stark verbreitet. Die 1965 ab Wärmekraftwerk gelieferte Heizwärmemenge von 19 % des Gesamtwärmebedarfs soll in naher Zukunft auf 70 % gesteigert werden. 1966 wurden mit der kombinierten Heizkrafterzeugung Brennstoffeinsparungen von 12 · 10^6 t Kohle zu 7000 kcal/kg erzielt. In Moskau übertrifft die Leitungslänge des Fernheiznetzes 1200 km. 24 000 Apartmenthäuser und öffentliche Gebäude sowie 360 Industriebetriebe sind daran angeschlossen. Als grösste Entfernung zwischen Wärmeverbraucher und Heizkraftwerk werden 15 km angegeben.

Im Bericht C_1—215 werden für städtische Energieversorgungsbetriebe die wirtschaftlichen Vorteile der Mehrzweckanlagen überhaupt erörtert sowie die weiteren energiewirtschaftlichen Fortschritte, die sich bei der optimalen Dekkung des als Ganzes betrachteten Energiebedarfs eines Absatzgebietes ergeben. Wie die in Norditalien durchgeführten Untersuchungen zeigen, lassen sich dabei Einsparungen im Gesamtenergieverbrauch von 19 bis 33 % gegenüber der bisherigen separaten Betrachtung der einzelnen Energiesparten erzielen.

Mit Rücksicht auf die mit Heizkraftwerken erzielbaren bedeutend höheren Gesamtwirkungsgrade sind diese im Kampfe gegen die Verluste und damit auch gegen die Luftverunreinigung ausschlaggebend. Darum wurde 1964 an der Teiltagung der Weltkraftkonferenz in Lausanne ein «ad hoc» Komitee eingesetzt, das die Angaben über den Stand der Fernheizwerke in den einzelnen Ländern zusammenstellte und in Zusammenarbeit mit der «UNICHAL» einen Bericht herausgab. Die Schlussfolgerungen aus diesem Bericht sollen weiter verfolgt und an der nächsten Tagung der WEK in Bukarest 1971 erörtert werden.

2.5 KERNKRAFTWERKE

Aus den zu diesem Thema eingereichten 26 Berichten aus 12 Ländern ist folgendes festzuhalten:

2.51 Allgemeines

Ende 1965 war der Anteil der Kernkraftwerke an der gesamten installierten Kraftwerkleistung

in der ganzen Welt: knapp 1 % von rund 770 000 MW
in Grossbritannien: 10 % von rund 30 000 MW

Die Gesamtleistung der Kernkraftwerke dürfte bis 1975 auf etwa 110 000 MW, bis 1980 auf über 300 000 MW und bis 1990 auf rund 1 500 000 MW ansteigen. Trotz dieser raschen Entwicklung wird der Anteil der Kernkraftwerke an der Welt-Elektrizitätserzeugung 1980 kaum 25 % und erst am Ende des Jahrhunderts 50 % erreichen.

Bei der vorerwähnten Entwicklung würde der gesamte Uranbedarf (für Neuanlagen die Core-Ladung, für in Betrieb stehende Anlagen der laufende Bedarf), je nach den zur Aufstellung gelangenden Reaktortypen bis 1980 auf 200 bis 500 · 10^3 t und bis 1990 auf 600 bis 1500 · 10^3 t ansteigen.

Nun werden die kostengünstigsten abbaufähigen Uranvorkommen für die Welt mit freier Wirtschaft von der ENEA auf folgende Werte geschätzt:

Gewinnungskosten in \$/kg U_3O_8	Menge in 10^3 t
10 bis 20	1300
20 bis 30	1200
30 bis 60	1500
60 bis 100	5500

Bei Gewinnung des Uranoxyds aus dem Meerwasser würden diese Vorkommen vervielfacht. Die Gewinnungskosten werden zu 60 bis 200 \$/kg U_3O_8 angegeben, sind also noch wesentlich höher.

Diese Gegenüberstellung lässt folgende Schlüsse zu: Bei ausschliesslichem Einsatz von Leichtwasser- und gasgekühlten, das heisst von «erprobten» Reaktoren dürften die heute als nachgewiesen geltenden kostengünstigen Uranvorkommen zur Deckung des zusätzlichen Elektrizitätsbedarfs der westlichen Welt nur wenige Jahrzehnte reichen.

Bei Verwendung fortschrittlicherer Reaktoren wäre dies während vieler Jahrzehnte und mit schnellen Brütern während mehreren Jahrhunderten der Fall.

Darum rückt die Entwicklung des schnellen Brüters in den Vordergrund der Betrachtungen, und die hierüber entspannte Diskussion war die lebhafteste und meistbesuchte der ganzen Tagung.

Unbestritten gilt der schnelle Brüter als Reaktor der Zukunft. Ueber den Zeitpunkt seiner kom-

Bild 19
Blick vom Rossija-Hotel auf Moskwa-Fluss und Geschäftshaus Kotelritcheskaia im typischen pompösen «Zuckerbäckerstil» der Stalinaera.

merziellen Entwicklungsreife gehen aber die Meinungen sehr weit auseinander. Ganz eindeutig abgelehnt wurde die Forcierung des schnellen Brüters aus Gründen der vorzeitigen Erschöpfung der kostengünstigsten Uranvorkommen; denn einerseits werden zu den vorgenannten 1965 festgestellten Uranvorkommen mit der Zeit weitere interessante Funde hinzukommen. Andererseits bestehen genügend Gründe anzunehmen, dass sowohl bei den heute als erprobt geltenden Reaktoren mit den noch erzielbaren technischen Fortschritten im Reaktorbau als auch bei den Brennstoffaufbereitungsanlagen der Grad der Uranausbeute sich wesentlich erhöhen lässt.

2.52 Entwicklungstendenzen in den einzelnen Ländern

In den USA hat sich bekanntlich der Leichtwasserreaktor ganz eindeutig als erprobt bei den kommerziellen Aufträgen durchgesetzt. Wie im Bericht C_3—109 gezeigt wird, ist dies die Frucht einer langjährigen Forschungs- und zähen Entwicklungsarbeit, deren Kosten sich für Staat und Industrie zusammen auf rund $8{,}5.10^9$ sFr. stellen. Die Höhe dieser Aufwendungen lässt aufhorchen!

Gegenwärtig werden Reaktoren der fortschrittlicheren Generation entwickelt. Wenn auch der Bericht hierüber nichts aussagt, ist wohl anzunehmen, dass der hierzu benötigte Aufwand noch höher sein wird.

Im Entwicklungsprogramm der schnellen Brüter nimmt der metallgekühlte «LMFBR»-Reaktor die Schlüsselstellung ein (C_3—111). Seiner Wirtschaftlichkeit wegen wird er von den Herstellerfirmen wie auch von den Elektrizitätsunternehmen gefördert. Diese haben sich mit der Atomenergiekommission zur Finanzierung der Untersuchungen zusammengeschlossen.

Zur Abklärung der wirtschaftlichen und technischen Möglichkeiten der Verwendung von Plutonium in grossen Reaktoren werden eingehende Untersuchungen durchgeführt. Wie diese zeigen, werden in den USA von 1980 bis 1990 rund 500 t Plutonium anfallen (C_3—108). Sollte dieses bei der Verwertung für schnelle Brüter gegenüber der Verwendung in Brennstoffaufbereitungsanlagen für Wasser-Reaktoren einen Aufpreis von 5 \$/g erfahren, so würden die Elektrizitätsunternehmen hinsichtlich Brennstoffkosten insgesamt um $2{,}5.10^9$ \$ entlastet. Auf lange Sicht wird sich der Preis des Plutoniums nach dessen Verwertungsmöglichkeit als Brennstoff und nach der Relation zwischen Angebot und Nachfrage richten.

Nach dem heutigen Stand der Untersuchungen wird der Einsatz des schnellen Brüters in den USA erst für den Zeitraum von 1980 bis 1990 erwartet. Bis dahin wird der Leichtwasser-Reaktor das Feld beherrschen (C_3—166).

Anlass zu der in den USA seit 1963 erfolgten spektakulären Entwicklung des Leichtwasser-Reaktors war die Senkung der spezifischen Anlagekosten und der stets weiter fortschreitende Rückgang des bei objektiver Kostengegenüberstellung zwischen Kernkraft und herkömmlicher Wärmekraft berechneten Aequivalenzpreises der 10^5 kcal. Hinzu kam die von der besorgniserregenden Zunahme der Luftverunreinigung alarmierte öffentliche Meinung.

Unter der Annahme eines Uranpreises von 18 \$/kg U_3O_8 ergab sich der Aequivalenzpreis im Jahre 1964 noch zu 5.20 sFr./10^5 kcal, 1966 für die Anlagen Oyster Creek und Dresden 2 zu 4.20 sFr./10^5 kcal und Ende 1966 für Anlagen mit fortschrittlicheren Reaktoren von 800 MWe zu 3.00 sFr./10^6 kcal. Nach der seit 1967 einsetzenden Preiserhöhung auf dem Kernenergiesektor ist mit einem Aequivalenzpreis von 4.10 sFr./10^5 kcal zu rechnen. Dies ist aber der in den USA 1965 von den Elektrizitätsunternehmen bezahlte durchschnittliche Aequivalenzpreis für die Kohle.

Nachdem drastische Vorschriften zur Herabsetzung der Luftverunreinigung in Vorbereitung sind und örtliche Behörden den Schwefelgehalt der Kohle begrenzen möchten, was wirtschaftlich nicht tragbar wäre, werden grossangelegte Versuche gemacht, um die SO_2-Emissionen bei den Kraftwerken auf ein Mindestmass herabzusetzen. Nur 10 % der von diesen verbrauchten Kohle enthält weniger als 1 % Schwefel; über 90 % der Kohle werden in Kraftwerken verfeuert, die im mittleren und östlichen Teil der USA liegen, wo keine schwefelarme Kohle verfügbar ist (C_3—165).

Die zur Behauptung der Kohle als bedeutendster Rohenergieträger für die Elektrizitätserzeugung gemachten Anstrengungen stehen denjenigen auf dem Kernenergiesektor kaum nach. Auf dem Sektor Kohle ist man fest entschlossen, die zur Reinhaltung der Luft geforderten Massnahmen zu treffen. Auf Grund der bisherigen Versuchsergebnisse ist die SO_2-Abscheidung technisch erfolgreich möglich und wirtschaftlich tragbar. Es ist mit einer Erhöhung der Energiekosten von höchstens 15 % zu rechnen, die zum Teil durch Kostensenkungen bei den Kohle-Transportkosten und bei der Lagerung aufgefangen werden kann, u.a. durch den Einsatz modernster Pendelzüge oder Flusskähne, die einen festen Fahrplan einhalten und die laufende Belieferung der Kraftwerke garantieren, was wiederum gestattet, die Kohlenlager auf ein Mindestmass herabzusetzen.

Nach der stürmischen Entwicklung auf dem Kernenergiesektor ist in den USA eine gewisse Ernüchterung nicht ausgeschlossen. Die von der TVA bestellte 1300-MW-Anlage für Kohlefeuerung, nachdem für Kernanlagen eine Preiserhöhung von 15 % festgestellt wurde, wird schon in diesem Sinne ausgelegt.

Grossbritanniens Kernenergieprogramm hatte von Anfang an zum Ziel, sukzessiv Reaktortypen zu entwickeln, die auf lange Sicht einen stets geringeren spezifischen Uranverbrauch aufweisen (C_3—244). Letzterer wird, gegenüber der ersten Generation, mit der AGR-Type des zweiten Bauprogramms schon auf die Hälfte, mit den schnellen Brütern auf etwa einen Fünftel herabgesetzt werden. Dadurch könnten bis zum Jahre 2000 bei dem dann zu erwartenden Elektrizitätsbedarf jährlich $2{,}5 \cdot 10^9$ sFr. für Uranimporte eingespart werden. Obschon diese Möglichkeit in weiter Ferne liegt, rechtfertigte sie den beschleunigten Bau eines natriumgekühlten schnellen Brüters von 250 MWe.

Die Vorstudien für das auf diesen Prototyp zu stützende Ausbauprogramm zeigen, dass der für den Betrieb von schnellen Brütern benötigte Plutoniumbedarf erst etwa ab 1990 aus den bei den Magnox- und AGR-Reaktoren anfallenden Plutoniummengen gedeckt werden könnte. Bis dahin werden gasgekühlte thermische Reaktoren den Hauptanteil der zusätzlich benötigten Leistung liefern.

In der Tabelle 4 sind die Daten für die neuesten AGR-Anlagen Dungeness-B und Hinkley Point-B zusammengestellt, und zwar sind in Kolonne 1 die gemäss den Normen des Central Electricity Generating Board berechneten Zahlen, in Kolonne 2 die gemäss Berechnungsweise der Tennessee Valley Authority für ihre Brown's Ferry Station errechneten Zahlen aufgeführt. Die für die Energiekosten entstehende Abweichung von 37 % zeigt, wie wichtig es ist, bei Preisvergleichen die der Berechnung zugrunde gelegten Annahmen zu untersuchen.

Die Studien für die weitere Entwicklung der AGR-Reaktoren werden fortgesetzt (C_3—169). Fortschritte im Aufbau der Reaktoren, der Brennstoffelemente, in der Auslegung der Anlage und in bezug auf die Bauzeitverkürzung durch

Blick vom Bankettsaal im modernen Kongresspalast auf die im letzten Abendlicht erstrahlenden altrussischen Kuppeln der Mariä-Himmelfahrts-Kathedrale – ehemaligen Krönungskirche der Zaren – (im Vordergrund), des hohen Glockenturms Iwans des Schrecklichen und weiterer Glockentürme im Kreml.
(Foto G. A. Töndury)

neue Baumethoden lassen gegenüber den Daten in der Tabelle Kostensenkungen von 10 % für die spezifischen Anlagekosten und bis zu 3 % für die Energiekosten erwarten. Schon jetzt gilt die Verdoppelung der Leistung der AGR-Reaktoren neuester Konzeption auf 1240 MWe als technisch möglich. Damit würden die spezifischen Anlagekosten um weitere 10 bis 15 % gesenkt.

Auswirkungen der Berechnungsnormen auf die Energiekosten einer AGR 2 x 620 MWe Anlage (Preisbasis 1967) Tabelle 4

Berechnungsnormen:		CEGB	TVA
ANNAHMEN:			
Zinsfuss	%	8	4,5
Lebensdauer	Jahre	20	35
Benützungsdauer	h	6660	7500
ANLAGEKOSTEN:			
Baukosten	sFr./kW	650	650
Bauzinsen	sFr./kW	100	57
Core-Ladung	sFr./kW	112	112
ENERGIEKOSTEN:			
Kapital	Rp./kWh	1,17	0,55
Core-Ladung	Rp./kWh	0,17	0,09
Brennstoff	Rp./kWh	0,43	0,43
Uebrige	Rp./kWh	0,15	0,14
abzüglich Brennstoff-Schlusskredit	Rp./kWh	— 0,02	— 0,01
Total	Rp./kWh	1,9	1,2

Wie die für englische Verhältnisse auf vergleichbarer Basis berechneten Energiekosten zeigen, sind diese für den fortschrittlichen AGR-Reaktor um 7 % geringer als für den Leichtwasser-Reaktor und um 16 % tiefer als für eine herkömmliche Anlage mit Kohlenfeuerung.

Kanada. Sehr zuversichtlich ist die Ontario-Hydro hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und Betriebssicherheit des Kernkraftwerkes Pickering Point bei Toronto, mit vier Schwerwasser-Reaktoren von je 508 MWe. Hiervon soll ab 1970 je eine Einheit pro Jahr in Betrieb gesetzt werden. Als Grundlastwerk eines der grössten Elektrizitätsunternehmen der Welt wurde die jährliche Benützungsdauer zu 7000 h angenommen. Bei spezifischen Anlagekosten von 1000 sFr./kW und einer Lebensdauer der Anlage von 30 Jahren werden für die Preisbasis 1967 die Energiekosten mit 1,5 Rp./kWh angegeben. Für ein Dampfkraftwerk mit Kohlefeuerung und Blöcke gleicher Leistung würden die Energiekosten 1,7 Rp./kWh betragen.

Auf Grund der bei diesen Reaktoren für hohe Leistungen erzielbaren Kostensenkung wird eine Anlage mit vier Schwerwasser-Reaktoren von je 1000 MWe geplant, mit Energiekosten von nur noch 1 Rp./kWh (C_3—170).

Japans Auslandsabhängigkeit hinsichtlich der fossilen Energieträger veranlasste die Gründung der halbstaatlichen Kern-Reaktor- und Kernbrennstoff-Entwicklungsgesellschaft, die einerseits die verfügbaren Uranvorkommen im Lande selbst festzustellen hat und andererseits die eigene Entwicklung von Kern-Reaktoren verfolgt. Die eigenen Vorkommen sind mit 3400 t ganz unbedeutend gegenüber dem voraussichtlichen Jahresbedarf von 90 000 t im Jahre 1985 bzw. 200 000 t im Jahre 2000. Darum werden grosse Anstrengungen gemacht, sichere Bezugsmöglichkeiten aus dem Ausland zu erschliessen und Uranaufbereitungsanlagen zur Erzielung eines hohen Grades der Uranausbeute im Inland zu entwickeln (C_3-104).

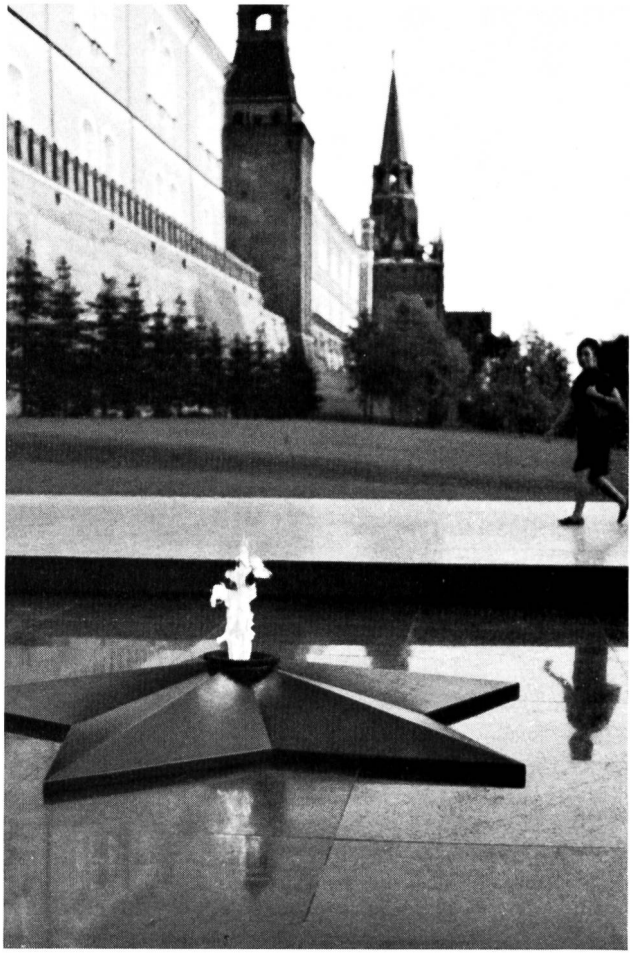

Bild 20 Die ewige Flamme mit schlichtem Marmordenkmal zum Gedenken an die Gefallenen des Zweiten Weltkriegs am Fuss der hohen Kremlmauer in einer Parkanlage.

In der Deutschen Bundesrepublik (DBR) wird die Entwicklung des schnellen Brüters mit Bundeshilfe energisch vorangetrieben (1-Milliarden-DM-Kredit), und zwar durch zwei Gruppen: Die Gemeinschaft AEG, Gute Hoffnungshütte und Maschinenfabrik Augsburg-Nürnberg (MAN) projektiert einen Prototyp von 300 MWe Leistung mit Dampfkühlung, die Gruppe Siemens-Interatom eine Anlage gleicher Leistung mit Natriumkühlung (C_3—265). Zur Vorbereitung dieser Prototypen mit Baubeginn 1970 wurden zwei Versuchsanlagen erstellt: in Kahl ein HDR-Reaktor der AEG für Dampfkühlung; in Karlsruhe ein mit Natrium gekühlter 20 MWe KNK-Reaktor mit Zirkoniumhydrid als Moderator. Es scheint, dass die erste Gruppe auch zur Natriumkühlung übergehen wird, nachdem die Dampfkühlung sich als weniger wirtschaftlich erweist.

Ueberdies werden die in Karlsruhe zwischen der DBR, Belgien und den Niederlanden in Angriff genommenen Studien weitergeführt und mit dem Siemens-Interatom-Projekt gekoppelt, das die Unterlagen für eine 1000-MWe-Anlage liefern wird. Für diese werden die spezifischen Anlagekosten zu 500 sFr./kW, die Energiekosten zu 1,75 Rp./kWh angegeben, und zwar auf Grund der folgenden Annahmen: Lebensdauer: 25 Jahre; jährliche Benützungsdauer: 6000 h; Zinsfuss 7 %; Steuern 2,7 %; Versicherungen: 1 % der Anlagekosten.

Auch in Frankreich wurde der schnelle Brüter ins Kernenergieprogramm aufgenommen (C_3—124). Dieses scheint nach den mit der ersten Versuchsanlage «Rapsodie» gemachten günstigen Erfahrungen sich ganz auf die Natriumtechnologie zu konzentrieren. Letztere, mit einer Wär-

meleistung von 20 MW, wurde 1967 in Betrieb gesetzt und erzeugt keine elektrische Energie. Als eigentlicher Prototyp ist «Phénix» mit einem schnellen Brüter von 250 MWe in Aussicht genommen mit Baubeginn 1969. Bei einer Verdoppelung des Elektrizitätsverbrauchs alle 10 Jahre würde der Anteil der Kernenergie an der Elektrizitätserzeugung — im Jahre 1965 von 1 % — bis 1985 auf 30 bis 46 % anwachsen. Dabei würde der Uranbedarf bis 1980 auf rund 5000 t und bis 1990 auf etwa 15 000 t ansteigen, und zwar bei ausschliesslicher Verwendung von gasgekühlten graphit-moderierten Reaktoren. Der kumulierte Uranbedarf wird bis 1990 auf insgesamt 100 000 t geschätzt. Er ist bis 1980 aus einheimischen Vorkommen gedeckt. In der Folge müssten drei Viertel des Bedarfs importiert werden. Bei sukzessivem Einsatz von schnellen Brütern dürfte der Uranbedarf ab 2000 konstant bleiben. Die spezifischen Anlagekosten werden für 500-MWe-Anlagen zu 850 sFr./kW und für solche von 1000 MWe zu 650 sFr./kW angegeben. Für Anlagen mit Reaktoren von 1000 MWe Leistung dürften die Energiekosten um 30 bis 40 % geringer ausfallen als für ein Dampfkraftwerk gleicher Leistung mit Kohlefeuerung.

Die in Holland und Schweden durchgeführten gemeinsamen Untersuchungen unter Verwendung von Unterlagen der Europäischen Atomenergieagentur über die Uranium- und Thoriumvorkommen lassen die grosse Bedeutung des Thoriums für die künftige allgemeine Entwicklung der Kernenergie erkennen (C_3—163). Fortschrittliche Thorium-Converter und insbesondere mit flüssigen Thorium-Salzen beschickte Reaktoren in Kombination mit schnellen Brütern lassen neue wirtschaftlich interessante Möglichkeiten erwarten.

In der UdSSR werden Leichtwasser-Reaktoren für Leistungen von 440 MWe auf Grund der mit der Versuchsanlage Novo-Voronezh gemachten günstigen Erfahrungen entwickelt (C_3—69). Ferner wurde ein Schwerwasser-Reaktor gebaut. Als erster kommerzieller Auftrag dieser Type ist die I. V. Kurchatov-Anlage in Beloyarsk zu erwähnen. Sodann wurde die Entwicklung des schnellen Brüters an die Hand genommen (C_3—190). Ein solcher von 350 MWe soll für die erste Entsalzungsanlage der UdSSR in Shevchenko am Kaspischen Meer erstellt werden (C_3—67). Ferner wird ein schneller Brüter von 600 MWe mit einer besonders hohen Leistungsdichte des Uranbrennstoffs projektiert (C_3—191).

2.53 Schlussfolgerungen

Hauptgegenstand vieler Betrachtungen ist die Sorge um die Entwicklung des Uranpreises. Darum erfahren die Bestrebungen, fortschrittlichere thermische Hochtemperatur-Reaktoren zu entwickeln, einen mächtigen Ansporn und damit auch die Bereitschaft, für die vorzeitige Aufnahme des schnellen Brüters in die Entwicklungsprogramme die dazu benötigten sehr hohen finanziellen Mittel bereitzustellen. Neben allen Ueberlegungen über Uranausnützung wird es aber weiterhin so sein, dass sich nur diejenigen neuen Reaktortypen durchsetzen werden, die elektrische Energie billiger liefern können.

Der Reaktorbau steht also vor neuen Entwicklungen, und es sieht so aus, als ob die heute als erprobt geltenden Typen in relativ kurzer Zeit durch fortschrittlichere übertroffen werden könnten. Es ist auch immer wieder auf die noch allzu grossen Unsicherheiten in der Vorausschau der einzelnen Reaktortypen hinzuweisen; denn von den in Betrieb stehenden Kernkraftwerken weisen nur wenige Reaktoren Betriebszeiten von 5 bis 10 Jahren auf.

Ueber die voraussichtliche Entwicklung der einzelnen Reaktortypen bis 1980 ist folgendes festzuhalten:

Der AGR-Reaktor ist hinsichtlich der spezifischen Anlagekosten den Leichtwasser-Reaktoren unterlegen; dagegen bestehen zwischen den übrigen Charakteristiken der einzelnen Typen keine nennenswerten Unterschiede mehr.

Der Schwerwasser-Reaktor zeichnet sich durch wesentlich geringere Brennstoffkosten aus, und zwar sowohl hinsichtlich der Core-Ladung als auch des jährlichen Aufwands. Die spezifischen Anlagekosten nähern sich immer mehr denjenigen der AGR-Type, übertreffen aber noch beträchtlich diejenigen der Leichtwasser-Reaktoren.

Die Brennstoffkomponente des Leichtwasser-Reaktors wird auch bis zur Verdoppelung des Uranpreises weiter sinken als Folge der zu erwartenden Kostensenkungen, einmal bei der Fabrikation der Brennstoffelemente, sodann bei der Brennstoffaufbereitung bzw. Isotopentrennung; u. a. wird hierbei schon nur die zehnfache Steigerung des Durchsatzes fünfmal geringere Aufbereitungskosten nach sich ziehen. Die Vorteile des Schwerwasser-Reaktors werden sich bei weiterem Anstieg des Uranpreises besonders günstig auswirken. Es ist also möglich, dass über eine gewisse Preisgrenze hinaus der Schwerwasser-Reaktor sich durchsetzen wird. Er ist auch für Länder mit eigenen Uranvorkommen aber fehlenden Anreicherungsanlagen interessant.

Für die Zeit nach 1980 sind ganz allgemein für die heute als erprobt geltenden Reaktoren folgende Verbesserungen zu erwarten:

Herabsetzung der spezifischen Anlagekosten um ein Viertel bis ein Drittel;
Herabsetzung der Brennstoffkosten um die Hälfte;
Herabsetzung des spezifischen Uranbedarfs für den Brennstoffkreislauf auf die Hälfte.

Der schnelle Brüter ist theoretisch vielversprechend. Seine Vorteile sind so gross, dass die mit seiner Entwicklung verbundenen Risiken in Kauf genommen werden. Nachdem die Dampfkühlung sich als weniger wirtschaftlich erwies, wird vor allem die Natriumkühlung entwickelt. Praktisch wird also der schnelle Brüter die industrielle Reife nur dann erlangen, wenn die mit der Technologie des Natriums zusammenhängenden Probleme gelöst sein werden. Dies ist kaum vor 1980 zu erwarten, weil der hierzu erforderliche Geld- und Zeitaufwand ganz erheblich sein wird.

Mit Rücksicht auf die sehr grossen Schwierigkeiten, die bei der Entwicklung des schnellen Brüters noch zu überwinden sind, besteht für den thermischen Reaktor, insbesondere den Hochtemperatur-Graphit-Reaktor eine Chance, die nicht zu unterschätzen ist. Als Zwischenstufe bis zur kommerziellen Reife des schnellen Brüters hat der gasgekühlte thermische Reaktor in Kombination mit einer mit Heliumgas betriebenen Gasturbine im direkten geschlossenen Kreislauf grosse Aussichten auf Einsatzfähigkeit (C_3—167). Auch ein gasgekühlter Brüter könnte aus dieser Entwicklungsrichtung hervorgehen.

Es kann nicht überraschen, dass die Meinungen, je nach dem Blickfeld aus dem sie vorgetragen werden, recht weit auseinandergehen.

2.6 NEUE ENERGIEQUELLEN

2.61 Magnetohydrodynamische Kraftwerke

Die Magnetohydrodynamische (MHD)-Energiekonversion wird in der UdSSR energisch vorangetrieben. Nach den mit der Modellanlage y-02 von 30 kW gemachten Vorversuchen wird nun in Moskau ein vollständiges MHD-Kraftwerk von 25 MW Leistung mit einem Dampfturbosatz für einen Dampfdruck von 100 kg/cm² bei 540 °C ohne Zwischenüberhitzung erstellt (C_4—72). Als Brennstoff wird Naturgas verwendet. Im ersten Ausbau wird ein Magnet von nur 2 Tesla eingebaut.

Ueberdies wurden Studien für die Projektierung einer MHD-Grossanlage für 2400 MW Leistung in die Wege geleitet (C_4—27). Damit übernimmt die UdSSR die Führung auf diesem Gebiet, während in anderen Ländern die wirtschaftlichen Aussichten skeptisch beurteilt werden.

In seinem aufschlussreichen Bericht C_4—93 lässt R. N. Gardner, Vize-Präsident des Edison Electric Institute, New York, durchblicken, dass die Entwicklung des MHD-Generators erst ab 1980 positive Ergebnisse zeitigen wird, und dass sich diese direkte Energieumwandlung vielleicht einmal mit dem schnellen Brüter kombinieren lässt. Die auftretenden ausserordentlich hohen Temperaturen stellen jedoch schwer zu lösende Probleme dar, weshalb weder über die mutmassliche Höhe der spezifischen Anlagekosten noch über Betriebskosten irgendwelche Angaben gemacht werden können.

2.62 Brennstoffzellen

Wie bereits an früheren Tagungen dargelegt wurde, werden die Brennstoffzellen in erster Linie für den Antrieb von Kleinfahrzeugen Verwendung finden. Bericht C_4—198 enthält interessante Angaben über neue Konzeptionen von Brennstoffzellen: die von ALSTHOM entwickelte elektrochemische Brennstoffzelle mit sehr hoher Leistungsdichte (1 kW/dm³), die mit flüssigen oder gasförmigen Stoffen betrieben wird; ferner die von der Cie. Générale d'Electricité untersuchte Zelle für Kohlenwasserstoffe.

2.63 Konversion von Sonnenenergie in elektrische Energie

Wie aus Bericht C_4—199 zu entnehmen ist, wurde die Konversion der Sonnenenergie entwickelt einmal aus der Notwendigkeit, die Satelliten für die Raumfahrt mit einer Energiequelle zu versehen, sodann aus der Sorge, die verfügbaren fossilen Energievorkommen zu schonen. Die erste führte zur Entwicklung der Silicium-Photozelle für eine Leistung von höchstens 1 kW; die zweite gab Anlass zur Erforschung der Elektrizitätserzeugung aus Sonnenenergie durch thermodynamische Konversion. Einstweilen handelt es sich auch hier um sehr geringe Leistungen bis zu 10 kW. Die noch zu lösenden Probleme, namentlich was die Anlagekosten betrifft, erweisen sich als wenig abgeklärt.

2.64 Geothermische Energie

Die geothermische Energie, die an sich keine neue Energiequelle ist, wird hier der Vollständigkeit halber aufgeführt.

Zu den bekannten Anlagen in Italien und Neu-Seeland, mit einer Jahreserzeugung von 2,6 bzw. 1,3 TWh und denjenigen in Japan, Island, USA, kommen neuerdings diejenigen der UdSSR im Fernen Osten (Kamchatka), Sibirien, Zentralasien und Kaukasus hinzu.

2.7 STROMVERSORGUNGSSYSTEME UND VERBUNDBETRIEB

Mit zunehmender Grösse der Stromversorgungssysteme sind die Entscheidungen über den Ausbau der Anlagen mit stets grösseren Risiken verbunden, zwischen Energieknappheit bei rascherer Zunahme des festen Bedarfs als vorausgesehen, und verfrühten Investitionen, die keinen Ertrag abwerfen, sofern der Bedarf langsamer ansteigt als angenommen.

Im schweizerischen Bericht C_5—123 beschreibt Dr. G. Oplatka eine viel beachtete Rechnungsmethode, die es erlaubt, die Entscheidungen im Lichte von objektiven Gesichtspunkten im Interesse der optimalen Wirtschaftlichkeit zu treffen.

Anderseits zeigen Goldsmith/Luder/Wahl im Bericht C_5—220, wie weit im europäischen Verbundnetz der UCPTE die Leistungskonzentration in grössten Maschinensätzen möglich ist. Diese könnte mit dem bestehenden 380 kV-Höchstspannungsnetz auf 600 bis 800 MW, ja sogar auf 1000 MW gesteigert werden. Mit einem übergeordneten 750 kV-Höchstspannungsnetz würde die Leistungsgrenze der Blöcke auf 1500 bis 3000 MW erhöht, sofern es überhaupt möglich wäre, bis dahin die Landesgrenzen nicht mehr beachten zu müssen.

In Kanada wurde zur Uebertragung von 5000 MW aus Labrador nach den 650 km entfernten Verbrauchszentren Quebecs die Höchstspannung von 735 kV eingeführt (C_5—223). Der Bericht enthält Einzelheiten über die bei der Betriebsaufnahme zu überwindenden Schwierigkeiten.

In den USA bestehen Projekte für die Fernübertragung von 1300 MW und mehr über Entfernungen von 1400 km von den nördlichen nach den südlichen Pazifik-Staaten, und zwar über zwei 800 kV-Gleichstromleitungen ohne dazwischenliegendes Unterwerk.

In Osteuropa besteht das «Mir»-Verbundnetz für 500 kV, das mit einer gesamten Leitungslänge von rund 6000 km die UdSSR mit den übrigen COMECON-Ländern verbindet. Auch hier bestehen Projekte für die Gleichstrom-Fernübertragung über Entfernungen von 2000 km und mehr.

2.8 ENERGIETRANSPORT

Aus den 15 Fachberichten zu diesem Thema ist folgendes zu erwähnen:

Im Gegensatz zu den festen Brennstoffen, die im allgemeinen geographisch besser verteilt sind, liegen die Lagerstätten der flüssigen und gasförmigen Brennstoffe weit weg von den Verbrauchszentren. Je nach der Entfernung steigt der Anteil der Transportkosten der Brennstoffe auf 50 bis 80 % des Lieferpreises an.

Sehr ungünstig liegen die Verhältnisse in der UdSSR, wo 85 % der kostengünstigen Brennstoffvorkommen in Si-

birien und Zentralasien liegen, jedoch 80 % der Brennstoffe und Energieträger im europäischen Landesteil verbraucht werden. Darum die besondere Bedeutung der Transportprobleme in diesem Lande.

2.81 Kohlentransporte

In Ländern mit preisgünstigen, im Tagbau abbaufähigen Kohlevorkommen bestreitet die Kohle nach wie vor den Hauptteil des Rohenergiebedarfs der Wärmekraftwerke. Allein in den USA stehen gegenwärtig 71 Wärmekraftwerke mit Kohlefeuerung im Bau mit einer installierten Leistung von 42 500 MW und einem jährlichen Kohlenverbrauch von 87.10^5 t. In der UdSSR stieg von 1960 bis 1965 die Kohleförderung von 510 auf 578.10^5 t; die gesamte Steigerung entfällt auf den stark zunehmenden Bedarf der Wärmekraftwerke.

In den USA (D—175) werden etwa drei Viertel des Kohlebedarfs der Kraftwerke per Bahn transportiert und zwar mittels Pendelzügen von 6000 bis 9000 t Ladegewicht, mit je 72 Spezialwagen, die 91 t Kohle fassen. Diese Züge werden innert 20 Minuten direkt in den Kraftwerken entladen und sofort nach der Kohlenzeche zurückbefördert. Die dadurch erreichte Senkung der Transportkosten von 40 % entspricht derjenigen, die mit einer Rohrleitung für Kohletransporte erzielbar ist, welche für Versuchszwecke erstellt wurde. Damit haben sich die amerikanischen Bahnen die Kohletransporte für die nächste Zukunft gesichert und die Rohrleitungen wurden auf Sonderfälle beschränkt, wo keine direkte Bahnverbindungen vorhanden sind.

Wo schiffbare Wasserläufe bestehen, sind die Schiffstransporte bedeutend günstiger; denn im Durchschnitt belasten sie den Kohlelieferpreis mit 13 %; demgegenüber beträgt für Bahntransporte der Anteil der Transportkosten 40 % des Lieferpreises.

In der UdSSR (D—31) wird die Kohle für Kraftwerke mittels Express-Kohlenzügen mit Spezialwagen für 94 t Ladegewicht befördert. Neuerdings werden auch solche für 125 t Ladegewicht gebaut. Damit wird auch die für den Transport von 37.10^6 t Kohle pro Jahr geplante Rohrleitung von Sibirien nach dem europäischen Landesteil mit Röhren von 1420 mm Durchmesser zurückgestellt, und zwar auch im Hinblick auf die bedeutenden Erdgasfunde, die von den Verbrauchszentren viel weniger weit entfernt sind.

Viel beachtet sind auch die in der DBR entwickelten hydraulischen Kohletransporte mittels Rohrleitungen (D—17).

2.82 Oeltransporte

Die weitaus längsten Transportwege hat das Erdöl zurückzulegen, beträgt doch die Entfernung der japanischen Häfen von den Erdöllagerstätten des Mittleren Ostens rund 12 000 km. Mit Rücksicht auf die Steigerung der Erdölimporte Japans, die bis zum Jahre 1973 auf rund 170.10^6 t ansteigen werden, ist es kein Zufall, dass die japanischen Werften die grössten Oeltanker bauen, die bereits die 300 000 t-Grenze überschreiten und in naher Zukunft 500 000 t erreichen werden (D—105). Mit dem ersten Supertanker von 209 000 t wurden die spezifischen Transportkosten gegenüber den noch vor 15 Jahren üblichen Tankern von 48 000 t auf die Hälfte herabgesetzt: 1,48 $/t gegenüber 3,06 $/t.

Auch in Argentinien bestehen lange Transportwege von den Oelfeldern zu den Verbrauchszentren (D—139). Die längsten Rohrleitungen sind:

Campo Duran — San Lorenzo, von rund 1500 km Länge und 310 mm Rohrdurchmesser für eine Förderkapazität von 9200 t/Tag;
Allen—Puerto Rosales, 625 km lang, 355 mm Rohrdurchmesser, Kapazität 3700 t/Tag, die auf 7600 t/Tag verstärkt werden soll.

In der UdSSR erreicht die Gesamtlänge des Oelprodukte-Rohrleitungsnetzes 16 900 km, wovon 21 % mit Rohren von 1022 mm Durchmesser ausgerüstet sind. Durch Erhöhung des Durchmessers von 630 auf 1022 mm werden — sofern die übrigen Verhältnisse gleichbleiben — die Transportkosten auf die Hälfte herabgesetzt. Sie sind zweieinhalb mal geringer als die Bahntransporte.

Die «Druzhba»-Rohrleitung führt von den Erdölfeldern im Wolgabecken über Bielorussland und die Ukraine nach der Slowakei und über Abzweigungen nach Polen und Ungarn sowie Ost-Deutschland. Sie wird als ein Prunkstück des COMECON dargestellt. Die Transsibirische Rohrleitung ist 3700 km lang und verbindet das Wolgabecken mit Irkutsk in Sibirien.

2.83 Gastransporte

Allein zu diesem Thema wurden 8 Berichte eingereicht.

Die UdSSR verfügt über reiche Naturgasfelder, vor allem in Westsibirien, Zentralasien und im südlichen europäischen Landesteil (D—29 und 31). In den sechs Jahren von 1959 bis 1965 ist die Naturgasförderung auf das Vierfache angestiegen und zwar auf 150.10^9 m³. Die Länge der Erdgashauptleitungen beträgt 42 300 km. Ein beachtlicher Teil der letzteren ist mit Rohren von 1012 mm Durchmesser ausgeführt, über die insgesamt pro Leitung 10.10^9 m³ pro Jahr befördert werden. Für neuere im Bau stehende Rohrleitungen werden Rohre von 1220 mm und 1420 mm Durchmesser verwendet. Studien sind im Gange über die Verwendung von Rohren noch grösseren Durchmessers. Die diesbezüglichen Ergebnisse sind in der Tabelle 5 aufgeführt.

Rohrdurchmesser in mm — Tabelle 5

	1020	1220	1420	2020	2520
Durchsatz	1,0	1,6	2,37	5,94	10,5
Anlagekosten	1,0	1,25	1,71	3,82	6,15
Metallgewicht	1,0	1,42	1,95	4,0	6,13
spez. Anlagekosten	1,0	0,79	0,72	0,64	0,59
spez. Metallgewicht	1,0	0,89	0,82	0,62	0,58

Bei zweieinhalbfacher Erhöhung des Rohrleitungsdurchmessers wird der Durchsatz verzehnfacht, die Anlagekosten werden versechsfacht und die spezifischen Anlagekosten um 41 % reduziert.

Aus allen Gegenüberstellungen und Vergleichen mit den Transportkosten der festen und flüssigen Brennstoffe sind die auf die kcal bezogenen Transportkosten für Gas bedeutend höher. Ueberdies sind die auf 4 bis 6 % des gesamten Jahresverbrauches vorzusehende Gasspeicherung zu berücksichtigen sowie die besonderen Vorkehrungen zur Speicherung der für die Deckung der täglichen und jährlichen Belastungsspitzen benötigten zusätzlichen Gasmengen. Diese zusätzlichen Investitionen wirken kostenverteuernd.

Die Aussichten der Entwicklung des Erdgases, die bereits an der sechsten Plenartagung der WPC in Melbourne 1962 festgestellt wurden, scheinen auch heute noch gültig zu sein.

Bild 21 Uebersichtskarte der Sowjetunion mit Fluss-System und Route der drei in den Abschnitten C, D und E behandelten Studienreisen 3a, 4 und 9.

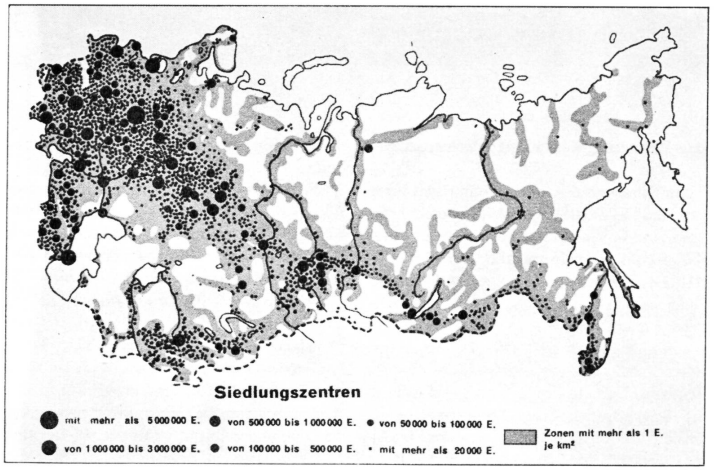

Bild 22 Gegenwärtige Verteilung der Bevölkerung

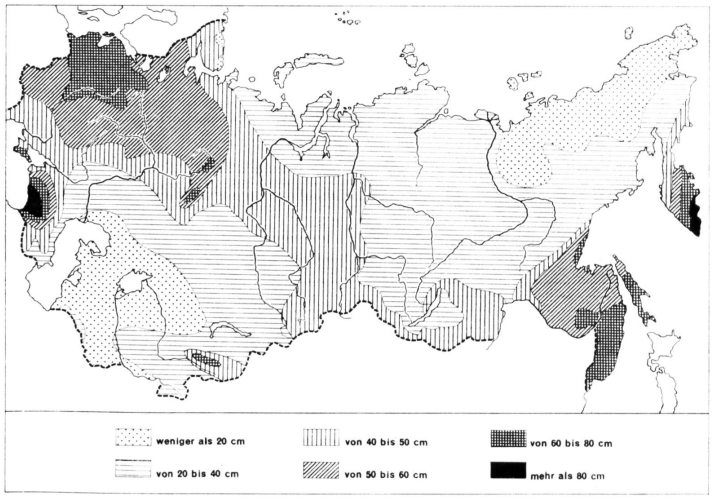

Bild 23 Menge und Verteilung der Niederschläge

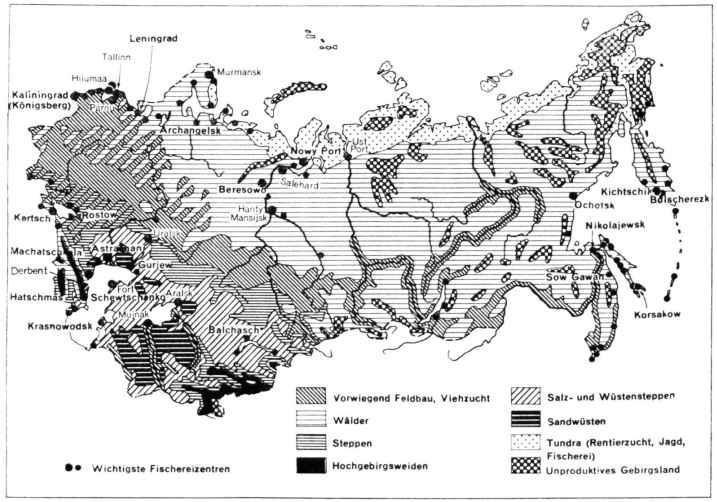

Bild 24 Bodennutzung und wichtigste Fischerhäfen

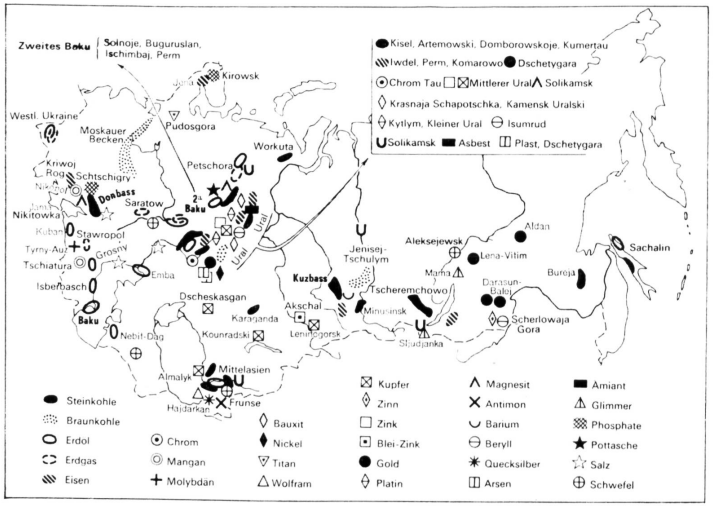

Bild 25 Wichtigste Bodenschätze

Einige kartographische Darstellungen der Sowjetunion

aus: Länder und Völker, Sowjetunion, Hefte 1, 2, 3
Geographisch-Kulturelle Gesellschaft im Kunstkreis Luzern / Kartographie Istituto Geografico de Agostini Novara

2.9 ENERGIEVERWENDUNG

In den 38 Berichten über die Energieverwendung wird u.a. auf die für die Belieferung der Konsumenten geltenden wichtigsten Voraussetzungen hingewiesen: grösste Zuverlässigkeit in der Energieversorgung, geringster spezifischer Energieaufwand und rationellster Einsatz der einheimischen Energiequellen. Von grösster Bedeutung ist die Wahl der für jeden Einzelfall günstigsten Energieform im Rahmen ihrer Verfügbarkeit zu tragbaren Preisen, der physikalisch bedingten Eigenschaften, der Erleichterung und Verbesserung der Arbeits- und Lebensbedingungen sowie der Hygiene, wie auch der Produktivitätssteigerung usw.

Auch hier werden die besonderen wirtschaftlichen Vorteile der kombinierten Wärme- und Krafterzeugung hervorgehoben, auf die unter Zf. 2.46 «Heizkraftwerke» bereits hingewiesen wurde.

Ferner wird die Entwicklung der elektrischen Raumheizung erörtert, die mit Rücksicht auf die bei der Elektrizitätserzeugung in Kernkraftwerken anfallenden Energieüberschüsse zu den Schwachlastzeiten in vielen Ländern gefördert wird. Bei der elektrischen Raumheizung sind die im Ausland entwickelten Methoden unter Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse anzuwenden. Hier empfiehlt es sich, kritisch und behutsam vorzugehen.

3. Energieversorgung in Entwicklungsländern

Bekanntlich ist die Stromversorgung die Basis jedes Entwicklungsprogramms. Nun ist aber das Missverhältnis des Energieverbrauchs der industrialisierten und der in der Entwicklung begriffenen Länder gerade bei der elektrischen Energie besonders krass: Von der gesamten Welt-Elektrizitätserzeugung, die für 1966 auf 3700 TWh geschätzt wird, entfallen 92 % auf 43 Länder mit nur 30 % der Weltbevölkerung und 8 % auf 121 Länder mit 70 % der Weltbevölkerung. In 59 dieser Länder erreicht der durchschnittliche Jahresverbrauch elektrischer Energie kaum 100 kWh pro Kopf der Bevölkerung.

Aehnlich steht es mit der Verteilung der gesamten Rohenergiegewinnung und ihres Verbrauchs:

In acht Ländern mit nur 12 % der Weltbevölkerung werden 52 % der Weltrohenergie gewonnen und etwa die Hälfte der gesamten Energie verbraucht; auf 84 Länder mit rund 55 % der Weltbevölkerung entfallen 15 % der Weltenergiegewinnung, jedoch nur 5 % des gesamten Energieverbrauchs der Welt.

Diese Gegenüberstellung lässt die Grösse der Aufgaben erkennen, die in den Entwicklungsländern zu bewältigen sind. Ihre Erfüllung ist aber allzuoft von unsachlichen, überwiegend politischen Zielsetzungen beeinflusst, weshalb grosse Bauvorhaben, wie zum Beispiel der Ausbau des Volta-Stromes in Akosombo in Ghana, nur in den seltensten Fällen verwirklicht werden können.

Obschon unbelehrbare Theoretiker immer noch glauben, dass die energiewirtschaftlichen Probleme in den Entwicklungsländern nur mittels Kernkraftwerken lösbar sind, scheinen erfreulicherweise doch realistischere Auffassungen sich durchzusetzen, wonach die Energieversorgung normalerweise aus Kleinanlagen zu entwickeln ist, wozu vor allem transportable Diesel- oder Gasturbinensätze in Frage kommen. Damit wird auch der Anfangsaufwand auf ein bescheidenes Mass herabgesetzt. Solche Kleinanlagen können sukzessive an den Randgebieten der sich entwickelnden Versorgungssysteme verlegt und durch grössere ersetzt werden.

Wie aus dem Vorstehenden folgt, besteht heute das Hauptproblem nicht in der Sorge um eine vorzeitige Erschöpfung der Energievorkommen, sondern in der möglichst ausreichenden und sicheren Versorgung der Menschheit mit kostengünstiger Energie.

4. Schlussfolgerungen für die schweizerische Energiewirtschaft

Bei der Beurteilung der weiteren Entwicklung, insbesondere hinsichtlich der Einführung der Kernenergie in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft, ist folgendes zu bedenken:

4.1 Mitarbeiter der US-Atomenergiekommission beziffern die gesamten Aufwendungen von Staat und Industrie für die Entwicklung der als «erprobt» geltenden Leichtwasser-Reaktoren auf ca. 8,5 · 10^9 sFr. Wie zu erwarten ist, werden die «Grossen» — nachdem sie sich einen Marktanteil für kommerzielle Aufträge solcher Reaktoren gesichert haben — bestrebt sein, einen Teil jener Aufwendungen wieder einzubringen. So wurden die Preise der amerikanischen Reaktoren bereits um 20 % erhöht.

In dieser Sicht erscheint der günstige Augenblick des Bestellungsauftrages der Kernkraftwerke Beznau I und II und Mühleberg, der mitbestimmend ist für die ausserordentlich niedrigen Energiekosten, als einmalig, soweit es sich um Reaktoren von relativ geringer Leistung handelt. Um heute ebenso kostengünstige Anlagen zu erstellen, müssten Reaktoren für die doppelte Leistung bestellt werden.

Andererseits dürften die in Europa im Leichtwasser-Reaktorbau erzielten Fortschritte dafür sorgen, dass die Preise der amerikanischen Reaktoren nicht übermässig ansteigen.

4.2 Von den Leichtwasser-Reaktoren von 500 MWe-Leistung und darüber weisen nur zwei bis drei Anlagen Betriebszeiten von über 1 Jahr auf, weshalb noch keine grossen Erfahrungen vorliegen. Ueberdies stehen erschreckend viele Reaktoren wegen Kinderkrankheiten still. Dabei handelt es sich u.a. um Erscheinungen mechanischer Art, Schwingungen im Reaktordruckgefäss, die aber schwerwiegende Folgen hinsichtlich der Dauer der Stillegung haben: zum Beispiel ein Jahr oder mehr.

4.3 Unverkennbar sind die Schlussfolgerungen aus den unter Ziffer 2.53 zusammengefassten Entwicklungstendenzen:

— der vor neuen Entwicklungen stehende Reaktorbau;
— deren heute noch schwer erfassbare Tragweite;
— die infolge der viel zu kurzen Betriebsdauer der Reaktoren bestehende Fragwürdigkeit der Bezeichnung «erprobt».

Somit dürfte für Neuanlagen sowohl die Wahl des günstigsten Augenblicks des Bestellungsauftrages als auch diejenige des für schweizerische Verhältnisse günstigsten Reaktortyps nicht weniger Kopfzerbrechen verursachen als noch vor einigen Jahren.

4.4 Ausschlaggebend ist die Bedeutung der kombinierten Erzeugung von Wärme und Kraft. Warum sollten nicht im Rahmen des wirtschaftlich möglichen auch in der Schweiz die städtischen Elektrizitätswerke in Partnerschaft mit

Fernheizwerken die Wärmeversorgung, das heisst die direkte Abgabe der mengenmässig meistbegehrten Nutzenergie an die Hand nehmen, um so bei der Energieumwandlung nicht nur die höchsten Wirkungsgrade zu erzielen, sondern auch wesentlich zur Herabsetzung der Luftverunreinigung beizutragen?

4.5 Unbestritten ist die zunehmende Bedeutung der Spitzenlastdeckung u.a. mittels Gasturbinen, und zwar in den Verbrauchszentren.

Trotzdem in der Schweiz einstweilen kein Leistungsproblem besteht, wäre es ratsam, in der Entwicklung für die Zukunft die kombinierte Erzeugung von Wärme und Kraft einerseits und die dezentralisierte Spitzenlasterzeugung in den von den Alpenspeicherwerken entferntesten Konsumzentren andererseits ins Auge zu fassen.

4.6 Mit Rücksicht auf die in den schweizerischen Jahresspeicherwerken vorhandenen grossen Leistungsreserven wird die Pumpspeicherung für ausschliesslichen Umlaufbetrieb, das heisst ohne natürliches Einzugsgebiet, bei uns erst in einem späteren Zeitraum in Frage kommen.

4.7 Der sprunghafte Anstieg des Verbrauchs flüssiger und gasförmiger Brennstoffe ist nur dort möglich, wo diese im Wettbewerb zu grossen Kohlenverbrauchern stehen. Es handelt sich hier um ein ausgesprochenes Mengenproblem.

Aus dieser Perspektive erscheinen die Aussichten für die Entwicklungsmöglichkeiten des Erdgases in der Schweiz sehr problematisch; denn für die bisherigen Energie-Grossverbraucher, wie die Raumheizungen und industriellen Wärmeanwendungen, ist die Kohle bereits weitgehend durch das Heiz- bzw. Schweröl ersetzt. Andererseits hat der von höchster Warte aus propagierte direkte Sprung von der Wasserkraft zur Atomenergie allgemein die Zwischenphase der Dampfkraftwerke mit Brennstoff-Feuerung ausgeschaltet. Damit fällt ein zur Einführung des Erdgases allfällig neuer Gas-Grossverbraucher aus, wodurch die Bestrebungen, den zu importierenden Rohenergiebedarf auf «drei Beine» zu stützen, noch mehr in das Reich der Illusionen verwiesen werden dürften.

B. KONGRESSVERLAUF UND PERSÖNLICHE EINDRÜCKE VON MOSKAU UND ZAGORSK

G. A. Töndury, dipl. Ing. ETH, Baden

1. Einleitung

Der Wunsch, die in Moskau zur Durchführung gelangende Weltenergiekonferenz als besonders günstige Gelegenheit zu nutzen, um einmal persönlich einen, wenn auch nur flüchtigen Eindruck von Land und Leuten der mächtigen Sowjetunion zu erhalten, hat wohl zahlreiche Berufskollegen aus der freien Welt bewogen, nach Moskau zu fahren. Und doch musste man sich von vorneherein bewusst sein, dass man in einer so kurzen Zeitspanne von nur zwei Wochen über ein Riesenreich, dessen Sprachen man nicht versteht und dessen Schriften man nicht einmal lesen kann, wirklich nur sehr wenig aussagen darf.

Seit Jahren ist in den wohlhabenden Ländern dank der günstigen wirtschaftlichen Verhältnisse und weltweit gebotenen Reisemöglichkeiten die Reisefreudigkeit in einem wohl kaum erwarteten, ungeheuren Masse angestiegen, doch wird ja meistens in zu kurzer Zeit allzuviel besichtigt, so dass die empfangenen Eindrücke zwangsläufig oberflächlich ausfallen müssen. Allzuviele Weltenbummler reisen zudem mit einem «Kopffilter», das heisst in zum vorneherein sympathischen Ländern mit einer Politik, die der eigenen Auffassung entspricht oder ähnlich ist, sieht man allzugerne nur die schönen und positiven Seiten und Begebenheiten, in andern Ländern hingegen nur das Negative, ja man macht förmlich Jagd darauf — ein Vorgehen, das zum Kennenlernen eines Landes bestimmt nur schädlich ist, vor allem wenn es sich um ein Land handelt, dessen System und Politik wir aus voller Ueberzeugung entschieden ablehnen. Ein solches «Filter-Verfahren» wird leider auch hin und wieder in der Berichterstattung unserer politischen Tagespresse geübt, wodurch man einseitig orientiert wird, ein Vorgehen, das wir bei Ländern mit von uns abgelehnten politischen Systemen mit Recht so sehr kritisieren!

Ich habe mir vorgenommen, mit offenen Augen durch die Sowjetunion zu reisen und zu versuchen, ohne persönliche Voreingenommenheit möglichst objektiv zu urteilen, doch ist mit jedem Vergleich unvermeidlich eine persönliche Einstellung verbunden.

Der nachfolgende Bericht und auch die Tagebuchnotizen über die Studienreise nach Transkaukasien (Abschnitt E) sind daher in diesem Sinne zu werten — als Versuch, von einem uns so fremden Land einige besonders auffallende Beobachtungen und Eindrücke festzuhalten und zu vermitteln.

2. Einige Angaben über die Sowjetunion

In diesem Kapitel stütze ich mich weitgehend auf den von der Kunstkreis AG Luzern herausgegebenen Band «Sowjetunion» der sehr interessanten und aufschlussreichen Bücherreihe «Länder und Völker».

2.1 OBERFLÄCHE UND BEVÖLKERUNG

Das riesige Reich der Union der Sozialistischen Sowjet-Republiken (UdSSR) erstreckt sich über elf Zeitzonen. Die Sowjetunion ist vor allem ein Land des Nordens, das auf 10 000 km von Meeren umgeben ist, die zehn Monate lang zugefroren sind. Mit 22,3 Mio km² — entsprechend 16,5 % des gesamten Festlandes der Welt — ist die Sowjetunion zweieinhalb mal so gross wie die Vereinigten Staaten von Amerika und 543 mal so gross wie die Schweiz! 1967 erreichte die Einwohnerzahl 264 Mio, das heisst nur etwa 50 Mio mehr als die Bevölkerung der USA. Die Bevölkerungsdichte ist mit etwa 12 Einwohnern pro km² aber nur halb so gross wie in der USA. Noch viel dünner besiedelt sind die unermesslichen Weiten des von Wäldern und Sümpfen bedeckten, an Bodenschätzen so reichen Sibiriens, wo auf einer Fläche von mehr als der halben Sowjetunion nicht einmal ein Einwohner auf den km² entfällt, verglichen mit 145 in unserem Lande. 5,5 Mio km² oder ein Viertel der gesamten Oberfläche der UdSSR entfallen auf Europa, wäh-