Technische Anlagen in der Bundesrepublik Deutschland und im Grossherzogtum Luxemburg

Autor(en): **Töndury, G.A.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie**

Band (Jahr): **54 (1962)**

Heft 4-5

PDF erstellt am: **03.06.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-921453

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Technische Anlagen in der Bundesrepublik Deutschland und im Großherzogtum Luxemburg (Besuchsobjekte der Studienreise SWV 1962)

Die nachfolgenden Ausführungen sind im wesentlichen auszugsweise, zum Teil im Wortlaut aus der bei den einzelnen Kapiteln verzeichneten Literatur entnommen, da der Berichterstatter persönlich die meisten hier beschriebenen Anlagen noch nicht besucht hat.

1. Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk Aktiengesellschaft, Essen (RWE)

(gemäß Literatur [1], [2] und [3]) DK 621.311 (43)

Die in diesem Bericht knapp zur Darstellung gelangenden Anlagen in Westdeutschland und Luxemburg gehören ganz oder zu einem beträchtlichen Teil dem RWE, so daß es wohl angezeigt ist, hier einige charakteristische Angaben über diese bedeutendste Elektrizitätsversorgungs-Unternehmung in der Bundesrepublik Deutschland zu machen. Es freut uns auch, hier festhalten zu können, daß das RWE seit 1928 Kollektivmitglied des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes ist, und daß wir auf der bevorstehenden Studienreise eine außergewöhnliche Gastfreundschaft seitens des RWE werden entgegennehmen dürfen, wofür schon hier der herzlichste Dank ausgesprochen sei.

Seit Januar 1962 befindet sich der Hauptsitz der am 25. April 1898 gegründeten Gesellschaft in einem 21-stöckigen, die Industriestadt Essen dominierenden Hochhaus nahe beim Hauptbahnhof (Bild 1).

Das RWE als Glied der elektrischen Großraum-Verbundwirtschaft [1]

«Seitdem das RWE im Jahre 1898 seinen Versorgungsbetrieb aufnahm, hat der Aufschwung des Unternehmens in seiner gemischtwirtschaftlichen Form in bedeutendem Maße das Gesicht der westdeutschen Elektrizitätsversorgung bestimmt. Die heute noch bestehende Stammzentrale Viehofer Straße war ursprünglich für die Versorgung der Stadt Essen gedacht. Die günstige Erzeugungsgrundlage durch den Standort auf der Kohle und eine weitgehend abnehmerorientierte Preispolitik bewirkten in der Folge die Ausdehnung des Versorgungsgebietes auch auf die Nachbargebiete und die Belieferung eines erheblichen Teiles der Schwerindustrie — Hütten, Eisenwerke und Zechen — als Großverbraucher.

Nach Errichtung und Erwerb weiterer Steinkohlenkraftwerke — alsbald durch 25 kV-Leitungen verbunden, die gleichzeitig mit der Versorgung der dazwischenliegenden Gebiete und der gegenseitigen Reservehaltung der Kraftwerke dienten —, wurde schon vor dem 1. Weltkrieg der Erzeugungsschwerpunkt auf die rheinische Braunkohle im Kölner Revier verlegt. Die Erschließung dieser vom bisherigen Absatzschwerpunkt abgelegenen billigen Energiequellen ist durch die technische Entwicklung der Leistungsübertragung über weite Strecken mittels hochgespannten Drehstromes ermöglicht worden. Dieser Fortschritt war in seiner wirtschaftlichen Auswirkung außerordentlich bedeutend. Er gestattete es, die wegen ihres relativ hohen Wassergehaltes und geringen Heizwertes nicht wirtschaftlich transportfähige, in umfangreichen Vorkommen leicht gewinnbare Braunkohle der Stromerzeugung nutzbar zu machen.

Nachdem das RWE über eine technisch und wirtschaftlich leistungsfähige Erzeugungsbasis in seinen Wärmekraftwerken verfügte, konnte es, der schöpferischen Initiative des inzwischen verstorbenen langjährigen Vorstandsmitgliedes, Professor Dr. *Koepchen*, folgend, bereits im Jahre 1924 seinen Plan, die süddeutschen und alpinen Wasserkräfte zu erschließen, ausführen und mit dem Bau einer fast 800 km langen 220 000-Volt-Leitung von Köln nach Bludenz beginnen, die damals bereits für den jetzt erfolgenden Umbau auf 380 000 Volt ausgelegt wurde. Der schwankende Anfall dieser Wasserkräfte und die dadurch bedingte ungleichmäßige und mit dem Bedarf nicht übereinstimmende Stromerzeugung macht eine enge Zusammenarbeit mit leistungsfähigen und über aufnahmefähige Absatzgebiete verfügenden Wärmekraftwerken — so wie beim RWE gegeben — zur zwangsläufigen Voraussetzung ihrer wirtschaftlichen Ausnutzung. Zusätzlich zu der natürlichen Speicherung in Vorarlberg (Montafon) und im Schluchsee wurden Pumpspeicheranlagen errichtet, die zusammen als Momentanreserven und zum Ausgleich der Belastungsspitzen dienen und eine bessere Ausnutzung der Dampfkraftanlagen und Laufwasserkräfte dadurch ermöglichen, daß während der Schwachlastzeiten hochgepumptes und gespeichertes Wasser während der

Bild 1 Neues RWE-Verwaltungsgebäude in Essen (bezogen anfangs 1962)

[1] Auszüge aus der Festschrift RWE 1898—1958

Hauptbelastungszeiten wieder zur Stromerzeugung in den Turbinen genutzt wird.

Das sich ständig erweiternde Hochspannungsnetz, welches zahlreiche Kraftwerke in Nord und Süd — thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke, Pumpspeicherwerke — zusammenfaßt und anderseits die Versorgung der Verbraucher über weite Wirtschaftsräume ermöglicht, bildet die technische Voraussetzung des Verbundbetriebes. Die sich aus der weiträumigen Zusammenfassung ergebende gute Durchmischung des Verbrauches der Abnehmergruppen verschiedener Art ermöglicht weitgehenden Ausgleich der jeweiligen Stromanforderungen und damit einen außergewöhnlich gleichförmigen Verlauf der Gesamtbelastungskurve des RWE mit hoher Benutzungsdauer und gutem Ausnutzungsgrad der thermischen Kraftwerke.

Das Höchstspannungsnetz des RWE ist nicht nur mit den Netzen der übrigen westdeutschen Stromversorgungsunternehmen, mit denen es fast ausnahmslos im Stromaustausch steht, gekuppelt, sondern es überspannt die Grenzen mit Österreich, der Schweiz, Frankreich, Belgien und Holland als wichtigstes Glied einer sich stetig entwickelnden und festigenden europäischen Verbundwirtschaft.»

Der gesamte Umsatz des RWE an elektrischer Energie erreichte zur Zeit der Weltwirtschaftskrise vor 30 Jahren rund 2,6 Mrd. kWh, stieg bis 1942 stetig an auf knapp 9 Mrd. kWh und fiel infolge der Kriegsereignisse 1945 auf einen Tiefstand von etwas mehr als 3 Mrd. kWh. Seither erfolgte eine außerordentlich starke und stetige Entwicklung; die Energieumsatzsteigerung von 1948/1949 — dem Zeitpunkt der Beendigung der Kriegsschädenbeseitigung — bis 1960/1961 ist aus dem Diagramm in Bild 2 ersichtlich.

Im Geschäftsjahr 1960/1961 (1. Juli bis 30. Juni) erreichte der gesamte Energieumsatz des RWE 31,357 Mrd. kWh (zum Vergleich: schweizerischer Inlandverbrauch 1960/1961 insgesamt 18,824 Mrd. kWh) oder etwa 25 % des in der Bundesrepublik Deutschland gesamthaft getätigten elektrischen Energieumsatzes im Jahre 1960 bzw. fast 42 % des Energieumsatzes der öffentlichen Stromversorgung der Bundesrepublik, wie aus dem vorerwähnten, von kompetenter Stelle verfaßten Bericht hervorgeht. Dieser Energieumsatz des RWE zeigt folgende Struktur:

	ohne Erzeugung in Pumpspeichern		mit Erzeugung in Pumpspeichern	
a) Erzeugung in eigenen Anlagen:				
— in Wärmekraftwerken	22,0 Mrd. kWh		22,0 Mrd. kWh	
— in Wasserkraftwerken	0,1 Mrd. kWh		0,3 Mrd. kWh	
	22,1 Mrd. kWh	= 61,9 %	22,3 Mrd. kWh	= 61,3 %
b) Bezug von Beteiligungsgesellschaften und Fremdbezug				
— aus Wärmekraftwerken	10,7 Mrd. kWh		10,7 Mrd. kWh	
— aus Wasserkraftwerken	2,9 Mrd. kWh		3,4 Mrd. kWh	
	13,6 Mrd. kWh	= 38,1 %	14,1 Mrd. kWh	= 38,7 %
insgesamt	35,7 Mrd. kWh	= 100,0 %	36,4 Mrd. kWh	= 100,0 %

Die höchste Belastungsspitze trat im Jahr 1961 am 19. Dezember mit 7028 MW auf; die größte Tagesabgabe wurde am 7. November 1961 mit rund 134 Mio kWh erreicht. Die Energieumsatzsteigerung verzeichnete gegenüber dem Vorjahr eine Zuwachsrate von 6,1 %.

Das Versorgungsgebiet des RWE und das Hochspannungsnetz dieser führenden deutschen Elektrizitätsgesellschaft ist aus Bild 3 ersichtlich. Das Hoch- und Höchstspannungsnetz des RWE hat zurzeit folgenden Umfang:

341 km Leitungslänge und 2 Stationen mit einer Betriebsspannung von 380 kV
182 km Leitungslänge und 2 Stationen mit einer Betriebsspannung von 300 kV
5149 km Leitungslänge und 45 Stationen mit einer Betriebsspannung von 220 kV
5580 km Leitungslänge und 244 Stationen mit einer Betriebsspannung von 110 kV

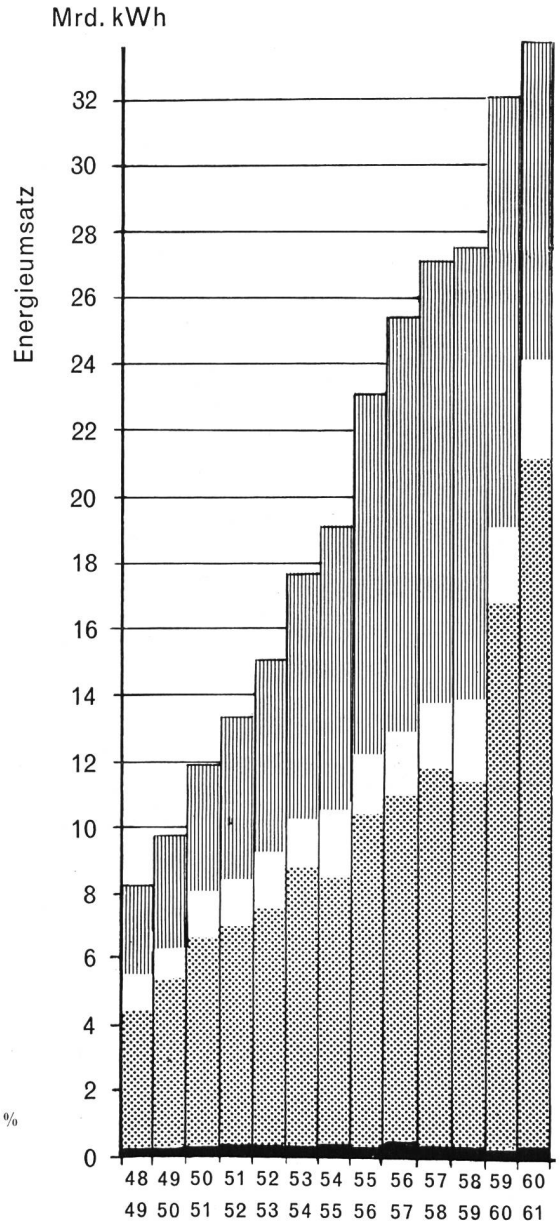


Bild 2
Energieumsatz RWE von 1948/49 bis 1960/61

Erzeugung in eigenen Werken:
Wasserkraftwerke
Wärmekraftwerke

Bezug von Beteiligungsgesellschaften und fremden Werken:
Wasserkraftwerke
Wärmekraftwerke

Das RWE hat im Herbst 1957 die erste 380-kV-Leitung von Rommerskirchen nach Hoheneck über eine Entfernung von 340 km in Betrieb genommen. Damit hat Deutschland als drittes Land der Welt nach Schweden (im Jahre 1952) und der Sowjetunion (1955) mit einer Fernübertragung das Spannungsniveau von 380 kV erreicht, nachdem das RWE bereits 1924 mit dem Bau der ersten auf 380 kV umstellbaren Leitung begonnen hatte.

Eild 3 RWE-Höchstspannungsnetz mit den wichtigsten Kraftwerken und dem RWE-Versorgungsgebiet (Stand 1959)

Die Schweiz dürfte es besonders interessieren, daß verschiedene unserer großen Elektrizitätsunternehmungen seit Jahrzehnten mit dem RWE einen regen und für beide Seiten interessanten Energieaustausch pflegen; das RWE ist an folgendem, uns besonders naheliegendem gemeinsamem Grenzkraftwerk und an regional benachbarten Anlagen maßgebend beteiligt:

— Rheinkraftwerk Albbruck-Dogern AG, Waldshut (mit über 50 %)
— Schluchseewerk AG, Freiburg i. Br. (50 %)
— Bayerische Wasserkraftwerke AG, München (33⅓ %)

Die Beteiligungen des RWE bei den auf der Studienreise SWV 1962 zu besuchenden Anlagen ist folgende:

— Braunkohlengrube «Fortuna» der Rheinischen Braunkohlenwerke AG, Köln (fast 100 %)
— Moselkraftwerke GmbH, Andernach (100 %)
— Société Electrique de l'Our S. A., Luxemburg; Pumpspeicherwerk Vianden (40 %)

Das Grundkapital des RWE betrug Ende Januar 1961 575 Mio DM mit folgender sozialer Struktur der Aktionäre:

37,35 %	Länder, Provinzen, Landkreise, Städte, Gemeinden
16,95 %	Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft
14,15 %	Banken, Investurengesellschaften, Vermögensverwaltungen, Versicherungen
11,67 %	Hausfrauen und Witwen
9,82 %	Selbständige, freie Berufe
5,70 %	Gehalts- und Lohnempfänger
2,65 %	Verschiedene
1,71 %	Rentner und Pensionäre
100,00 %	

Von den 38 600 erfaßten Aktionären ist die Streuung nach Besitzgröße sehr ausgeprägt, entfallen doch 64,4 % des AK auf 2000 DM und nur 3,8 % auf 20 100 DM und darüber.

Im März 1961 wurde das Grundkapital auf 795 Mio DM erhöht. Das RWE beschäftigte am 30. Juni 1961 insgesamt 15 359 Arbeiter und Angestellte, einschließlich Lehrlinge.

Am 17. Juni 1961 konnte das RWE mit seinem am Main unweit Frankfurt errichteten 15-MW-Versuchs-Atomkraftwerk Kahl[2] erstmalig elektrische Leistung in das Verbundnetz abgeben. Es ist das erste und einzige in Betrieb befindliche Atomkraftwerk der Bundesrepublik, wieder ein Markstein für den Pioniergeist dieses großen privatwirtschaftlich geführten Unternehmens.

[2] Beteiligung RWE 80 %, Bayernwerk AG 20 %

2. Braunkohlengrube Fortuna und thermisches Braunkohlenkraftwerk Frimmersdorf

(gemäß Literatur [1], [4] und [5])

DK 622.332 + 621.311 (43)

Der Schwerpunkt der Stromerzeugung des RWE liegt auf der rheinischen Braunkohle im Kölner Revier. Der Abbau der Braunkohle erfolgt im Tagbau. Zur Stromerzeugung wird zum großen Teil ballastreiche Rohbraunkohle benutzt, welche für die Brikettierung nicht verwendbar ist und deren Transport sich nicht lohnt. Die Gewinnung der Kohle im Tagbau und die Möglichkeit des Einsatzes großer mechanischer Abbaugeräte bei geringem Personalbedarf sichert der Braunkohle und damit dem Braunkohlenstrom einen nicht unerheblichen preislichen Vorsprung. Die Förderung von Rohbraunkohle betrug 1958 etwa 80 Mio t. Aber auch einen weit darüber hinaus wachsenden Bedarf kann das Revier noch auf viele Jahrzehnte decken.

Die Notwendigkeit der schnellen Erschließung neuer Kohlevorkommen bis zu einer Tiefe von etwa 250 m im sogenannten Tieftagbau hat zur Entwicklung und zum Einsatz von Großbaggern geführt, welche eine Tages-

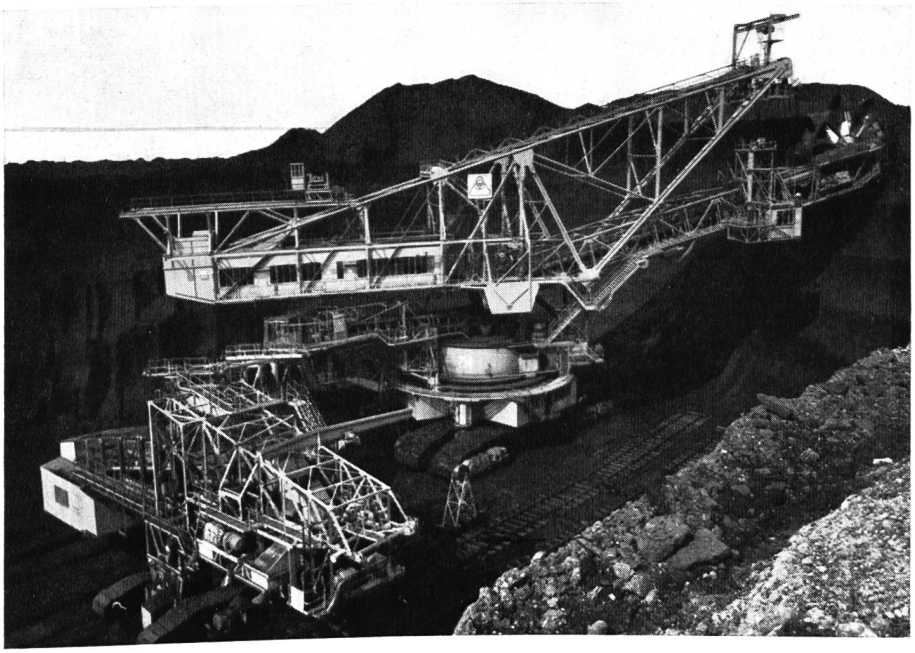


Bild 4
Schaufelradbagger im Tagebau Frechen

leistung von über 100 000 m³ Abraum bzw. Kohle erreichen. Zur Überwachung des Baggervorganges sind die Führerstände mit Fernseheinrichtungen ausgestattet.

Auf der Studienreise SWV werden wir die Braunkohlengrube «Fortuna» besuchen, die der *Rheinischen Braunkohlenwerke AG*, Köln, als «Rheinbraun» bekannt, und zum RWE-Konzern gehört. Die Leistungen der Gesellschaft betrugen im Jahre 1960:

— Rohkohlenförderung 77 Mio t = rund 80 % der Braunkohlenförderung in der Bundesrepublik;
— Brikettherstellung 12 Mio t = rund 77 % der Brikettproduktion in der Bundesrepublik.

«Rheinbraun» beschäftigt zurzeit 2800 Angestellte und 18 350 Arbeiter.

Die rheinische Braunkohle wird im Tagbaubetrieb gewonnen, der seit 1950 seine Struktur gewandelt hat. Eine größere Anzahl kleiner und flacher Tagebaue wurde von wenigen großen und tiefen Tagebauen abgelöst. Die oberflächennahen Braunkohlenflöze sind schon weitgehend abgebaut, so daß die Rohkohle jetzt aus größerer Tiefe gefördert werden muß. Die Mächtigkeit des abzuräumenden Deckgebirges nimmt mit fortschreitendem Abbau ständig zu. Die mittleren Kohlemächtigkeiten liegen zwischen 30 und 55 m. Von den im rheinischen Revier anstehenden 60 Mrd. t Braunkohle sind in den zurzeit betriebenen Tagebauen von «Rheinbraun» 4 Mrd. t zur Gewinnung aufgeschlossen. Diese Kohlenmengen reichen für die vorgesehene Förderung bis über das Jahr 2000 hinaus.

Unter dem Druck des in der Bundesrepublik und in Westeuropa unablässig ansteigenden Energiebedarfs erhöht sich auch ständig der Anteil der Rohbraunkohle, die in den auf der Kohle stehenden Kraftwerken in elektrische Energie verwandelt wird. Mit diesem Beitrag zu einer preisgünstigen Stromversorgung ist der rheinische Braunkohlenbergbau ein entscheidender Faktor in der energiewirtschaftlichen Entwicklung.

Auch das Braunkohlenbrikett mit seinen vorzüglichen Brenneigenschaften behält seine Bedeutung vornehmlich auf dem Hausbrandsektor und wird in dem Umfang, in dem es hergestellt wird, auch weiterhin einen gesicherten Markt finden. Damit ist der rheinische Braunkohlenbergbau an der Erhöhung des allgemeinen Lebensstandards hervorragend beteiligt.

Die Braunkohlengrube Fortuna (Bilder 4 und 5) liegt etwa 10 km südöstlich des Kraftwerkes Frimmersdorf und 15 km östlich von Köln.

Das Braunkohlenkraftwerk Frimmersdorf gehört zu den größten und bedeutendsten Anlagen des RWE. Im Jahre 1936 erfolgte durch das RWE der Erwerb der «Niederrheinischen Braunkohlenwerke AG» mit dem im Jahre 1926 in Teilbetrieb genommenen Kraftwerk Frimmersdorf; diese thermische Anlage — jetzt *Frimmersdorf I* genannt — hat heute, nach Stilllegung einer unwirtschaftlichen Maschine, eine Turbinenleistung von 78 MW bzw. Generatorleistung von 109,5 MVA mit einer Kesselleistung von 350 t/h.

In dem 1 km nördlich gelegenen Kraftwerk Frimmersdorf II (Bild 6), das wir besuchen werden, sind 9 Blöcke mit 1250 MW Turbinenleistung und 1784 MVA Generatorleistung und einer Kesselleistung von 2815 t/h installiert und in Betrieb, weitere 3 Blöcke mit je 150 MW sind in Montage und ein 13. Block ist bestellt; somit ergibt sich eine vorläufige Endausbauleistung von 1850 MW entsprechend 2640 MVA und einer Kesseldampfleistung von 4675 t/h. Die Gesamtleistung der beiden Werke Frimmersdorf beträgt nach Vollausbau 1928 MW. Das Kraftwerk Frimmersdorf II (Lageplan siehe Bild 7) ist als reines Blockkraftwerk erbaut (2 Turbinensätze à 100 MW und 7 à 150 MW). Zu jedem Turbinengenerator gehört eine bestimmte Kesselgruppe, in den Blöcken A und B je zwei Kessel für einen Turbosatz, in den folgenden Blöcken C bis I je ein Kessel zu einem Turbosatz. Die Turbogeneratoren stehen in Längsanordnung. Zu jedem Block gehören drei Speisewasser-

Bild 5
Absetzer im Tagebaugebiet Fortuna bei der Wiedereinebnung der ausgekohlten Tagebaue und Vorbereitung der landwirtschaftlichen oder forstwirtschaftlichen Rekultivierung

pumpen, die zu beiden Seiten des zu jedem Doppelblock gehörenden Leitstandes angeordnet sind. Die Verwendung großer Einheiten im Werk II machte es erforderlich, die Bedienung dieser Anlagen weitgehend zu automatisieren. Zu jedem Doppelblock gehört ein besonderer Leitstand. Von hier aus wird je 1 Block von einem Mann zentral überwacht und gesteuert. Die Regelung erfolgt elektrisch. Die wichtigsten Werte der 5 Leitstände werden in einer Zentralwarte zusammengefaßt, so daß ein umfassender Überblick über das gesamte Werk möglich ist. Die erzielbare Stromerzeugung nach dem 5. Ausbau beträgt täglich 30 Mio kWh, monatlich rd. 1 Mrd. kWh, jährlich rd. 11,7 Mrd. kWh. Die im Kraftwerk erzeugte elektrische Energie wird über 110-, 220- und 380-kV-Freileitungen zur Schaltstation Rommerskirchen geleitet und von dort in das RWE-Verbundnetz eingespeist. Ein Teil der Stromerzeugung wird jedoch im Kraftwerk selbst benötigt.

Das gesamte benötigte Wasser, mit Ausnahme des Trink- und Aschespülwassers, muß aufbereitet werden. Dies geschieht vorerst in der Entkarbonisierungsanlage. Das dort gewonnene Wasser dient als Zusatzwasser für den Kühlwasserkreislauf und als Wasch- und Badewasser. Ein Teil des entkarbonisierten Wassers durchläuft die Vollentsalzungsanlage und wird als Zusatzwasser für den Kondensat-Kreislauf benutzt. Der tägliche Wasserverbrauch im Endausbau beträgt bei Volllast-Betrieb rund 100 000 t.

Die Blöcke werden mit einem Druck von 110 (A und B), 170 (C bis F) bzw. 140 atü (G bis I), bei einer maximalen Temperatur von 350 °C, arbeiten. Zur Zeit unseres Besuches im Mai 1962 werden die Blöcke A—K mit einer Gesamtleistung von 1400 MW in Betrieb sein, zudem befindet sich dann der Block L mit 150 MW im Anfahrbetrieb und ein weiterer Block M mit je 150 MW in Montage.

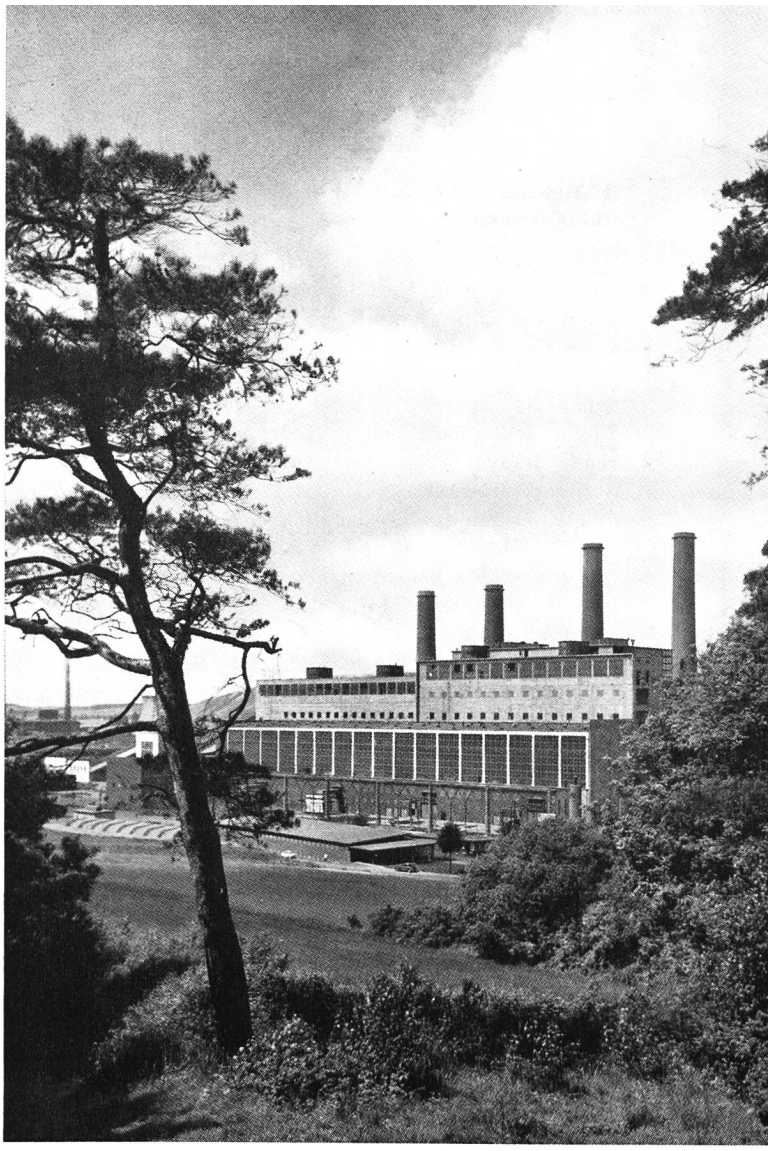


Bild 6 Ansicht des Braunkohlenkraftwerks Frimmersdorf II

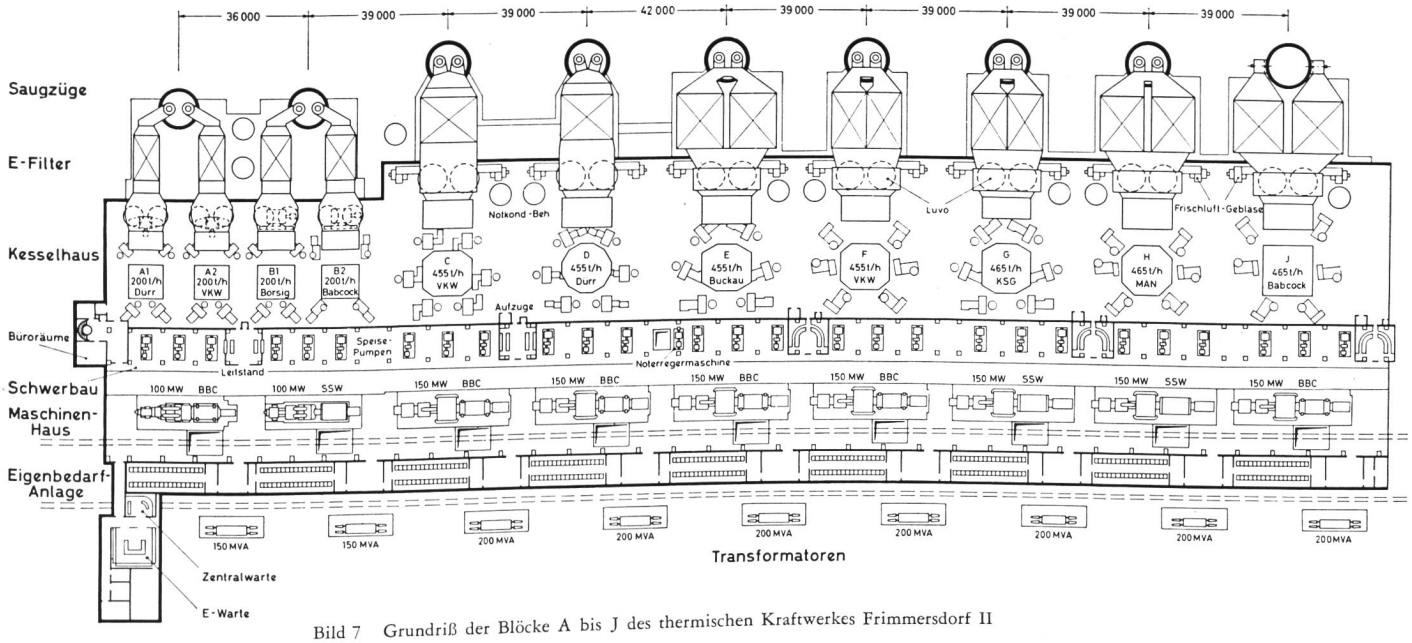


Bild 7 Grundriß der Blöcke A bis J des thermischen Kraftwerkes Frimmersdorf II

3. Ausbau der Mosel für Schiffahrt und Kraftnutzung

(Größtenteils gemäß Literatur [6], [7] und [8])

DK 656.62 + 621.221 (43 + 44)

Nachdem mit Vertrag vom Oktober 1956 zwischen Frankreich, dem Großherzogtum Luxemburg und der Bundesrepublik Deutschland der Ausbau der Mosel zu einer Großschiffahrtsstraße beschlossen wurde, ist das landschaftlich so bevorzugte und reizvolle Moseltal seit dem Frühjahr 1958 zu einer großen Baustelle geworden. Dieses bedeutende und in gedrängter Zeit zu realisierende Bauvorhaben dient vor allem der wesentlichen Standortverbesserung für die Industrie Luxemburgs und einer Zone Nordost-Frankreichs. Die Stauhaltungen für Schiffahrt und Wasserkraftnutzung im großenteils engen, streckenweise von steilem Rebgelände gesäumten Flußtal schaffen besonders heikle und wohl nicht so rasch wie erwartet zu lösende Probleme, besonders hinsichtlich der Beeinflussung des Grundwasserspiegels und der damit zusammenhängenden Wasserversorgung und Kanalisierung der Abwasser der Gemeinden und Städte, des Gewässerschutzes, der im Flußtal zu verlegenden Straßen und Bahnen usw. Diese erschwerenden Umstände werden sich wesentlich auf die gesamten Kosten der Schiffbarmachung der Mosel auswirken; die Mosel dürfte daher wohl kaum zu den wirtschaftlich interessanten Flußstrecken für Binnenschiffahrtsstraßen gehören und kann wohl eher in das Gebiet der Realisationen aus politischen Erwägungen gehören, vor allem als Gemeinschaftswerk im Rahmen der EWG.

Im Staatsvertrag ist festgelegt, daß die Nutzung der Wasserkräfte den Vertragspartnern jeweils für ihren Bereich vorbehalten bleibt. An der deutschen Moselstrecke zwischen Koblenz und Trier wird die *Moselkraftwerke GmbH*, Andernach, eine Tochtergesellschaft des RWE, gemäß einem ihr vertraglich zugestandenen Optionsrecht insgesamt 9 Laufwerke errichten, während in dem luxemburgisch-deutschen Grenzbereich zwei kleinere Kraftanlagen, die bei Grevenmacher und Palzem geplant sind, in Zusammenarbeit zwischen RWE und Luxemburg voraussichtlich von der Société Electrique de l'Our gebaut werden. An den französischen Staustufen Apach und Königsmacher sind Kraftwerke nicht vorgesehen. Bild 8 zeit Übersichtsplan und Längenprofil der Moselstaustufen.

Das Niederschlagsgebiet der Mosel vergrößert sich zwischen Trier und Koblenz nur unwesentlich; lediglich kleinere Gewässer fließen ihr unterhalb der Saarmün-

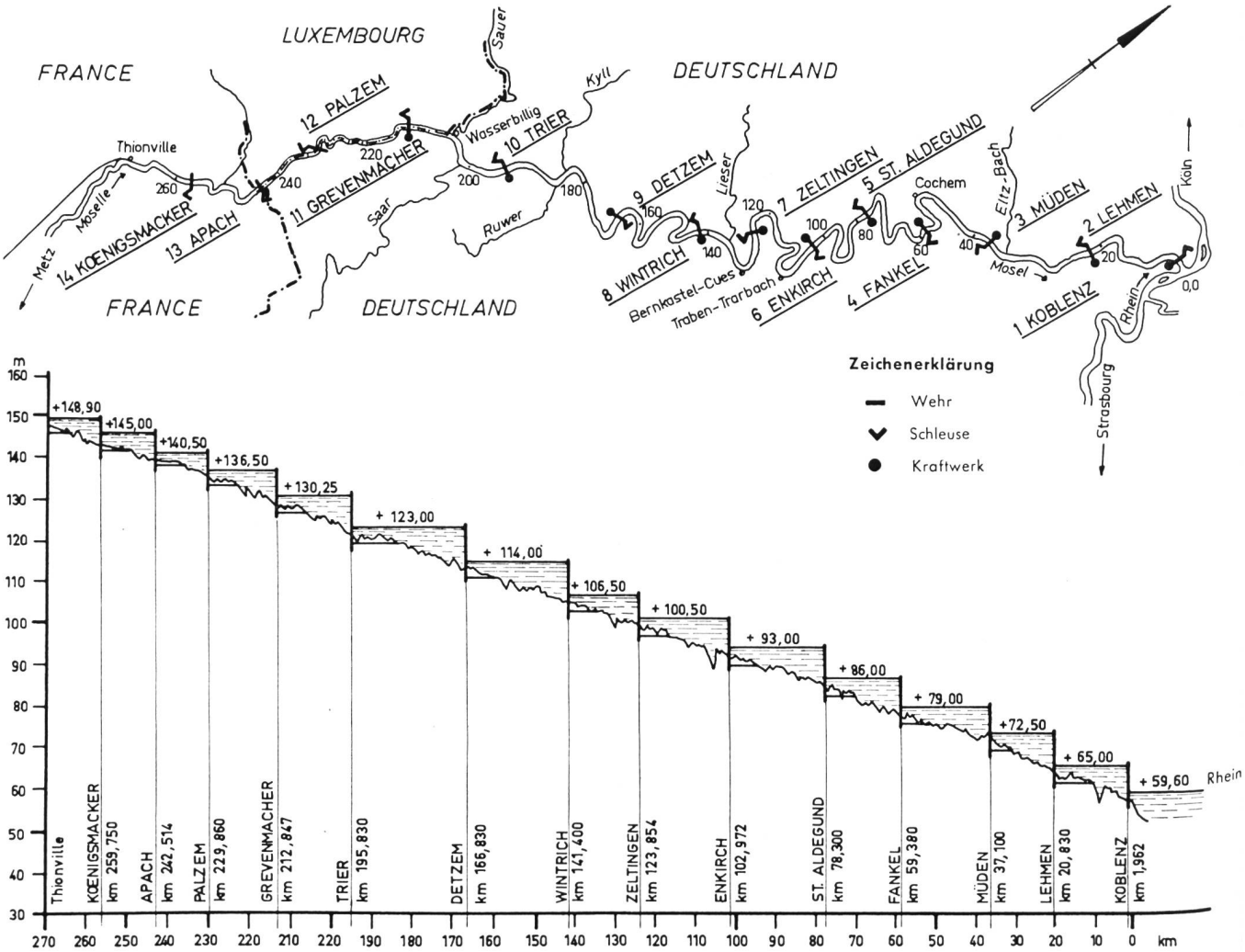


Bild 8 Übersichtsplan, Maßstab 1 : 1 000 000, und Längsschnitt des Ausbauplanes der Mosel zwischen Thionville (Diedenhofen) und Koblenz

dung noch zu, so daß für die deutsche Moselstrecke — über rund 200 km hin — die Abflußwassermengen sich kaum verändern. Sie betragen:

Höchstes Hochwasser	HHQ =	4100 m³/s
Mittleres Hochwasser	MHQ =	1970 m³/s
Mittelwasser	MQ =	295 m³/s
Mittleres Niederwasser	MNQ =	60 m³/s
Niedrigstes Niederwasser	NNQ =	25 m³/s

und schwanken — selbst für deutsche Verhältnisse — außerordentlich stark. Wie an allen deutschen Mittelgebirgsflüssen ist die Wasserführung der Mosel im Winter höher als in den Sommermonaten, während denen nur etwa ⅓ des Wasserdarbietens abfließt. Die Kraftwerke Trier bis Lehmen werden, wie die seit 1951 in Betrieb befindliche Anlage Koblenz, für eine an 90 Tagen im Mittel einer längeren Jahresreihe vorhandene Wassermenge von 380 m³/s ausgebaut und verfügen damit über die gleiche hydraulische Kapazität; bei Überöffnung schlucken die in jeder Anlage installierten 4 Turbinen bis zu 420 m³/s. Die Fallhöhen der Staustufen liegen bei hydrostatischem Stau zwischen 6,5 und 9,0 m. Im Endausbau wird die Kraftwerkkette Koblenz bis Trier über eine Gesamtleistung von 160 000 kW (bei Überöffnung der Turbinen 165 000 kW) verfügen. Ihr Energiedarbieten, das sich in einem mittleren Abflußjahr auf mehr als 750 Mio kWh, davon rund 500 Mio kWh Winterenergie, beläuft, wird in das 25-kV-Mittel- und 110-kV-Hochspannungsnetz des RWE übernommen. Einige Ausbaudaten der auf deutschem Gebiet zu erstellenden 10 Kraftwerkstufen sind aus der nachstehenden Tabelle ersichtlich.

In ähnlicher Weise wie am Neckar, am Lech und an der Isar, wird auch die Moselkraftwerkkette im Schwellbetrieb eingesetzt werden, um die infolge des stark schwankenden Wasserdarbietens der Mosel inkonstant anfallende Energie wertmäßig zu steigern und die Ausbauleistung der Werke wenigstens über eine kurze Zeit des Tages sicherzustellen. Die an der Mosel gewählte Bauweise — versenkbares Sektorwehr und flaches Kraftwerk mit Getrieberohrturbinen — bedeutet eine Abkehr von den hoch aufragenden Konstruktionen, die am Main, Neckar und an der Mittelweser sowie an dem bereits erwähnten Moselkraftwerk Koblenz zur Ausführung kamen und ursprünglich auch für die Anlage Trier vorgesehen waren; diese Anlagen sind gekennzeichnet durch hohe Aufbauten in allen ihren Bauelementen, Schleuse, Wehr und Kraftwerk, während die neue Moselbauweise sämtliche Glieder in einer sich nur wenig über den Stauspiegel erhebenden, niedrigen Ausführung zeigt. Bedingt ist diese Tatsache durch die Forderung, in dem allgemein engen Moseltal aufdringliche, die Landschaft beherrschende Bauformen zu vermeiden, die Bauwerke vielmehr dem Charakter des Tales anzupassen; ermöglicht wurde sie durch die Fortschritte der technischen Forschung und die Vervollkommnung technischer Mittel, die es dem gestaltenden Ingenieur gestatten, neue Wege zu beschreiten.

Die am Ausbau beteiligten Stellen haben keine Mittel gescheut, um den Forderungen des Naturschutzes nach einer landschaftsgerechten Lösung zu entsprechen. Nicht die Veränderung oder Umgestaltung des Moseltales, sondern eine glückliche Ergänzung und Vervollkommnung der natürlichen Gegebenheiten sind Aufgabe und Ziel aller Arbeiten, an denen Ingenieur, Architekt und Landschaftsgestalter gleichermaßen beteiligt sind. Dazu berät ein von den Bezirksregierungen Koblenz und Trier bestellter Gutachterausschuß in allen Architektur und Landschaftsbild betreffenden Fragen.

In diesem Zusammenhang erscheint der Hinweis wichtig, daß die Mosel innerhalb des Bereiches ihrer jetzigen Ufer ausgebaut wird. Es sind keine Begradigungen oder Durchstiche vorgesehen; lediglich geringfügige Veränderungen der Uferlinien sind zu erwarten, wenn Abgrabungen oder Anschüttungen im Ufervor-

Die Wasserkraftanlagen auf der deutschen und deutsch-luxemburgischen Strecke der Mosel

Kraftwerk	Normales Stauziel m. ü. M.	Ausbau Wassermenge m³/s	Fallhöhe bei statischem Stau m	Turbinenleistung MW	Brutto-Jahresarbeit GWh	Bauperiode [2]
Koblenz	65,00	380	5,3 [1]	16,0	65,0	1949/51
Lehmen	72,50	380	7,5	16,2	81,6	1960/62
Müden	79,00	380	6,5	12,8	66,0	ab 1963
Fankel	86,00	380	7,0	14,4	71,6	ab 1963
St. Aldegund	93,00	380	7,0	14,4	72,3	ab 1962
Enkirch	100,50	380	7,5	16,5	81,7	ab 1964
Zeltingen	106,50	380	6,0	12,2	61,7	ab 1962
Wintrich	114,00	380	7,5	17,7	87,0	ab 1964
Detzem	123,00	380	9,0	23,0	111,3	1960/62
Trier	130,25	380	7,2	16,5	79,5	1959/61
deutsche Strecke			70,5	159,7	777,7	
Grevenmacher	136,50	165	6,3	7,5	38,8	ab 1963 [3]
Palzem	140,50	150	4,0	4,1	19,6	ab 1963 [3]
Grenzstrecke Deutschland-Luxemburg			10,3	11,6	58,4	
zusammen			80,8	171,3	836,1	

[1] bezogen auf Rhein — Niedrigwasser

[2] Diese Angaben beziehen sich nur auf die eigentlichen Wasserkraftanlagen; die Arbeiten für Wehre und Schleusenanlagen sind bereits bei sämtlichen Moselstaustufen im Gange und stehen z. T. vor dem Abschluß

[3] Voraussichtliche Inangriffnahme der Kraftwerkbaustelle

land durchgeführt werden müssen, um für die Schleusen mit ihren langen Ober- und Unterhäfen und für die Ein- und Auslaufbuchten der Kraftwerke die nötige Grundfläche zu schaffen und den Schiffahrtsweg in der erforderlichen Breite herzustellen. Eine weitgehende Sicherung der neugestalteten Uferstrecken durch Lebendverbau, durch Strauchwerk, Schilf und Binsen, ist ebenso vorgesehen wie die Bepflanzung der Flußauen mit Laubhölzern. Auf weite Strecken hin wird dann die schiffbare Mosel einen Grüngürtel erhalten, der einen harmonischen Übergang vom ausgebauten Strom zu den Talhängen bildet und den Interessen des Landschaft- und Naturschutzes sicherlich gerecht wird.

Sämtliche Moselkraftwerke werden mit Getrieberohrturbinen und umströmten Generatoren ausgerüstet, die durch einen offenen Schacht gut zugänglich und daher im Betrieb leicht zu überwachen sind. Diese neue Bauart ist nicht identisch mit jener der in den Unterwasserkraftwerken am Lech und an der Iller installierten Maschinen, die durch Propellerlaufrad mit festen Laufradschaufeln und durchströmtem Generator gekennzeichnet und der Fachwelt als Bauweise «Arno Fischer» bekannt geworden ist. Die Mosel-Turbine stellt eine doppelt regulierbare Kaplanturbine dar, die in Fließrichtung des Wassers mit leichter Neigung gegen die Waagrechte angeordnet und über ein koaxiales Getriebe mit dem Generator verbunden ist. Ein- und Auslauf sind geradlinig gestaltet. Ohne besondere Umlenkung durchfließt der Wasserstrom das Kraftwerk, da die für die Kaplanturbine senkrechter Welle charakteristischen Bauelemente — die Einlaufspirale und das Kniesaugrohr — wegfallen (siehe beispielsweise Bild 9). So ergibt sich ein Baukörper, der sich in seiner äußeren Gestaltung wie in seinem inneren Aufbau erheblich von den Krafthäusern klassischer Bauweise unterscheidet. Er ist trotz innenliegenden Krans nicht nur bedeutend niedriger, sondern auch infolge des geringeren Achsabstandes der Turbinen wesentlich kürzer. Mit 45,30 m weist die Anlage Lehmen bei gleicher Ausbaugröße eine um 34 % geringere Längenentwicklung (senkrecht zur Stromrichtung) als das Kraftwerk Koblenz mit 68,80 m auf und verfügt über eine merklich geringere Bauhöhe, obwohl Koblenz schon in der sogenannten «Freiluftbauweise» mit einem außerhalb der Maschinenhalle befindlichen Portalkran errichtet wurde und gegenüber Anlagen mit Innenkran über keinen eigentlichen Krafthaus-«Hochbau» verfügt. Dementsprechend sind die Einsparungen an Rohbeton (ohne Ein- und Auslaufmauern und Trennpfeiler), der in Koblenz rund 25 000 m³, in Lehmen dagegen nur rund 18 000 m³ beträgt. Der Verbrauch an Betonstahl ist jedoch in Lehmen — auf Grund der gedrängten Bauweise und der heute vielleicht zu vorsichtigen Berechnungsgrundlagen — mit 1000 bis 1100 t gegenüber 800 t in Koblenz höher.

1959 begann der Bau des Kraftwerkes Trier. Nach einer außerordentlich kurzen Bauzeit von zwei Jahren ist die Anlage soweit fertiggestellt, daß zwei Maschinen in den ersten Monaten des Jahres 1961 betriebsbereit waren.

Auf der Studienreise werden wir die Moselstufen Detzem und Trier besuchen, aber auch andere Baustellen auf der Vorbeifahrt sehen; die Bilder 10 bis 12 zeigen die bereits stark fortgeschrittene Moselstufe Lehmen anläßlich eines Besuchs des Berichterstatters im Oktober 1961 (siehe auch Seiten 181/182 dieses Heftes).

Für die Schaffung der Schiffahrtsstraße auf der Mosel sind umfangreiche Baggerungen und Felssprengungen in dem stromauf gelegenen Teil der einzelnen Stauhaltungen durchzuführen, um eine Mindestwassertiefe von 2,90 m zu erhalten. Die Mosel soll von 1500-t-Schiffen befahren werden können. Die in der Tabelle verzeichneten Staukoten der einzelnen Stufen sind Normalstauhöhen, die bei einer Moselwasserführung unter 200 m³/s jeweils um 0,20 m erhöht werden, um auch in Niederwasserzeiten eine für die Schiffahrt ausreichende Fahrwassertiefe zu sichern. Sie werden bis zum höchsten Betriebswasserstand der Kraftwerke HBW (1200 m³/s) gehalten und bei größeren Zuflüssen um max. 0,50 m (bei etwa 1400 m³/s Moselwasser) abgesenkt. Von diesem sog. höchsten

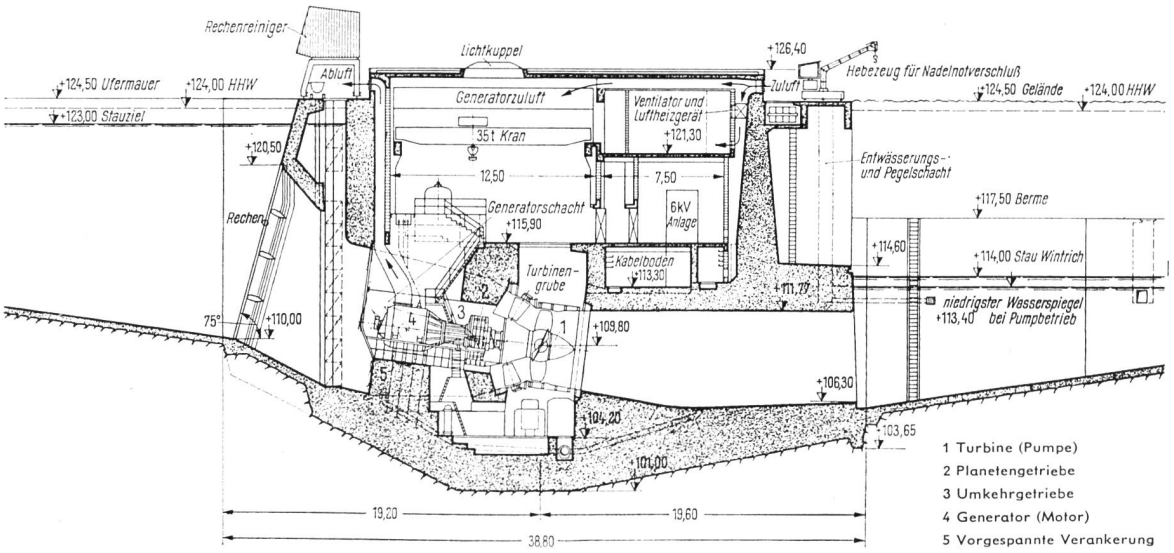


Bild 9 Querschnitt durch das Moselkraftwerk Detzem

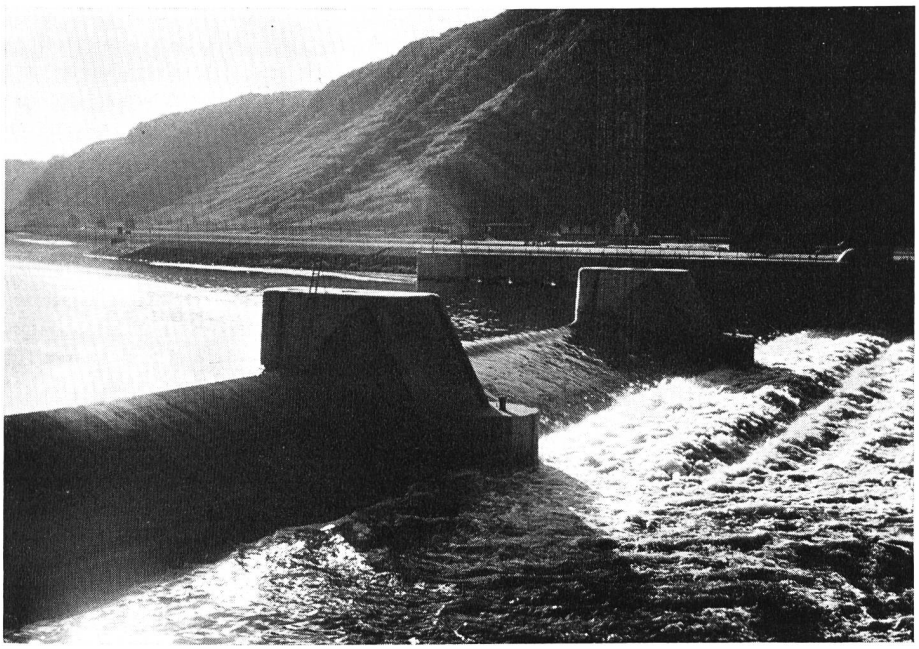


Bild 10
Stauwehr der Moselstufe Lehmen

Schiffahrtswasserstand (HSchW) an werden die Wehre, über die schon bei Zuflüssen über dem maximalen Turbinenschluckvermögen Wasser abgeführt wird, völlig niedergelegt. Die Ausfallzeit der Kraftanlagen infolge Hochwassers (über 1200 m^3/s) beträgt in trockenen Jahren bis zu einer Woche, in Jahren mittleren Abflusses 1 bis 2 Wochen, in Naßjahren 2 bis 3 Wochen.

Die Kosten für die Moselkraftwerke auf der deutschen Strecke betragen, bezogen auf Preisbasis 1958, rund 240 Mio DM, von denen ein fester Betrag von 60 Mio DM von der Bundesrepublik als Zuschuß für die Errichtung der Stauanlagen zur Verfügung gestellt wird. Von den eigentlichen Kraftwerk-Anlagekosten in Höhe von 180 Mio DM entfallen auf

den baulichen Teil	etwa 38 %
die maschinellen Anlagen	etwa 37 %
die elektrische Ausrüstung	etwa 13 %
die immateriellen Kosten, einschl. Projektbearbeitung, Bauleitung, Bauzinsen usw.	etwa 12 %

Sie dürften — nach den Ergebnissen der Ausschreibung und Abrechnung der fertiggestellten bzw. im Bau befindlichen Werke — trotz zwischenzeitlicher Erhöhung von Lohn- und Materialkosten für die drei Anlagen Trier, Detzem und Lehmen kaum überschritten werden; nicht berücksichtigt sind allerdings die Energieverluste infolge späterer Stauerrichtung durch die Verwaltung.

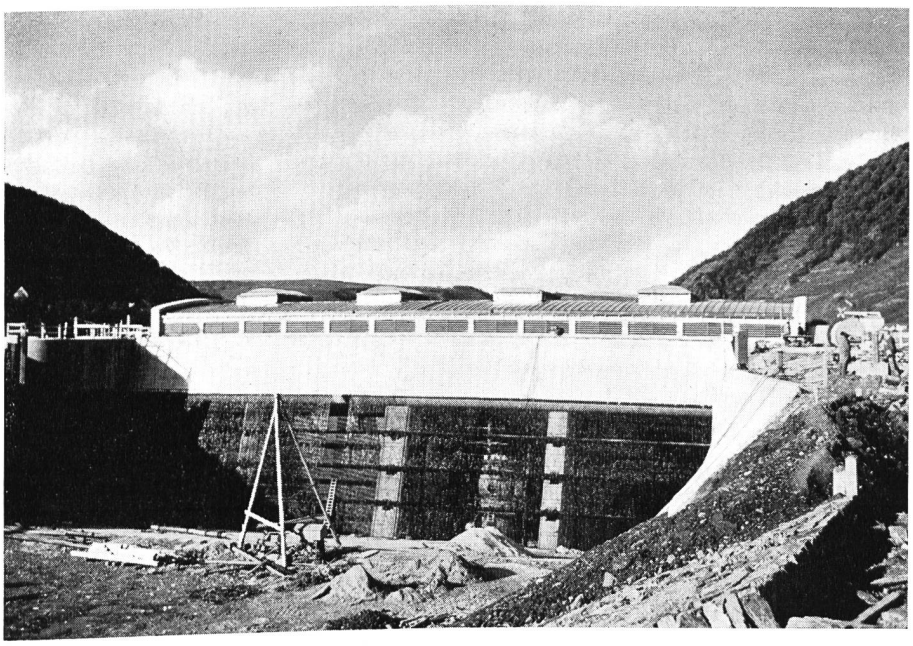


Bild 11
Wasserseitige Ansicht des im Bau stehenden Moselkraftwerkes Lehmen

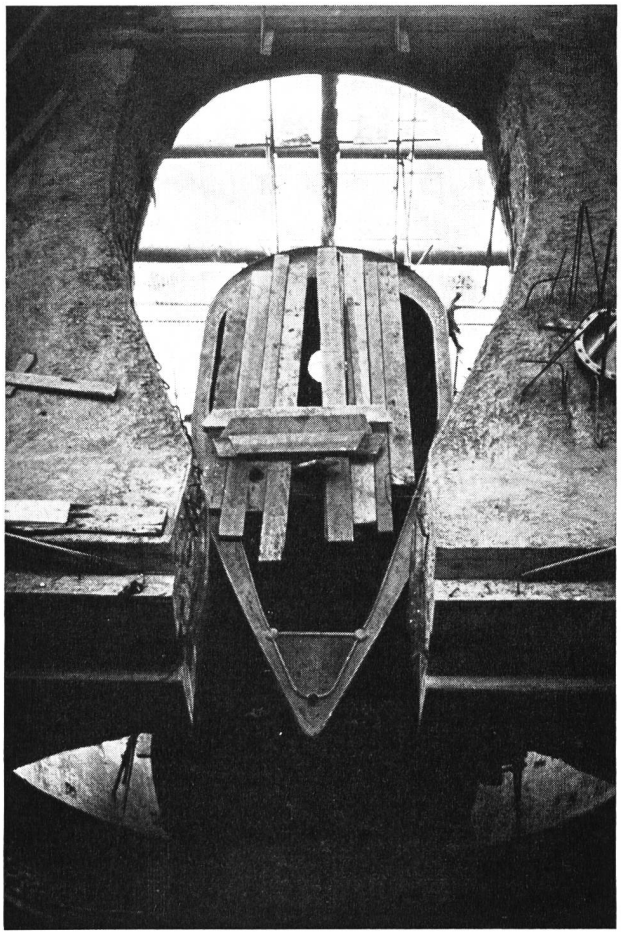


Bild 12 Interessantes Montagestadium einer Rohrturbine im Moselkraftwerk Lehmen

Die Arbeiten sollten nach den Wünschen des französischen Interessenten und einer mit dem Bund getroffenen Vereinbarung möglichst Ende 1963 so weit beendet sein, daß die Schiffahrt aufgenommen werden kann und der Anschluß des deutschen Wasserstraßennetzes an das französische Kanalsystem hergestellt ist. Ihr Umfang jedoch und der Grad ihrer Schwierigkeit sind höher, als zunächst angenommen, und auch aus den nur allgemeinen Voruntersuchungen, die sich im wesentlichen auf die Lage der Staustufen und die Ausbildung ihrer Kunstbauten erstreckten, hergeleitet wurde. Die Erschwernisse liegen dabei, wie bereits erwähnt, weniger im Bau der Wehre, Schleusenanlagen und Kraftwerke als vielmehr in den Arbeiten, die als Schutzmaßnahmen in den Stauhaltungen erforderlich werden. Die dichte Besiedlung des Tales mit einer Vielzahl von Dörfern und Städten, die sich ohne nennenswerte Ausdehnungsmöglichkeiten unmittelbar an der Mosel, zwischen ihr und den Berghängen auf kleinstem Raum entwickelten, bedingt eine größere Abhängigkeit aller Bauwerke vom Flusse, als es in anderen Stromgebieten des Mittel- und Hochgebirges der Fall ist. So sind nicht nur Uferstrecken abzugraben oder anzuschütten und Straßen und Eisenbahnanlagen höher zu legen; eine große Anzahl von Häusern ist gegen den höheren Grundwasserstand abzudichten, während tiefliegende Ortschaften Dichtungsschürzen und umfangreiche Entwässerungs- und Pumpanlagen erhalten. Große Sorgfalt ist auch für den Schutz der für die Qualität der Weine wichtigen großen, unterirdischen Weinkeller zu verwenden. Besonders schwierig gestaltet sich die Sicherheit der Wasserversorgung vieler Gemeinden. Wo bisher im Moselvorland gegründete Brunnen das nötige Trink- und Brauchwasser bereitstellten, sind vielfach neue Gewinnstätten zu suchen, die möglicherweise außerhalb des Moseltales liegen und nicht nur entwurfs- und arbeitsmäßig, sondern auch hinsichtlich der Höhe ihrer Gestehungskosten bedeutsam sind. Vielfältige Probleme werden durch die Notwendigkeit aufgeworfen, die Ortskanalisationen den künftigen Abflußverhältnissen der Mosel anzupassen, um sie nach Anstau des Wasserspiegels funktionsfähig zu erhalten. In allen Ortschaften, die bisher nicht über Kläranlagen verfügen, sind solche zu errichten. Die Finanzierung und damit der zügige Ausbau dieser Anlagen wird jedoch dadurch erschwert, daß nicht nur die deutschen und französischen Partner, die den Moselausbau durchführen, zur Bereitstellung von Mitteln verpflichtet sind, sondern auch das Land und die Gemeinden selbst zur Finanzierung beizutragen haben. Dazu kommt die Behandlung vieler rechtlicher Fragen, die Abwicklung der Ausbau- und Enteignungsverfahren, deren vollständiger Abschluß sich unter Umständen noch auf eine längere Zeit hin verzögern kann; nachteilig dürfte auch sein, daß die verschiedenen Organe der Ausbauunternehmerin nicht nach privatwirtschaftlichen Gesichtspunkten organisiert und dadurch in ihren Entscheidungen sachlich und zeitlich oft sehr behindert sind.

Gleichwohl wird die Schiffbarmachung der Mosel und der Ausbau der neuartigen Kraftwerke eine Ingenieurleistung darstellen, die nicht nur wegen der Kürze ihrer Bauzeit, sondern auch hinsichtlich Art, Umfang und Schwierigkeit ihrer Arbeiten bemerkenswert ist; darüber hinaus dürfte sie als ein internationales Gemeinschaftswerk, das in Zusammenarbeit von Behörden und Privatunternehmen aus verschiedenen Ländern ersteht, anregend und teilweise auch richtungsweisend sein für die Verwirklichung einer politischen und wirtschaftlichen Neuordnung Europas.

4. Pumpspeicherwerk Vianden

(gemäß Literatur [9] und [10])

DK 621.221.4 (435.9)

Seit dem Herbst 1959 befindet sich bei Vianden an der Our, einem linken Nebenfluß der oberhalb Trier in die Mosel mündenden Sauer, das Pumpspeicherwerk Vianden in Ausführung. Es wird nach seiner Vollendung das größte Pumpspeicherwerk der Welt und eines der größten hydraulischen Spitzenkraftwerke Europas sein. Die Leistungsabgabe im Turbinenbetrieb wird 900 MW, die Leistungsaufnahme im Pumpenbetrieb 700 MW betragen. Die für die Regelung des Großverbundbetriebes zur Verfügung stehende Leistungsspanne umfaßt somit einen Bereich von 1600 MW. Das Pumpspeicherwerk wird neben der Erzeugung von hochwertigem Spitzenstrom — 1,35 Mrd. kWh bei 1500 Benutzungsstunden je Jahr — durch den Pumpeneinsatz

eine sich auf den thermischen Wirkungsgrad der Grundlastwerke günstig auswirkende Vergleichmäßigung der Belastung herbeiführen; es wird für das Verbundnetz eine wichtige Momentanreserve darstellen und als solche wesentlich zur Sicherung der Stromversorgung beitragen können.

Wie viele andere große Wasserkraftanlagen hat auch das Werk Vianden eine lange Vorgeschichte, die bis auf die Jahre nach dem Ersten Weltkrieg zurückreicht. Damals entstanden zur Behebung der Arbeitslosigkeit und zur Deckung des steigenden Energiebedarfs mehrere große Projekte, von denen das von Oskar von Miller entwickelte Walchenseekraftwerk weit über Deutschlands Grenzen hinaus bekannt geworden ist. Ein großes deutsches Elektrizitätsunternehmen hat damals eine sehr großzügige Planung für die Nutzung der Wasserkräfte im deutsch-luxemburgischen Grenzraum ausgearbeitet. Durch einen bis zur belgischen Grenze reichenden Großspeicher im Ourtal von 800 Mio m^3 Gesamtinhalt sollten die Abflüsse der Our und der benachbarten deutschen und luxemburgischen Flüsse, wie Sauer, Kyll, Prüm, Irsen erfaßt und energiewirtschaftlich genutzt werden. Die geplante Staumauer sollte 106 m hoch werden. Neben der Verwertung der natürlichen Wasserzuflüsse war auch eine Pumpspeicherung vorgesehen. Bei einer Benutzungsdauer von 1000 h/Jahr und einer Gesamtleistung von 600 000 kW sollten jährlich 600 Mio kWh wertvollsten Spitzenstromes erzeugt werden. Leider verzögerte sich die Konzessionserteilung für dieses großartige Projekt immer mehr, so daß das am Ausbau in erster Linie interessierte RWE andere Pläne zur Deckung des Spitzenbedarfes fassen mußte, das bei Herdecke an der Ruhr gelegene Pumpspeicherwerk ausbaute und sich an der Erschließung der Wasserkräfte im Vorarlberg und im südlichen Schwarzwald maßgeblich beteiligte.

Nach dem Zweiten Weltkrieg stellte die luxemburgische Regierung neue Überlegungen über die Nutzung der Wasserkräfte im Ourtal an und beauftragte 1948 den bekannten französischen Talsperrenbauer *Coyne* mit der Aufstellung eines generellen Entwurfes für ein Pumpspeicherwerk mit Wochenspeicherung. Er stellte zwei Projekte mit Wochenendspeicherung bzw. Tagesumwälzbetrieb auf, von denen das letztere wesentlich wirtschaftlicher war. Sein Projekt «Wahlhausen II» hatte eine Ausbauleistung von 300 MW bei einem Gefälle von rund 270 m; eine Verdoppelung der Ausbauleistung in einer 2. Ausbaustufe war möglich. Das RWE wurde erst später in diese Planungsarbeiten eingeschaltet und schlug 1952/1953 eine generelle Untersuchung weiterer Möglichkeiten zur Errichtung von Pumpspeicherwerken im deutsch-luxemburgischen Grenzgebiet vor. Als technisch und wirtschaftlich günstigste aller untersuchten Lösungen ergab sich hierbei das oberhalb Vianden am Nikolausberg jetzt in Bauausführung begriffene Werk, dessen Planung von der Société Electrique de l'Our unter Einschaltung deutscher, belgischer und schweizerischer Ingenieurfirmen weiterentwickelt wurde.

Vom staatsrechtlichen Bereich ist zu sagen, daß die Our auf lange Strecken die Grenze zwischen Deutschland und Luxemburg bildet. Für diesen Bereich gilt ebenso wie für die Grenzstrecken der Sauer und Mosel der auf Grund des Wiener Kongresses zwischen den damaligen Königreichen Preußen und Niederlande abgeschlossene Vertrag vom Jahre 1816, der eine gemeinsame Verwaltung des Flußlaufes durch die beiden Nachbarstaaten als Kondominium vorsieht. Dieses Statut hat sich durch 1½ Jahrhunderte bewährt; für das vorliegende, ungewöhnlich große Kraftwerkprojekt der Our war es naturgemäß nicht mehr ausreichend, so daß neue Vereinbarungen notwendig wurden. Nach mehrjährigen freundschaftlichen Verhandlungen schlossen das Großherzogtum Luxemburg und das Land Rheinland-Pfalz einen Staatsvertrag über die Errichtung von Wasserkraftanlagen an der Our, der in den beiderseitigen Parlamenten ratifiziert wurde und am 12. Juni 1959 in Kraft trat. In ihm sind die Konzessionsbedingungen festgelegt und Vorschriften über das wasserrechtliche Ausbau- und Enteignungsverfahren getroffen; außerdem werden durch ihn gesellschaftsrechtliche Bestimmungen zur Wahrung der Interessen beider Länder festgelegt. Auf Grund dieser staatsrechtlichen Regelung wurde von der Société Electrique de l'Our, an der das Großherzogtum Luxemburg und das RWE zu gleichen Teilen maßgeblich beteiligt sind, im Juli 1959 der Baubeschluß gefaßt und wenige Wochen später die Bauausführung eingeleitet.

An der *Société Electrique de l'Our S. A.*, mit Sitz in Luxemburg, sind beteiligt:

Großherzogtum Luxemburg, mit	40 %
Rheinisch Westfälisches Elektrizitätswerk, Aktiengesellschaft (RWE), Essen, mit	40 %
Luxemburgische öffentlichkeit und verschiedene Elektrizitätsgesellschaften in Frankreich, Belgien, in den Niederlanden und der Schweiz	20 %

Die allgemeine Anordnung der Anlagen ist aus dem Übersichtsplan Bild 13 ersichtlich. Das Werk umfaßt drei Hauptteile: Das Oberbecken kommt in harten, feinkörnigen wenig zum Verwittern neigenden, daher nicht schmierigen Schiefer zu liegen, der gut für die Schüttung der Dämme geeignet ist. Der Untergrund wurde durch Schürfungen und Kernbohrungen sorgfältig erschlossen. Der Felsen hat einen hohen Gehalt an SiO_2 (60 %) und ist daher sehr wetterbeständig. Schiefer ist übrigens in Deutschland sehr häufig mit Erfolg zu Dammbauten verwendet worden, so bei den zum Teil über 200 Jahre alten Staudämmen des Harzes, ferner für die Kallsperre und die Anlage Schwammenauel in der Eifel; über 100 Jahre alt sind auch aus Schiefer geschüttete Dämme einer Eisenbahn-Hauptstrecke in Luxemburg. Die bodenmechanische Untersuchung des Materials im Oberbecken hat gezeigt, daß die Staudämme mit verhältnismäßig steiler Böschung (1:1,5 auf der Luftseite, 1:1,75 auf der Wasserseite) errichtet werden können. Die Dichtung wird in Asphaltbauweise durchgeführt, weil diese unter den gegebenen Bedingungen wohl die größte Sicherheit bietet und Tonmaterial, das für die Abdichtung des Beckens allenfalls hätte in Frage kommen können, nicht vorhanden ist. Die Asphaltdichtung hat sich bei vielen deutschen Talsperren und neuerdings auch bei Pumpspeicherwerken recht gut bewährt. Im übrigen stellt sie die wirtschaftlichste Abdichtung solcher künstlicher Speicherbecken dar. Auch ihr Unterhalt ist einfach; Undichtigkeiten können schnell festgestellt und beseitigt werden. Unter der Dichtungshaut sind eine Filterschicht und ein

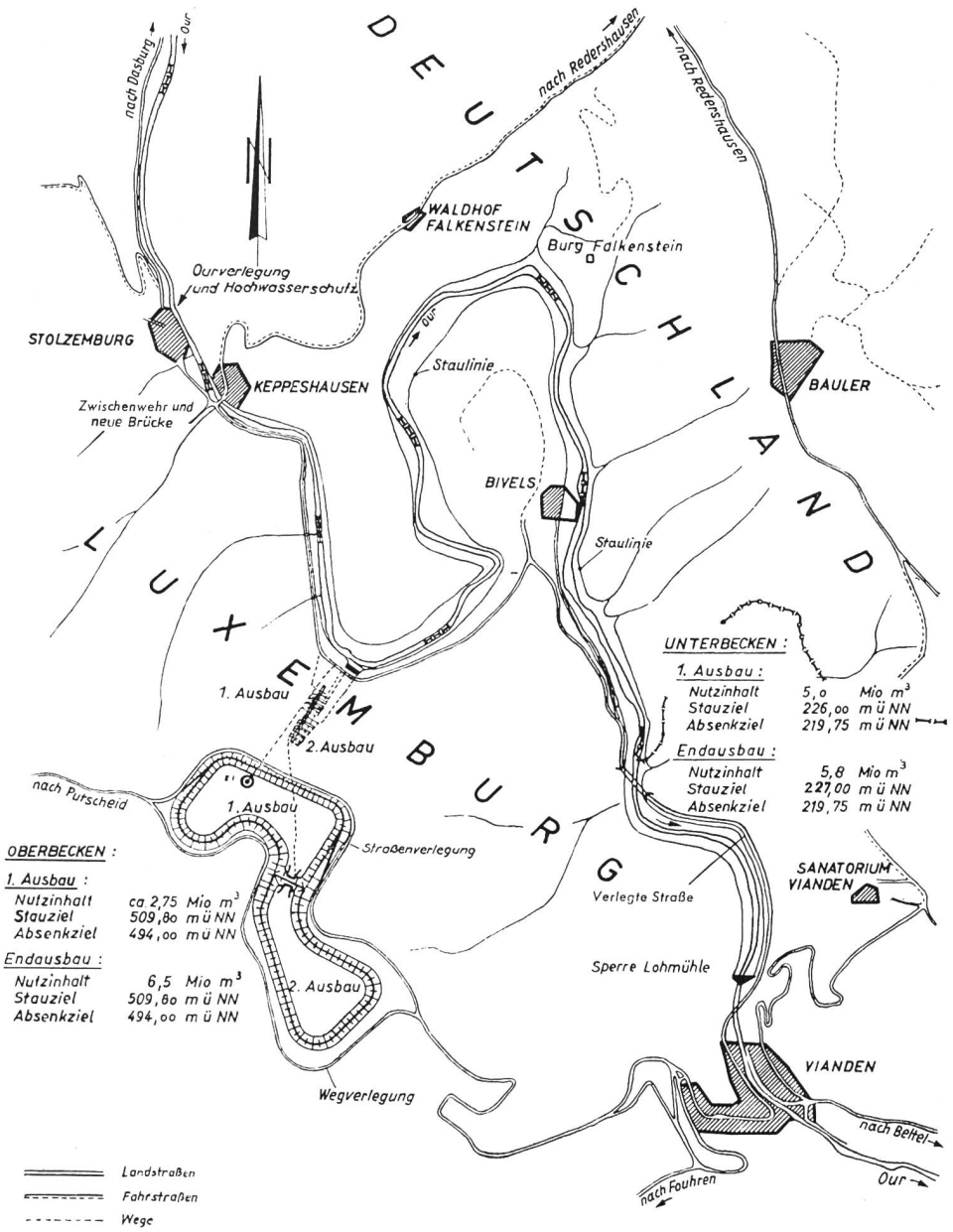


Bild 13
Übersichtslageplan des Pumpspeicherwerkes Vianden

Drainagesystem angeordnet, das in einen begehbaren Sickerkanal mündet. So kann das gesamte Dichtungssystem einwandfrei überwacht werden. Es dürfte bemerkenswert sein, daß die ausführende Firma für eine Gesamtfläche von 240 000 m², bei hoher Vertragsstrafe, Sickerverluste von weniger als 10 l/s garantiert.

Interessant ist die Dammherstellung, die ohne wesentliche Sprengung des Felsmaterials vor sich geht und in hohem Maße mechanisiert ist. Die Maschinenleistung der eingesetzten beweglichen Geräte liegt bei 3500 PS. Der Felsen wird aufgerissen, von Transportgeräten mit je 12 m³ Faßungsvermögen aufgenommen, in den Damm in Lagen von 30 cm eingebaut und mehrfach gewalzt. Auf diese Weise wird das Material gut verdichtet. Das spezifische Gewicht des Dammkörpers liegt bei 2,3, der verbleibende Hohlraum bei 15 %. Es wurden im Zweischichtenbetrieb, bei einer Gesamtbelegschaft von 100 Mann, Tagesleistungen von über 10 000 m³ erreicht, die sich allerdings mit steigender Dammhöhe verringert haben. Die Arbeiten konnten — von wenigen harten Frosttagen abgesehen — den ganzen Winter hindurch fortgesetzt werden. Die Bauzeit ist infolge der hohen Mechanisierung wesentlich kürzer als ursprünglich angenommen wurde, so daß eine angemessene Zeitspanne für die Probefüllung des Beckens zur Verfügung steht, ehe die Krafthausanlage selbst den Betrieb aufnimmt.

Die Planungen sehen für den Endausbau ein zweites Becken vor, das ohne jede Betriebsstörung an die bestehende Anlage der ersten Ausbaustufe angeschlossen werden kann. Zu diesem Zweck wird zwischen beiden Becken ein Verbindungsbauwerk errichtet, das nicht nur dem Wasserausgleich zwischen beiden Becken dient, sondern auch den vier Maschinen der zweiten Ausbaustufe das Betriebswasser zuführt. So besteht die Möglichkeit, bei vorübergehender Reparatur eines Beckens den Maschinenbetrieb zum Teil mit voller Leistung fortzusetzen; damit wird ein hoher betrieblicher Sicherheitsgrad der Anlagen erreicht.

Zwischen Ober- und Unterbecken liegt das Krafthaus in einer Kaverne; es erhält im Endzustand durch zwei im Felsen liegende Druckschächte und Unterwasserkanäle die notwendigen Verbindungen mit dem oberen und unteren Becken. Eine Kaverne hat man aus folgenden Gründen gewählt: Das Ourtal ist außerordentlich eng und erlaubt die Errichtung eines offenliegenden Krafthauses nicht, dessen Gesamtlänge immerhin 300 m erreicht; außerdem ermöglicht die Anordnung im Berge die kürzeste Verbindung von Ober- und Unterbecken, dadurch einen guten hydraulischen Wirkungsgrad und günstige Regulierverhältnisse der Maschinen.

Das Unterbecken hat einen Gesamtinhalt von rund 10 Mio m^3. Die Schwankungen zwischen Stau- und Absenkziel betragen im Endausbau 7,25 m. Der Nutzraum beträgt 6 Mio m^3 und dient der Aufnahme der täglichen Pendelwassermenge zuzüglich einer Reserve für Trocken- oder Frostperioden. Im Bereich des Kraftwerkes wurde das Ourbett verbreitert und vertieft, um den Zu- und Abfluß des im Endausbau maximal 320 m^3/s betragenden Betriebswassers zu verbessern.

Die Gesamtanordnung der Kraftanlage erlaubt es leider nicht, einen Hochwasserschutzraum zu schaffen. Hierfür besteht im oberen Ourtal, oberhalb Dasburg, eine ausgezeichnete Möglichkeit, für deren Verwirklichung allerdings in erster Linie die beiden Nachbarstaaten zuständig sind.

Die erste Füllung des Ourstausees muß im Winterhalbjahr erfolgen, da die Abflußverhältnisse der Our die eines typischen Mittelgebirgsflusses sind. Während im Winter und Frühjahr Hochwasser bis 400 m^3/s auftreten können, geht die Wasserführung in heißen Sommermonaten auf 0,5 m^3/s zurück. Die Abflußmenge im Winterhalbjahr beträgt mehr als ⅔ der gesamten Jahreswasserfracht, die sich bei einem Einzugsgebiet von 638 km^2 auf über 330 Mio m^3 beläuft.

An der Staumauer Lohmühle, die das Unterbecken abschließt, wird ein kleines Laufkraftwerk errichtet, das u. a. zur Deckung des Eigenbedarfs und zur Notstromversorgung dienen soll.

Das Werk wird in zwei Ausbaustufen errichtet, von denen jede eine Leistung von 400 000 kW aufweist. Die Gesamtleistung beträgt also 800 000 kW; bei der vorgesehenen Benutzungsdauer von 1500 h/Jahr wird sich im Endzustand eine Jahresproduktion hochwertigsten Spitzenstromes von 1,2 Mrd. kWh ergeben.

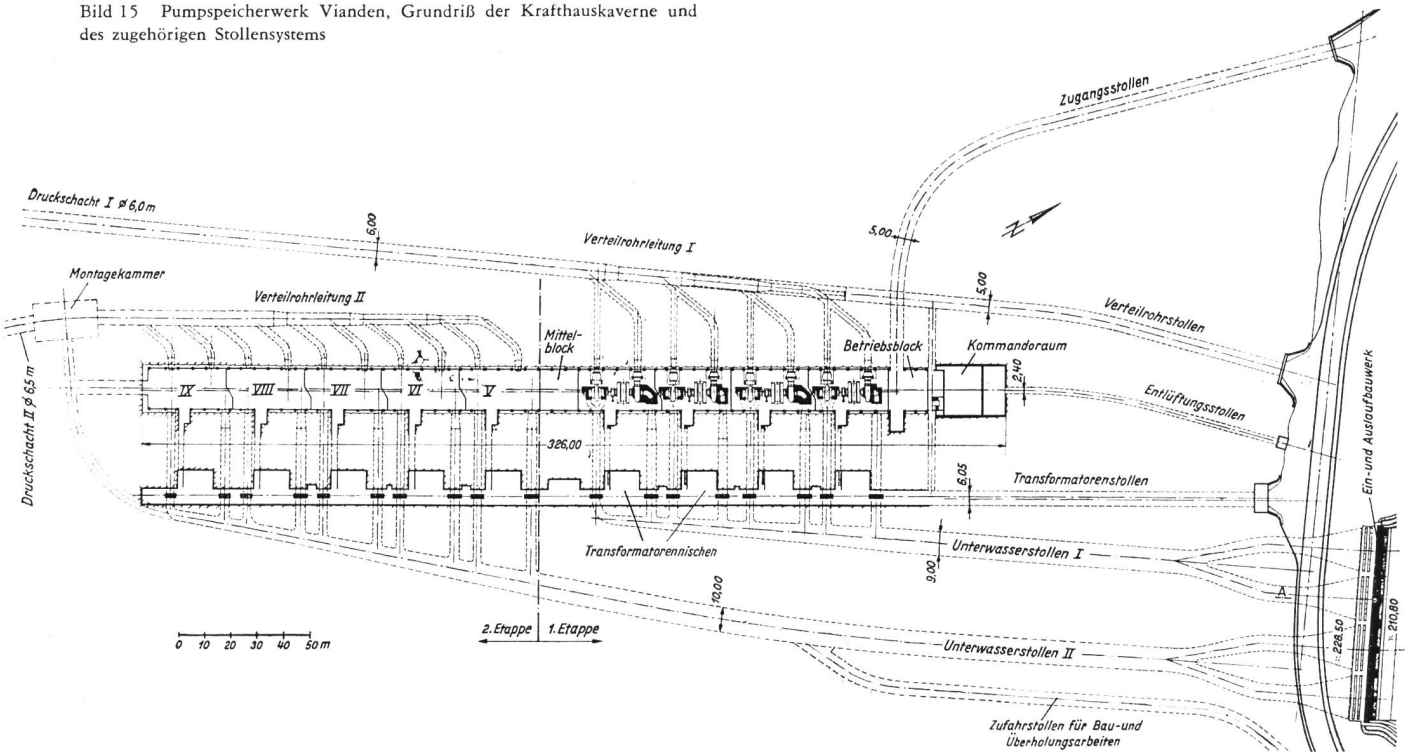
Die große Kaverne (Bilder 15 und 16) wird sofort auf die gesamte Länge ausgebrochen und durch ein Gewölbe gesichert, um zu vermeiden, daß durch spätere Sprengungen der Betrieb der ersten Ausbaustufe gestört wird.

Bemerkenswert ist der außerordentlich hohe Pumpspeicherwirkungsgrad, der sich für das Werk Vianden auf Grund der von den Lieferfirmen garantierten Maschinenwirkungsgrade ergibt. Man pflegte früher anzunehmen, daß bei Pumpspeicherwerken nur etwa zwei Drittel der zugeführten elektrischen Energie als Spitzenstrom wieder gewonnen werden. Für Vianden erhöht sich dieser Gesamtwirkungsgrad bei Berücksichtigung aller mechanischen, elektrischen und hydraulischen Verluste auf etwa 75 %; beim Fahren im Bestwert beträgt er gemäß den von den Firmen garantierten Einzelwirkungsgraden sogar 77 %. Die Tatsache aber, daß unter diesen Bedingungen bei der Pumpspeicherung der Kohlenverbrauch für den Nachtstrom geringer ist als der Kohlenverbrauch bei unmittelbarer Erzeugung des Spitzenstromes in thermischen Anlagen, bedeutet einen ungewöhnlichen Erfolg der sich über vier Jahrzehnte erstreckenden Entwicklung großer Pumpspeicherwerke.

In diesem Zusammenhang ist eine Berechnung interessant, die zeigt, in welchem Ausmaß sich in den letzten 30 Jahren bei der Pumpspeicherung durch die allgemeine Rationalisierung der Kohlenverbrauch je kWh veredelten Spitzenstromes ermäßigt hat:

Bild 14 Oberbecken für das Pumpspeicherwerk Vianden, Luftbildaufnahme vom Juni 1961

Bild 15 Pumpspeicherwerk Vianden, Grundriß der Krafthauskaverne und des zugehörigen Stollensystems



	1930	1960
Thermischer Wirkungsgrad von Dampfkraftwerken (Bestwert)	19 %	39 %
Wärmeverbrauch je kWh Nutzabgabe (Bestwert)	4500 WE	2200 WE
Steinkohlenverbrauch je kWh Abgabe bei 7000 Cal/kg	0,64 kg	0,31 kg
Wirkungsgrad der Pumpspeicherung (Abnahmewert)	63 %	73 %
Steinkohlenverbrauch je kWh Spitzenstrom (in Pumpspeicherwerken erzeugt)	0,64 / 0,63 = 1,0 kg	0,31 / 0,73 = 0,42 kg

Der spezifische Kohlenverbrauch hat sich also durch die in den letzten 30 Jahren erzielten technischen Fortschritte auf weniger als die Hälfte verringert.

Für die Kostengestaltung von Pumpspeicherwerken ist die Indexentwicklung für Bauarbeiten und Maschinen von wesentlicher Bedeutung. In den letzten Jahrzehnten hat sich ein sehr divergierender Kostenanstieg in der Bau- und Maschinenindustrie ergeben. Dies hat zur Folge, daß der Kostenanteil des elektromechanischen Teiles heute viel höher liegt als früher und in seiner Größenordnung jetzt etwa dem Bauanteil entspricht, wie die nachstehenden Posten des Kostenanschlages des Pumpspeicherwerkes Vianden, jeweils in Prozenten der Gesamtkosten, erkennen lassen:

	Kostenanteil
1. Gesamter baulicher Teil, einschließlich Wohnlager und Unvorhergesehenes	37 %
2. Gesamter elektromechanischer Teil, einschließlich Nebenausrüstung, Druckrohrleitungen, Stahlwasserbau, Zollkosten und Unvorhergesehenes	37 %
3. Grunderwerb und Entschädigungen, Straßenverlegungen, Umsiedlungen, Werkswohnungen	8 %
4. Projektbearbeitung und Bauleitung	6 %
5. Verwaltungskosten, Steuern, Finanzierung, Bauzinsen und anteilige Dividenden	12 %
	100 %

Die spezifischen Baukosten liegen in der Größenordnung der Kosten thermischer Großanlagen.

Die hohe Mechanisierung der gesamten Baustelle bringt es mit sich, daß die Zahl der eingesetzten Ingenieure und Arbeiter bei weitem nicht so groß ist, wie man es bei einer derartig umfangreichen Großbaustelle normalerweise erwartet. Insgesamt sind bei den jetzt voll in Gang befindlichen Arbeiten nur rund 700 Personen, die allerdings aus neun Nationen stammen, beschäftigt. Etwa die Hälfte kommt aus Deutschland, ein knappes Drittel aus Italien. Soweit die Arbeiter nicht täglich nach Hause fahren können, sind sie in zwei vorbildlich eingerichteten Arbeiterlagern im Ourtal bzw. am Hochspeicherbecken untergebracht. Die Lager können auch für den zweiten Ausbau bestehen bleiben und später gegebenenfalls für soziale Zwecke zur Verfügung stehen.

Im Verlaufe des Herbstes 1962 sollten die ersten Maschinen in Betrieb kommen.

An der Projektierung und Bauleitung sowie am Bau und an der Lieferung von Ausrüstungsmaterial des Pumpspeicherwerkes Vianden sind unter vielen anderen auch etliche Schweizer Unternehmungen beteiligt, und zwar:

— Société Générale pour l'Industrie, Genève (Koordination der Studien und Bauarbeiten)
— Losinger & Co. S. A., Lausanne und
— Conrad Zschokke S. A., Genève (Consortium Centrale Vianden)
— Escher-Wyß AG., Zürich und Ravensburg (2 Turbinen und 2 Pumpen)
— Brown, Boveri & Co. AG, Mannheim (Generatoren, 6-kV-Schaltanlagen und 13,8-kV-Ableitungen)

Es wurde bereits erwähnt, daß an der Société Electrique de l'Our Interessenten aus verschiedenen europäischen Ländern beteiligt sind. Dieses internationale Gefüge hat seinen Niederschlag auch bei der Planung und Bauvergebung gefunden. Für die Planung sind ein

belgisches Konsortium, eine bekannte deutsche Ingenieurfirma und ein schweizerisches Ingenieurbüro eingesetzt, Gesellschaften, die vielseitige Erfahrungen auf dem Gebiet des Wasserkraftbaues in der ganzen Welt aufzuweisen haben und hier bei der Projektierung der Anlage verwerten können. Aus denselben Überlegungen heraus hat man die gesamten Lieferungen und Arbeiten international ausgeschrieben. Es waren bei den Angebotsabgaben Firmen aus USA, England, Schweden, Frankreich, Belgien, Holland, Luxemburg, Deutschland, Österreich, der Schweiz und Italien beteiligt. Viele dieser Länder haben recht interessante Vorschläge im Rahmen ihrer Angebote unterbreitet. Es sei z. B. erwähnt, daß die bei der Baudurchführung beteiligten schweizerischen Firmen gute Erfahrungen im Kavernenbau aufweisen; anderseits haben belgische und deutsche Firmen wertvolle Vorschläge für die Bewältigung der großen Felsbewegungen und die Dichtungsarbeiten gebracht. Bei der Lieferung der Maschinen und bei den Bauangeboten ergaben sich zum Teil wesentliche Preisunterschiede zwischen den einzelnen Ländern, ohne daß Differenzen in der Qualität festzustellen waren.

An dieser Stelle dankt der Berichterstatter besonders Dipl. Ing. *K. Böhler*, Vorsteher der Abteilung Wasserkraft des RWE, und seinen Mitarbeitern für ihre wertvolle Unterstützung zur Bearbeitung dieses Berichtes und für die sorgfältige Vorbereitung der geplanten Besichtigungen.

G. A. Töndury

Literaturangabe:

[1] Festschrift RWE 1898—1958
[2] Betriebsbericht RWE 1958 und 1959
[3] Geschäftsbericht RWE 1960/1961
[4] RWE/Kraftwerk Frimmersdorf
[5] Rheinbraun/Prospekt
[6] *K. Böhler*, Essen, «Energienutzung im Rahmen der Moselkanalisierung» (SA aus RWE — Verbund 1960/Nr. 29)
[7] *K.-J. Großheimann*, «Kraftwerkbau an der Mosel» (SA aus «Energiewirtschaftliche Tagesfragen» 1961/Heft 96, Essen)
[8] *G. Lenssen*, «Bauliche Einzelheiten des Moselkraftwerkes Trier» (SA aus «Der Bauingenieur» 1961/Heft 7)
[9] *K. Böhler*, Essen, «Das Pumpspeicherwerk Vianden» (SA aus «Energiewirtschaftliche Tagesfragen» 1960/Nr. 85)
[10] *K. Böhler*, Essen, «Pumpspeicherwerk Vianden» (SA aus «Die Wasserwirtschaft» 1961/Heft 12 und 1962/Heft 1)

Bilder

1	Photo RWE, Essen
4, 5	Photos Rheinbraun, Köln
10, 11, 12	Photos G. A. Töndury

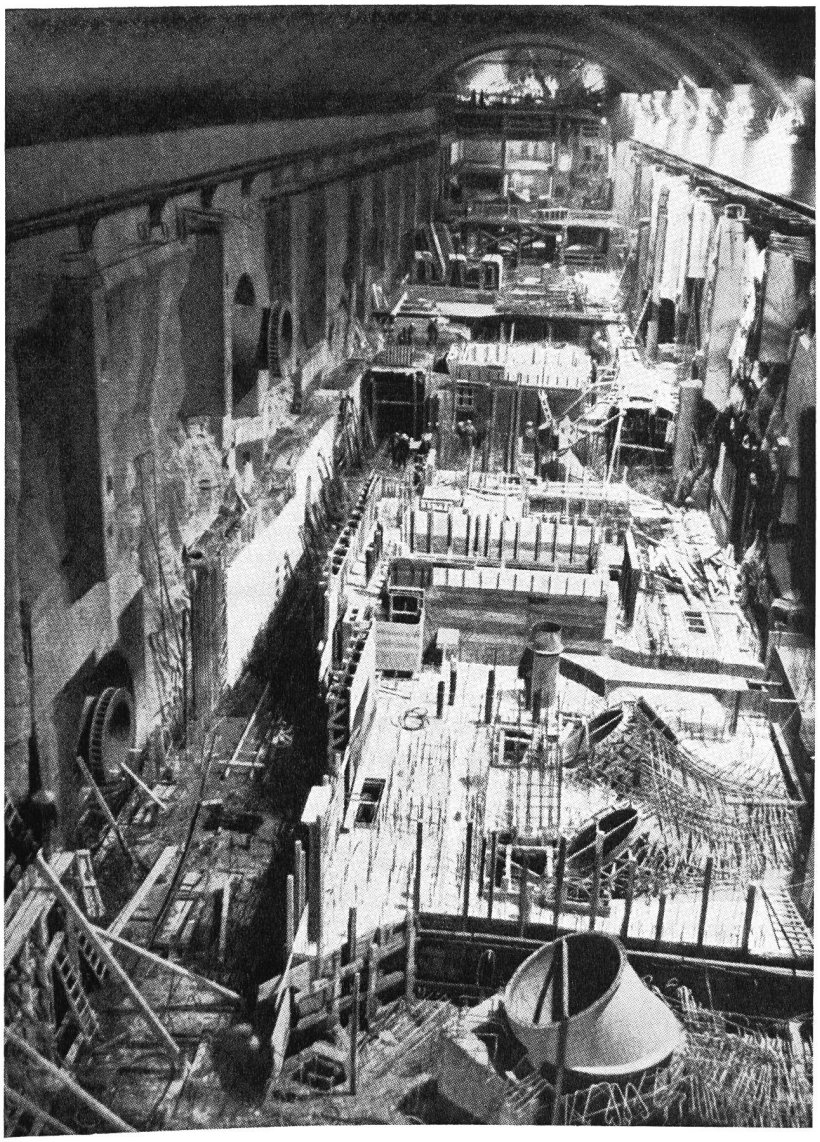


Bild 16
Krafthauskaverne Vianden,
Bauzustand Oktober 1961