

# GEOGRAPHISCHE INFORMATIONEN

Herausgegeben von der Kartograph. Anstalt Freytag-Berndt und Artaria, Wien  
Bearbeitung unter der Leitung von FRITZ AURADA

## Die Elektrizitätsversorgung Österreichs

Von JOSEF GRÜLL

Mit einer Skizze auf Seite 181

Im Rahmen der gesamten *Volkswirtschaft* bildet der Energiehaushalt einen bestimmenden Faktor. Innerhalb der *Energiewirtschaft* (vergl. Geogr. Inform. 1965/21, S. 341) kommt wieder der *Elektrizitätsversorgung* ganz besondere Bedeutung zu. Elektrizität ist Edelenergie, die sich durch besondere Wirtschaftlichkeit und vielseitige Verwendbarkeit auszeichnet. Der größte Teil des natürlichen Energiedargebotes wird in elektrischen Strom umgewandelt, um einen optimalen Nutzungseffekt zu erzielen. Dies trifft für Kohle, Erdöl und Erdgas ebenso zu, wie auch für die Nutzung des Wasserkreislaufes, der Windbewegung, des Tidenhubes (vgl. Geogr. Inform. 65/21, S. 349) und neuerdings auch der Atomkernreaktionen. In der Regel läßt die Beurteilung der Elektrizitätswirtschaft ziemlich zuverlässig auf die gesamtwirtschaftliche Lage des betreffenden Landes schließen.

Die folgende Übersicht soll über die Erzeugung elektrischer Energie Aufschluß geben und zwar für die gesamte Versorgung Österreichs. Die Angaben erfolgen in Gigawattstunden (GWh), wobei 1 GWh = 1 Mill. kWh.

J a h r	Wasserkraft	Wärmekraft	Insgesamt	A n t e i l i n %	
				Wasserkraft	Wärmekraft
1918	895	870	1 765	50,7	49,3
1937	2 390	500	2 890	82,7	17,3
1945	2 326	854	3 180	73,1	26,9
1950	4 976	1 375	6 351	78,3	21,7
1955	7 905	2 846	10 751	73,5	26,5
1960	11 882	4 083	15 965	74,4	25,6
1961	11 664	4 964	16 628	70,1	29,9
1962	12 127	5 680	17 807	68,1	31,9
1963	11 955	6 485	18 440	64,8	35,2
1964	13 179	7 184	20 363	64,7	35,3
1965	16 072	6 158	22 230	72,3	27,7

Alle folgenden Angaben, sofern nicht ausdrücklich anders vermerkt, beziehen sich auf das Jahr 1964, weil nur für dieses vollständige Angaben und Vergleichsmöglichkeiten vorhanden sind. Außerdem war im Jahr 1965 das Wasserdargebot besonders günstig, so daß der im Gang befindliche *Strukturwandel*, d. h. eine sehr merkliche *Erhöhung* des Anteils der *Wärmekraft* an der Gesamtversorgung nicht zum Ausdruck kam. Diese Entwicklungstendenz ist seit einiger Zeit auch in einer Reihe anderer europäischer Länder bemerkbar und zeigt ein deutliches Abrücken von dem für österreichische Verhältnisse geltenden Grundsatz der Stromerzeugung mit einem Anteil von 70% aus Laufkraftwerken, 10%

aus Speicherwerken und 20% aus Wärmekraftwerken. Mag es auch für die augenblickliche Situation eine durchaus günstige Lösung darstellen, große Kraftwerksneubauten auf die preisgünstige Basis billigen Erdöls zu stellen, so scheint es auf längere Sicht höchst zweifelhaft, ob in Spannungszeiten, d. h. bei Eintreten krisenhafter Situationen in der internationalen Lage die österreichische Elektrizitätsversorgung gesichert bleibt.

Die Aufteilung der Gesamterzeugung des Jahres 1964 soll folgende Zusammenstellung zeigen:

	Laufwerke	Speicherwerke	Wasserkraft	Steinkohle	Braunkohle	Heizöl	Diesöl	Erdgas	Koks und Gichtgas	Sonst. Brennstoffe	Wärmekraft	Zusammen
in GWh	9612	3567	13179	294	2824	2352	19	1463	127	105	7184	20363
in %	47,2	17,5	64,7	1,4	13,9	11,6	0,1	7,2	0,6	0,5	35,3	100

Die Erzeugungsziffern allein vermögen kein umfassendes Bild der Versorgungslage zu vermitteln. Gesamterzeugung (20 363 GWh) und Stromeinfuhr ergeben als Summe 21 363 GWh; vermindert um die Stromausfuhr (3 701 kWh) stellt sich der *Gesamtverbrauch auf 17 655 GWh*. Um die tatsächliche Versorgungssituation klarer zu zeigen, empfiehlt es sich, den Verbrauch für Ranshofen und Pumpspeicherung auszuklammern, wodurch sich ein Verbrauch von 15 719 GWh ergibt. Entscheidend für die Beurteilung der Versorgungslage sind die *Zuwachsraten des Verbrauchs*, bzw. des zu erwartenden *Bedarfes*. Letzterer bewegt sich von Jahr zu Jahr zwischen +5 und +10%, woraus sich für einen Zeitraum von zehn Jahren annähernd eine Verdopplung ergibt. Damit hält Österreich mit der Entwicklung in den Ländern des europäischen Westens ungefähr Schritt. Die Gegenüberstellung prozentueller Steigerungsquoten ist sehr aufschlußreich, kann aber leicht zu Fehleinschätzungen führen, wenn der Nachholbedarf eines in der Entwicklung zurückgebliebenen Landes miteinbezogen wird (vgl. Geogr. Inform. 1961/9, S. 143).

Eine gute *Vergleichsmöglichkeit* bieten die *Kopfquoten je Einwohner*. Bezogen auf die gesamte Elektrizitätsversorgung erzeugte Österreich im Vergleichsjahr je Einwohner 2822 kWh; der Verbrauch belief sich auf 2447 kWh. Läßt man die von den Österreichischen Bundesbahnen (ÖBB) und den Industrie-Eigenanlagen erzeugte Menge, d. s. 462 bzw. 2681 GWh unberücksichtigt, betrachtet also anstelle der „gesamten“ (20 363 GWh) nur die „öffentliche“ Elektrizitätsversorgung (17 220 GWh), dann reduzieren sich die Kopfquoten auf 2386 kWh für die Erzeugung und 1953 kWh für den Verbrauch. Etwa von derselben Größenordnung, wenn auch geringfügig höher, sind die entsprechenden Werte für die Bundesrepublik Deutschland. Somit ist Österreichs Verbrauch je Einwohner höher als in Frankreich, Belgien, der Sowjetunion, Dänemark, Italien, Polen, Jugoslawien und Portugal, das mit knapp 1400 kWh den geringsten Verbrauch unter den Ländern West- und Mitteleuropas aufzuweisen hat. Die Spitze hält Norwegen mit über 11.000 kWh (vgl. Geogr. Inform. 1964/18, S. 301). Doch darf diese Tatsache nicht als ein Zeichen überaus wirtschaftlicher Prosperität gewertet werden, sondern muß auf die sehr stromintensive metallurgische Industrie, insbesondere auf die Aluminiumverhüttung dieses Landes zurückgeführt werden. Deshalb wird auch in der österreichischen Statistik bei Ziffern des Stromverbrauches häufig Ranshofen ausgeklammert, um kein verzerrtes Bild

der Versorgungslage zu geben. Nach Norwegen folgen USA und Schweden mit nahezu 6000 kWh, daran schließen sich die Schweiz (vergl. Geogr. Inform. Mai 1965/20, S. 333) und Großbritannien mit Verbraucherquoten zwischen 3000 und 4000 GWh.

Kraftwerke können nach verschiedenen Gesichtspunkten eingeteilt werden: *Erstens* kann eine grobe Unterscheidung nach dem jeweiligen *Betriebsmittel* vorgenommen werden; demnach sind die beiden großen Gruppen der Wasser- und Wärmekraftwerke auseinanderzuhalten. *Zweitens* kann nach *Werkstyp* und *Betriebsart* unterschieden werden; d. s. bei Wasserkraft Speicher- und Laufwerke; bei kalorischen Werken ist die Brennstoffbasis für die Befuerung der Kesselanlagen — zumeist in kombinierter Form vorhanden — (Stein- oder Braunkohle, Heiz- oder Dieselöl, Erd-, Koks- oder Gichtgas) — entscheidend, aber auch ob mit *Dampf- oder Gasturbinensätzen* gefahren wird. Bei modernen Anlagen sind mitunter beide Antriebsarten gekoppelt; z. B. beim Wärmekraftwerk „Hohe Wand“ dienen die Turbinenabgase mit ihrem hohen Sauerstoffgehalt der Kesselfeuerung des Dampfturbinenblocks. Die nicht unbedeutende Eigenwärme dieser Abgase wird dabei ebenfalls zur Dampferzeugung ausgenützt. Wärmekraftwerke können durch Ausstattung mit Gegendruckanlagen einen Teil der im Dampf enthaltenen Wärme zur Raumheizung verwenden, bzw. industriellen Zwecken zuführen. Dieses Prinzip findet bei sogen. *Fernheizkraftwerken (FHK)* Anwendung; bahnbrechend war auf diesem Gebiet das Fernheizkraftwerk Klagenfurt.

Eine *dritte* Möglichkeit besteht darin, die Kraftwerke entsprechend ihrem *Versorgungsbereich* zusammenzufassen. Außer Kraftwerken der *öffentlichen Versorgung* gibt es eine stattliche Anzahl sogenannter „*Industrie-Eigenanlagen*“, deren Erzeugung zur Deckung des Eigenbedarfes industrieller, gewerblicher oder landwirtschaftlicher Unternehmen dient, teilweise aber auch in das öffentliche Netz eingespeist wird (sogen. „*Industrieinspeisung*“). Die Kraftwerke der Österreichischen Bundesbahnen (ÖBB), kurz als „*Bahnkraftwerke*“ bezeichnet, sind ebenfalls von der „*öffentlichen Versorgung*“ ausgenommen, nicht zuletzt weil sich ihr Stromsystem (Einphasenwechselstrom mit einer Frequenz von  $16\frac{2}{3}$  Hz) vom sogenannten „*Industriestrom*“ (Dreiphasen-Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 Hz) wesentlich unterscheidet. Die sogenannten „*Grenzkraftwerke*“ am Inn dienen zwar der öffentlichen Versorgung, jedoch nur mit einer Hälfte ihrer Erzeugung; die andere Hälfte kommt gemäß internationaler Übereinkunft dem Nachbarland Bayern zugute.

*Viertens* und *letztens* besteht noch die Möglichkeit, Kraftwerke nach ihrer *funktionellen Bedeutung* zu bezeichnen. *Spitzenkraftwerke* z. B. werden zur Deckung der „*Bedarfsspitzen*“ herangezogen, wogegen Kraftwerke mit konstanter Erzeugung, z. B. Lauf- oder Flußkraftwerke die „*Grundlast*“ zu tragen haben. Außerdem besteht der Begriff „*Großkraftwerk*“. Damit werden Anlagen mit besonders großer Maschinenleistung bezeichnet. Vor Jahren galt bereits ein Werk mit einer Leistung von über 5 Megawatt (1 MW = 1000 W) als Großkraftwerk; später wurde die Grenze auf 10 MW hinaufgesetzt. Um heute aber die wirklichen Giganten unter den österreichischen Kraftwerken hervorzuheben, empfiehlt es sich, 100 MW als unteren Grenzwert zu wählen. Im beigefügten Kärtchen auf S. 181 wurde dieser Überlegung durch drei verschiedene Signaturengrößen Rechnung getragen. Die Formen der graphischen Symbole mögen vielleicht ungewöhnlich erscheinen, entsprechen aber einer internationalen Norm (IEC 1962), welche auch für Österreich verbindlich erklärt wurde.

Die Angabe der *Leistung* allein, vermag jedoch nicht, die Bedeutung eines Kraftwerks hinreichend zu kennzeichnen. Schließlich ist die *Erzeugung* — angegeben in Kilowattstunden (kWh) oder Vielfachem dieser Einheit [1 Megawattstunde (MW) = 1000 kWh; 1 Gigawattstunde (GWh) = 1 Mill. kWh] — ein nicht minder wichtiges Charakteristikum. In der beigefügten Karte wurde die Stromerzeugung durch die Beschriftung zum Ausdruck gebracht. Bei Wasserkraftwerken kann die durchschnittliche Erzeugung dem „*Regelarbeitsvermögen*“ gleichgesetzt werden, d. i. jene erzeugbare Energie, die dem Mittelwert aus einer möglichst langen, zusammenhängenden Jahresreihe entspricht. Für Wärmekraftwerke gibt es diesen Begriff nicht, weil deren Arbeitsleistung davon abhängt, wieviel Stunden jährlich ihre Engpaßleistung ausgenützt wird. Immerhin variiert die kalorische Stromerzeugung auch nur innerhalb gewisser Grenzen (etwa 2000—6000 Stunden im Jahr), weil ihr Einsatz darauf beschränkt bleibt, jene Fehlmenge an elektrischer Energie zu liefern (Ergänzungsenergie), die z. B. infolge eines sogenannten „Trockenjahres“ durch Wasserkraft nicht gedeckt werden konnte.

Im einzelnen sind zu den verschiedenen Kraftwerkstypen und ihren Betriebsarten ergänzende Erläuterungen hinzuzufügen. Speicherwerke liefern „Spitzenenergie“ und können je nach ihrer Anlage im Zyklus der Lang- oder Kurzzeitspeicherung arbeiten. *Langzeitspeicher* sind Jahresspeicher, bei denen das hydraulische Dargebot entsprechend den Bedarfsschwankungen innerhalb eines Jahres abgearbeitet wird. Analoges gilt für Tages- und Wochenspeicher, welche beide als *Kurzzeitspeicher* bezeichnet werden. Im allgemeinen ist ein Jahrespeicher dazu bestimmt, wertvolle Winterenergie abzugeben. Häufig wird bei Speicherwerken der natürliche Zufluß durch Beileitungen, d. h. durch Erweiterung des Einzugsgebietes vergrößert. *Pumpspeicherung* lohnt sich dann, wenn ausreichende Mengen *unverwertbarer Energie* anfallen. Bei diesem Verfahren wird sonst ungenutzte Überschußenergie zum Betrieb von Pumpen verwendet (z. B. bei Nacht oder am Wochenende). Diese Pumpen heben Wasser in hochgelegene Speicherbecken, das dann zur Deckung anfallender Bedarfsspitzen abgearbeitet wird. Eine der leistungsfähigsten Anlagen dieser Art ist das Lünarseewerk in Vorarlberg. Auch bei Pumpspeicherung ist ein Langzeitzyklus (Jahresspeicherung = *Saisonspeicherung*, d. h. Sommer-Winterverlagerung) oder ein das ganze Jahr währender Kurzzeitzyklus, sogenannter „*Wälzbetrieb*“ möglich.

*Laufwerke* verfügen über keine Speichermöglichkeit, sind theoretisch das ganze Jahr über in Betrieb und auf die nutzbare Wasserfracht des jeweils anfallenden Durchflusses angewiesen. Laufwerke dienen zur Nutzung großer Ströme und Flüsse, deren Wasserführung nicht in solchem Maße schwankt, daß der Kraftwerksbetrieb dadurch untragbaren Einschränkungen unterworfen wäre. Wegen ihrer relativ stetigen Leistung fällt ihnen die Aufgabe zu, die „Grundlast“ zu decken. Außer den Kraftwerken an der Donau gehören zu dieser Gruppe auch die österreichisch-bayrischen Innkraftwerke.

Gleichsam einen Übergang vom Speicher- zum Laufwerk bilden die Kraftwerksketten an Enns und Drau; auch die Lech- und Illerstufen in Süddeutschland gehören dieser Type an, die als *Laufwerk mit Schwellbetrieb* bezeichnet wird. Diese Werke eignen sich für mittlere Flüsse, deren hydraulisches Dargebot weder besonders mächtig ist, noch mit stets gleichbleibender Regelmäßigkeit anfällt. Während der „Schwachlaststunden“ (in der Nacht oder am Wochenende), allenfalls auch in Zeiten niedriger Wasserführung kann das hydrau-

lische Dargebot in einem Schwellbecken kurzfristig gespeichert werden. Anschließend, z. B. während der Starklaststunden ist es dann möglich, eine höhere Leistung auszufahren als dies bei Nutzung des natürlichen Zuflusses während dieser Zeitspanne möglich wäre. Selbst der Inn, der in seinem Unterlauf Laufwerke betreibt, erfordert beim Kraftwerk Imst zwecks optimaler Nutzung Schwellbetrieb. Das oberste Kraftwerk jeder im Schwellbetrieb arbeitenden Kette wird als „*Führungskraftwerk*“ bezeichnet. Bei den Draukraftwerken ist dies z. B. Edling. Außer Schwabeck und Lavamünd gehören zu dieser Kraftwerksreihe noch weitere fünf Unterlieger, die sich aber auf jugoslawischem Staatsgebiet befinden, weshalb der Schwellbetrieb mittels zwischenstaatlicher Abmachungen geregelt werden mußte.

Wie bereits erwähnt, besteht die Tendenz zum vermehrten Bau von Wärmekraftwerken, nicht zuletzt deshalb, weil die Baukosten je erzeugter Kilowattstunde um 50—60% niedriger sind als bei Wasserkraftwerken. Zu dieser Entwicklung trägt außerdem der technische Fortschritt bei, d. s. Automatisierung, Fernüberwachung, größere Maschineneinheiten mit höheren Temperaturen und stärkerem Dampfdruck. Dadurch geht der spezifische Netto-Wärmeverbrauch ständig zurück. Im Jahre 1947 betrug der Durchschnittsverbrauch 5200 kcal/kWh, 1957 war dieser Wert auf 3662 kcal/kWh und 1964 sogar auf 2973 kcal/kWh gesunken.

	Engpaß- leistung in MW	Jahres- erzeugung 1964 in GWh	Nutzungs- dauer der Engpaß- leistung in 1000 Stdn.	Spezif. Nettowärme- verbrauch in kcal/kWh	Therm. Wirkungs- grad in %
Simmering	180,0	1 046,6	5,8	2 833	27,3
Hütte Linz	175,0	689,2	3,9	3 453	24,9
Neusiedl	28,0	92,7	4,6	4 005	21,5
Korneuburg (DKG)	80,0	393,0	4,9	2 344	36,7
Korneuburg NEWAG	75,0	541,6	7,2	2 877	29,9
Hohe Wand	78,0			3 280	26,2
Timelkam	122,0	406,5	3,3	3 114	25,7
Voitsberg I	60,0	330,1	5,5	3 768	22,8
Voitsberg II	65,0	381,9	5,9	2 643	32,5
St. Andrä I	67,5	208,1	3,1	3 726	23,1
St. Andrä II	110,0	387,7	3,5	2 483	34,6
Zeltweg	130,0	602,7	4,6	2 446	35,2
Pernegg	104,0	263,5	2,5	2 703	31,8
FHK Klagenfurt	13,4	54,3	4,0	2 550	33,7
FHK Salzburg	17,6	61,7	3,6	3 087	27,9
FHK Graz	57,0	130,4	2,3	2 747	31,3
FHK Wels	8,5	31,5	3,7	3 286	26,2
FHK St. Pölten	6,5	11,8	1,8	1 620	53,1
FHK Pinkafeld	12,0	59,3	4,9	3 589	24,0
FHK Arsenal Wien	9,6	9,7	1,0	1 552	55,4
FHK Hofburg Wien	1,6	2,0	1,2	1 894	45,4
FHK Mödling	3,0	6,6	2,2	1 481	58,0

Wie die vorstehende Zusammenstellung zeigt, liegen diese Werte bei einer Reihe neuerer Kraftwerke wesentlich unter dem Durchschnitt. Im selben Maße, in dem der spezifische Netto-Wärmeverbrauch abnimmt, erhöht sich der thermische Wirkungsgrad. Nachdem einer Kilowattstunde elektrischer Energie 860 Kilokalorien (kcal) Wärmeenergie entsprechen, ergibt sich der thermische Wirkungsgrad als Quotient aus 860 kcal/kWh und dem spezifischen Nettowärmeverbrauch in kcal/kWh. Der überaus hohe Wirkungsgrad bei Gegendruck-Fernheizkraftwerken erklärt sich daraus, daß an Stelle des gesamten Wärmeverbrauchs nur der Wärmeverbrauch für die Elektrizitätserzeugung zugrunde gelegt wurde.

Die Engpaßleistung aller österreichischer Kraftwerke betrug Ende 1964 5536 MW, wovon 3736 MW oder 67,5% auf Wasserkraft und 1800 MW oder 32,5% auf Wärmekraft entfielen. Engpaßleistung ist jene höchste Leistung, die von einem Kraftwerk dauernd erzeugt werden kann, sofern die erforderlichen Energieträger, d. s. Wasser, Brennstoffe u. dgl. vorhanden sind. Die Engpaßleistung wird vom leistungsschwächsten Anlagenteil (z. B. Druckrohrleitung, Kessel, Kraftwerkstrafo usw.) bestimmt. Oft wird der Ausdruck „installierte Leistung“ (bezogen auf den Generator) verwendet, obwohl die Bezeichnung Engpaßleistung treffender wäre.

Aufgegliedert nach Versorgungsbereichen setzte sich die Gesamtenergieerzeugung des Jahres 1964 folgendermaßen zusammen:

#### Öffentliche Elektrizitätsversorgung

(d. s. Sondergesellschaften, Landesgesellschaften, städtische Unternehmungen und sonstige Elektrizitätsversorgungsunternehmen)

#### Industrie-Eigenanlagen

#### Österreichische Bundesbahnen

Zusammen

16 913 GWh ( 83,1%)
2 988 GWh ( 14,7%)
462 GWh ( 2,2%)
<hr/>
20 363 GWh (100,0%)

Der Verbrauch für das Jahr 1964 läßt sich folgendermaßen aufgliedern:

	GWh	%
Haushalt	2 603	14,7
Gewerbe	1 784	10,1
Landwirtschaft	416	2,4
Industrie	8 492	48,1
Öffentliche Anlagen	424	2,4
Verkehr (einschl. ÖBB)	1 122	6,4
Eigenverbrauch	602	3,4
Kraftwerksbaustellen	53	0,3
Pumpspeicherung	667	3,8
Übertragungsverluste	1 490	8,4

Bei der Industrie sind vor allem die Metallindustrie (Ranshofen allein: 1269 GWh), die Eisenerzeugung, die chemische und Papier-Industrie die stromintensivsten Sparten; sie verbrauchten zusammen 5343 GWh.

Kernstück der Bahnkraftwerke sind die Stubachwerke: Enzingerboden, Schneiderau und Uttendorf. Dazu kommen noch die Werke Braz und Spullersee in Vorarlberg, sowie Schönberg in Tirol und Obervellach in Kärnten.

In diesem Zusammenhang sind noch drei „bahnfremde“, d. h. nicht im Besitz der ÖBB befindliche Kraftwerke zu nennen, nämlich Steeg, Achensee und seit 1965 auch das Ennskraftwerk St. Pantaleon. Alle drei Werke haben getrennte Maschinengruppen für Drehstrom und für Wechselstrom und können sowohl in das öffentliche Netz einspeisen als auch niederfrequenten Bahnstrom (Wechselstrom) abgeben. Trotz steten Ausbaues, Speichervergrößerung (Spullersee, Stubachgruppe), Erweiterung der Einzugsgebiete (z. B. Beileitungen von der Tauernsüdseite her für die Stubachwerke) und Modernisierung des teilweise überalterten Maschinenparkes, vermochten diese zehn Kraftwerke den Bedarf der ÖBB (1964: 840 GWh) kaum mehr als zur Hälfte zu decken. Der Rest wurde aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogen und zwar über das *Umformerwerk Auhof*. Für die Österreichischen Bundesbahnen ist daher dieses Werk eine äußerst wichtige Stromquelle, etwa vom Rang eines Großkraftwerkes. Im Werk Auhof wird „Industriestrom“ aus dem Netz der öffentlichen Versorgung auf „Bahnstrom“ umgeformt. Warum wurde für die elektrische Zuförderung ein von der Allgemeinversorgung abweichendes Stromsystem gewählt und beibehalten? Mehrere Gründe liegen dafür vor: Bei dreiphasigem Drehstrom müßte die Speisung der Triebfahrzeuge durch eine zweipolige Fahrleitung erfolgen, wenn einer der Phasenleiter durch die Fahrschiene gegeben ist. Dagegen genügt eine einpolige Fahrdrabtleitung, wenn Gleich- oder einphasiger Wechselstrom Verwendung findet. Im Unterschied zu den für Drehstrom üblichen Bauarten (Asynchronmotor) gestatten die für einphasigen Wechselstrom oder Gleichstrom eine günstigere Drehzahl- und damit Fahrgeschwindigkeitsregelung.

Während Italien für den elektrischen Bahnbetrieb Gleichstrom mit 3 kV Fahrdrabtspannung eingeführt hat, konnte zwischen den Eisenbahnverwaltungen Deutschlands, Österreichs und der Schweiz die einheitliche Verwendung von Wechselstrom mit einer Frequenz von  $16\frac{2}{3}$  Hz und einer Fahrdrabtspannung von 15 kV vereinbart werden.

Die *Übertragungsleitungen* von den Energiequellen zu den Unterwerken, welche die Fahrdrabtleitung der einzelnen Streckenabschnitte über sogenannte *Unterwerke* (= Trafo-Stationen) speisen, besaßen ursprünglich eine Spannung von 55 kV. Dieses Leitungssystem wird nach und nach durch ein leistungsfähigeres *110 kV-Netz* ersetzt. Zur Zeit reicht es von Feldkirch bis Auhof. Ab St. Johann im Pongau gliedert sich das Netz in zwei geschlossene Ringsysteme. Eines davon führt über das Kraftwerk Obervellach, die Unterwerke Villach, Mariahof, St. Michael, Selzthal wieder zurück zum Ausgangspunkt St. Johann. Der zweite Ring geht ebenfalls von St. Johann im Pongau aus, erreicht über eine nordwärts führende Trasse Steindorf und leitet über eine Reihe weiterer Unterwerke nach Auhof. Von dort wendet sich der Leitungsstrang südwärts und schließt nach Überquerung des Semmerings in St. Michael an den ersterwähnten Ring an. Das 110 kV-Netz der ÖBB hat eine Trassenlänge von mehr als 1400 km und speist 21 Unterwerke. In Innsbruck besitzt das Verbundsystem der ÖBB einen eigenen Lastverteiler, über den der Energieausgleich bei auftretenden Bedarfsspitzen geregelt wird. Die Richtung des Energietransportes ist daher nicht gleichbleibend, sondern wechselt entsprechend dem jeweiligen Strombedarf in den einzelnen Netzteilen. Zwischen den Unterwerken wird ein optimaler Abstand von rund 50 km angestrebt. Zur besseren Überwindung sogenannter Steilrampen wurden gerade an den Scheitelpunkten derselben Unterwerke errichtet, wie z. B. am Semmering oder in Rekawinkel. Das Verbundnetz der ÖBB ist auch dem Netz der Deutschen Bundes-

bahnen angeschlossen, d. h. vom Unterwerk Steindorf nach Traunstein und vom Unterwerk Zirl nach Kochel.

Nicht nur für die Bahnstromversorgung, selbstverständlich auch für die übrige Elektrizitätsversorgung ist ein *umfassendes Übertragungssystem* zwingende Voraussetzung für die klaglose Belieferung aller Stromverbraucher. Mag auch die Erzeugung ausreichen, ohne Verteilungssystem vermag sie den Bedarf nicht zu befriedigen. Deshalb wurde nach 1945 darangegangen, ein gesamtösterreichisches Verbundnetz aufzubauen. Vorher bestanden drei voneinander getrennte Versorgungsgebiete. Jedes einzelne war zwar an Deutschland angeschlossen, aber untereinander bestand keinerlei Verbindung. Nach dem zweiten Weltkrieg hat Österreich eine *Bundessammelschiene*, d. h. eine 220 kV-Leitung gebaut, welche vorerst nur von Wien-Bisamberg über Ernsthofen und Weißenbach (Ennstal) nach Kaprun führte. Im Laufe der letzten Jahre wurde sie weiter nach Westen ausgebaut und reicht gegenwärtig bis zum Umspannwerk Westtirol mit einem Anschluß an das Kraftwerk Kaunertal. Eine Fortsetzung der Bundessammelschiene bis nach Bürs in Vorarlberg ist zwar geplant, dürfte aber noch einige Bauzeit erfordern. Von Kaprun aus wurde eine weitere 220 kV-Leitung nach St. Peter bei Braunau errichtet. Der Leitungsstrang führt weiter zu den Kraftwerken Schärding und Jochenstein, teilweise auf bayerischem Gebiet verlaufend. Eine zweite 220 kV-Leitung — mit Anschluß an das Donaukraftwerk Aschach — führt von St. Peter nach Ernsthofen und schließt damit einen Leitungsring. Ein weiterer Ring besteht noch, der vom Bisamberg über das Umspannwerk Wien-Südost als 220 kV-Leitung nach Hessenberg und weiter nach Weißenbach gebaut wurde. Von Hessenberg zweigt eine Leitung nach Obersielach in Kärnten ab; ihr sind die Kraftwerke Zeltweg, St. Andrä und Edling angeschlossen. Darüber hinaus besteht ein hinreichend engmaschiges Netz von 110 kV-Leitungen.

*Drei Leitungsstränge* besitzen eine Nennspannung von 380 kV, werden aber nur mit 220 kV betrieben. Zwei davon gehören den Vorarlberger Illwerken und nehmen von Bürs ihren Ausgang; die eine führt nach Herbertingen, die andere nach Dellmensingen, beides große Umspannwerke in Süddeutschland. Die dritte 380 kV-Leitung besteht erst seit 1963 und stellt eine Verbindung vom Umspannwerk Westtirol zum bayerischen Umspannwerk Vöhringen her. Ende 1964 bestanden in Österreich *180,2 km 380 kV-Leitungen*, sämtliche mit 220 kV betrieben und *1411,7 km* mit einer *Nennspannung von 220 kV*, die teilweise jedoch auch nur eine Betriebsspannung von 110 bzw. 130 kV aufzuweisen hatten. Auch über dieses Netz bestehen Anschlüsse zu den Nachbarstaaten: St. Peter — Altheim (Bayern), Bisamberg—Sokolnice (ČSSR), Lienz—Soverzene (Italien). Die Trassenlänge des *110 kV-Netzes*, das teilweise nur mit Spannungen von 60, 45, 35, 32 und 20 kV betrieben wird, betrug Ende 1964 *2956 km*. Auch über diesen Netzteil erfolgt Stromaustausch mit einzelnen Nachbarstaaten.

Mit Ausnahme des Versorgungsgebietes Vorarlberg sind durch das Verbundnetz alle österreichischen Kraftwerke und Übertragungseinrichtungen, einschließlich jener der ÖBB zusammengeschlossen. Vorarlberg steht jedoch über das deutsche Verbundnetz mit dem österreichischen in Verbindung. Denn das österreichische Leitungssystem ist mit dem deutschen ständig zusammengeschlossen, fallweise auch mit dem italienischen, schweizerischen, jugoslawischen, tschechischen und in naher Zukunft auch mit dem ungarischen. Dadurch stellt Österreichs Elektrizitätsversorgung ein wichtiges Glied im Verbund- und Versorgungssystem Europas dar.



## Literatur

Betriebsstatistik 1964 I. Teil — Gesamtergebnisse, Betriebsstatistik 1963 II. Teil Einzelangaben und Zusammenfassungen, Brennstoffstatistik 1964 der Wärmekraftwerke f. d. öffentl. Elektrizitätsversorgung i. Österr., alle herausgegeben v. Bundeslastverteiler beim BM f. Verkehr und Elektrizitätswirtschaft. 380 kV, 220 kV und 110 kV-Leitungen, Trassenlängen in km, herausgeg. v. d. Verbundgesellschaft, Wien 1965; Regelarbeitsvermögen d. Wasserkraftwerke d. EVU i. Österr. Stand 1. Jänner 1965, herausgegeben v. d. Verbundgesellschaft; Österreichs Energiebauten 1958—1959, Österreichs Kraftwerksbauten 1961—1962 und 1963—1964, Wien; L. BAUER, Österreichs Energiewirtschaft, Wien 1960; Elektrotechnik und Maschinenbau (Wien) 1966/1.

## KURZNACHRICHTEN

## EUROPA

## ÖSTERREICH

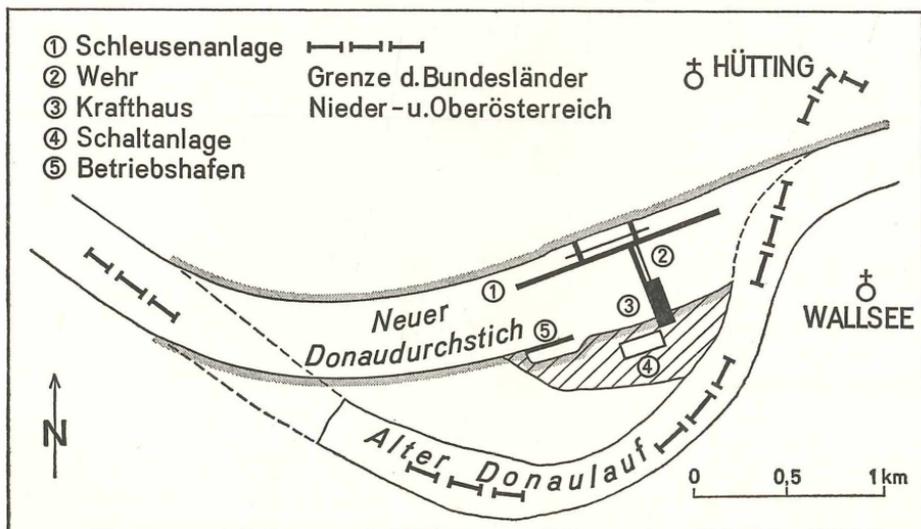
## Donaukraftwerk Wallsee

Das *gegenwärtige Donaubett* im Bereich des Machlandes behindert die Schifffahrt vornehmlich in der Grünauer Furt unterhalb St. Pantaleon mit ihren Untiefen und Sandbänken und in der scharfen Flußkrümmung zwischen Achleiten und Wallsee, wo sich der Strom hart am Hügelrand hält. Der Rahmenplan der Donaukraftnutzung (vgl. Geogr. Inf. 1962/12—13, Seite 212) hatte daher bei der Staustufe Wallsee — Mitterkirchen vor allem auf die Verbesserung dieser Verhältnisse Bedacht genommen.

Nachdem das *Projekt Wallsee* bereits 1963 bei der Wasserrechtsbehörde zur Genehmigung eingereicht und im folgenden Jahr an Ort und Stelle abgehandelt worden war, begann am 3. Mai 1965 der Bau des Donaukraftwerkes. Der Strom erhält hier ein rund 3 km langes, 360 m breites und 7 m tiefes *neues Bett* etwa in der Sehne jenes Bogens oberhalb Wallsee, dessen schmale Fahrrinne und starke

Strömung bisher zu einbahnigem Schiffsverkehr zwingt. Da die gesamte Anlage also auf trockenem Gelände errichtet und die Donau erst danach in ihr neues Bett geleitet wird, läßt sich die Bauzeit gegenüber den früheren, im Strom errichteten Donaukraftwerken um ein Jahr verkürzen. Im September 1965 begann der Aushub der Baugrube, deren Areal von 43 ha etwa dem Augarten oder der Vatikanstadt entspricht. Im Frühjahr 1966 setzen die Betonierarbeiten in vollem Umfang ein, der erste Maschinensatz soll 1968 anlaufen, das ganze Werk bis Frühjahr 1969 vollendet sein.

In der bis 33 m tiefen Baugrube (die durchschnittliche Seehöhe der angrenzenden Donau beträgt 233 m) entstehen nun südseitig das *Krafthaus* (6 Maschinensätze mit zusammen 198.000 kW Maximalleistung, Regeljahresarbeit 1,27 Mrd. kWh), anschließend in der Mitte die *Wehranlage* und nordseitig die 230 m lange und 2 × 24 m breite *Doppelkammerschleuse*, die den bisherigen Anlagen und den bindenden Empfehlungen der Internationalen Donaukommission entspricht. Einschließlich des Durchstichs müssen 10 Mill. m<sup>3</sup>



# ZOBODAT - [www.zobodat.at](http://www.zobodat.at)

Zoologisch-Botanische Datenbank/Zoological-Botanical Database

Digitale Literatur/Digital Literature

Zeitschrift/Journal: [Mitteilungen der Österreichischen Geographischen Gesellschaft](#)

Jahr/Year: 1966

Band/Volume: [108](#)

Autor(en)/Author(s): Grüll Josef

Artikel/Article: [Die Elektrizitätsversorgung Österreichs 173-182](#)