

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 61 (1970)
Heft: 4

Artikel: Unabhängige Kraftwerke als Ergänzung abhängiger Werke
Autor: Stephenson, H.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-915916>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 01.04.2025

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

nicht mehr vorgenommen werden. Wegen den bei gekapselten Anlagen geringen Abständen steht die abgeschaltete Zelle, die auf Spannungsfreiheit geprüft werden soll, im Einfluss des elektrischen Feldes der Nachbarzelle. Der Spannungsprüfer wird deshalb an der abgeschalteten Leitung keine eindeutige Spannungsfreiheit anzeigen und somit aufleuchten. Diese anfänglichen Schwierigkeiten sind behoben, da die Industrie inzwischen Spannungsprüfer herstellt, die einen auf die Betriebsspannung eingegrenzten Anzeigebereich haben.

Im Betrieb treten leider an reinen giessharzisierten Anlagenteilen Störungen auf, deren Ursache noch nicht geklärt werden konnte. Man nimmt aber an, dass besonders in Überlandnetzen, wie sie das BW betreibt, diese giessharzisierten Teile durch Stossüberspannungen besonders stark beansprucht werden. Vermutlich entstehen innerhalb des Giessharzes Entladekanäle, die dann schliesslich zum Durchschlagen eines Anlagenteiles führen. Es wird in der Literatur empfohlen, die in eine Station führenden Kabel am Anfang und am Ende durch Ventilableiter zu schützen. Beim BW tun wir dies zur Zeit nur am Übergang von der Freileitung zum Kabel, also am Kabelanfang.

In abgeschotteten und mit Giessharz isolierten Anlagen ist es bei uns zu Glimmentladungen gekommen, da die Anlagen nicht ausreichend belüftet waren und sich in den Schaltfeldern Luftstauungen bildeten.

Der Einbau gekapselter Anlagen ist im Netz des BW nicht mehr wegzudenken. Verteilstationen, soweit sie im Kabelnetz errichtet werden, werden nur noch als gekapselte Anlagen erstellt. Sie sind betriebssicher, die kleinen Abstände der Reihe S führen nicht zu einer grösseren Störanfälligkeit.

Auf dem Gebiet der Verteilstationen hat die Entwicklung der gekapselten Anlagen einen gewissen Abschluss gefunden. Wie die Verteilstation heute angeboten wird, ist sie mit ihren Abmessungen klein genug. Die Entscheidung, ob raumsparende Mittelspannungsanlagen aufgestellt werden sollen, ist, soweit es sich um Verteilstationen aus Betonfertigteilen handelt, nicht schwierig, da diese Anlagen in einer grösseren Stückzahl und in immer gleicher Ausführung benötigt werden. Diese Stationen sind preislich so günstig, dass sie mit jeder Bauart in Konkurrenz treten können.

Bei Schaltstationen ist die Entscheidung, gekapselt oder offen zu bauen, schwieriger, da es sich hierbei um Einzelprojekte handelt, die von Fall zu Fall auf den Betrieb abgestimmt werden müssen. Preislich bringen aber auch bei Schaltstationen die gekapselten Anlagen Vorteile, wenn sie in Verbindung mit der Fertigbauweise errichtet werden.

Adresse des Autors:

E. Moser, Abteilungsleiter der Badenwerk AG, D-75-Karlsruhe 1, Postfach 1680.

Unabhängige Kraftwerke als Ergänzung abhängiger Werke

Ein Diskussionsbeitrag von H. Stephenson, Wien

1. Einleitung

Der zu gewärtigende Bedarf an elektrischer Energie und der Trend der Bedarfsentwicklung lassen sich aus dem in längeren Zeitabschnitten vermerkten Verbrauch in Zusammenarbeit mit Vertretern der Verbrauchergruppen vorausschätzen, der sowohl mengenmässig – arbeitsmässig und leistungsmässig nach Ausnützungsstunden unterteilt – als auch qualitätsmässig einer Analyse unterzogen werden muss.

Zweck dieser Arbeit ist, graphische Verfahren zu entwickeln, um eine solche Analyse durchführen zu können. Durch Einführung eines Wertfaktors (Wertigkeit) kann die elektrische Energie auch qualitativ berücksichtigt werden. Ferner werden die betrieblichen Eigenschaften der Kraftwerkstypen gegenübergestellt, um hieraus auf jene Kraftwerksart zu schliessen, die am wirtschaftlichsten den zu gewärtigenden Energiebedarf zu decken verspricht. Bei den in Frage kommenden Laufwasserkraftwerken erfordert ihre Eigentümlichkeit, sich nicht bedarfsgerecht, sondern nur vom jeweiligen Wasserdargebot «abhängig» einsetzen zu lassen, besondere Beachtung.

2. Analyse des Energieverbrauches

2.1 Graphische Verfahren

Grundlage jeder Verbrauchsanalyse sind die 365 Tagesdiagramme (Fig. 1). Aus diesen lassen sich die nach Leistungen geordneten Tagesbelastungsdiagramme (Fig. 2) ableiten [1]. Diesen kann die tageskonstante Energie (Fläche F_1) und die ihr zugrunde liegende Leistung, d.h. 380 MW entnommen werden. Durch Unterteilung des Tagesdiagramms in Leistungsbänder geeigneter Grösse, z. B. 20 MW, kann dem Diagramm entnommen werden:

a) die jedem Leistungsband zugeordnete Arbeit. Im 20 MW-Band 380...400 MW wird die durch die Fläche abcd dargestellte Arbeit gewonnen (flächengleich ab'c'da). Es wurde mit dc' Stunden ausgenützt.

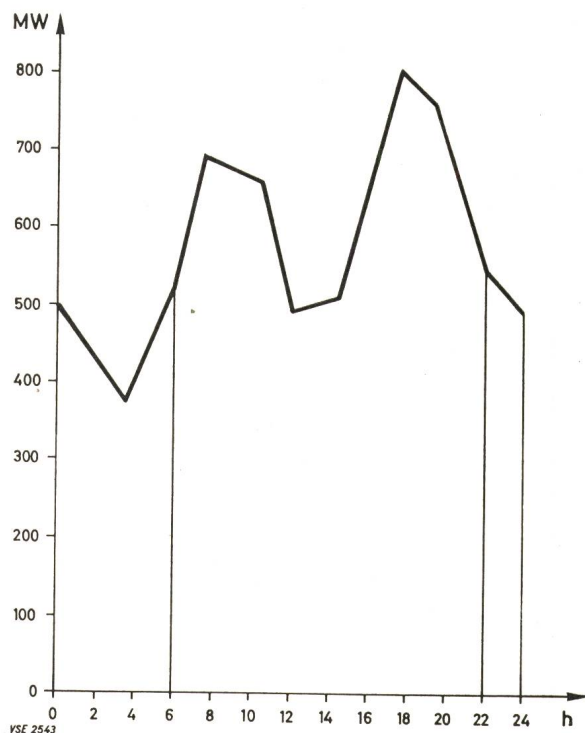


Fig. 1
Zeitlicher Ablauf einer Tagesbelastung

b) wird durch den Abszissenwert 4 h eine Parallele zur Ordinatenachse gelegt, so ergibt die oberste Fläche F_4 (ABB_1A) die Energie, mit der die Leistung AB zwischen 0 und 4 h ausgenutzt wird,

c) die anschließende Fläche F_8 (BB_1C_1CB) stellt die Energie dar, die mit der Leistung BC zwischen 4 und 8 h ausgenutzt wird.

In der Fig. 3 wurde die *Energieinhaltslinie* gezeichnet. Die Abszisse ist mit MW, die Ordinate mit GWh beschriftet. Rechts der Ordinatenachse wurden der Übersicht halber auch die MW-Werte nochmals eingetragen. Die Energieinhaltslinie besagt, dass der Leistung 500 MW die Arbeit von 11,6 GWh entspricht. Hieraus ergibt sich für die Leistung 500 MW die tägliche Ausnützung $\frac{11\,600}{500} = 23,2$ Stunden. Für den Leistungsbereich 500...800 MW ergibt sich, wie an der Ordinatenachse abgelesen werden kann, eine Arbeit von 14–11,6 GWh, d.h. 2,4 GWh. Die tägliche Ausnützung der Leistung zwischen 500 und 800 MW, d.h. 300 MW beträgt demnach $\frac{2400}{300} = 8$ Stunden.

Aus diesen Darstellungen lässt sich graphisch der Energieverbrauch in den 20 MW-Bändern für alle Tage eines beliebigen Zeitraumes (Monat oder Jahr) ableiten [2].

Fig. 4 zeigt eine Darstellung für 10 Tage, wobei dem ersten Tag der Verbrauch nach Fig. 3 zugrunde liegt. Sie besagt, dass 11,6 GWh mit der Leistung 500 MW erzeugt wurden. Im 480...500 MW-Band wurden 350 MWh erzeugt (schraffiertes Bandedement).

Es sei nunmehr gefragt, mit welchen Ausnützungsstunden ein 20 MW-Bandedement ausgenutzt wurde. Einer 24stündigen Ausnützung entspricht die Arbeit $20 \times 24 = 480$ MWh, maßstäblich in der unteren Hilfsfigur der Fig. 4 als Strecke cb aufgetragen. Wird mit der Bandedementhöhe h der Punkt a ermittelt, so ergibt sich die Ausnützungsdauer von 15 h.

Fig. 5 lässt aus der Energieinhaltslinie des Verbrauches eines beliebig gewählten Tages die wichtigsten elektrischen

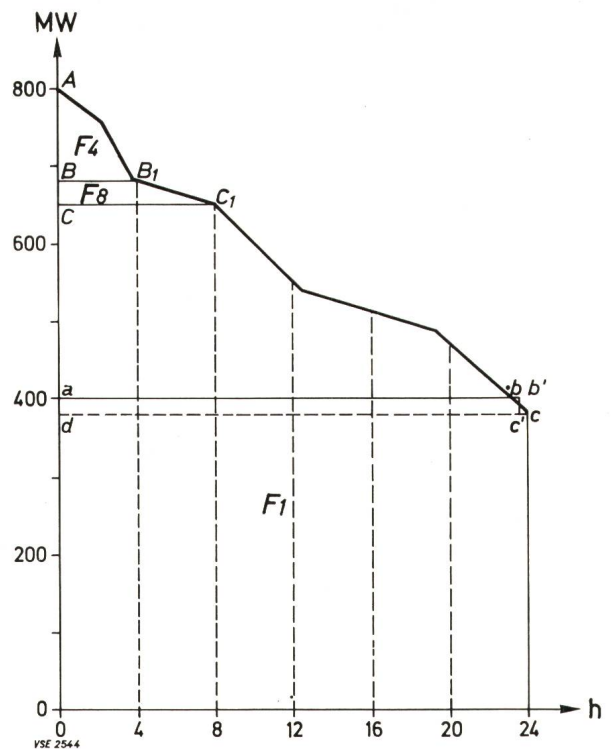


Fig. 2
Geordnete Tagesbelastung

Größen — also auch die täglichen Ausnützungsstunden — erkennen. Durch den willkürlich gewählten Punkt O_2 wird eine Parallele zur Abszissenachse gezogen und der lineare Stundenmaßstab eingezeichnet (der Punkt 24 ergibt sich aus der Verlängerung des geraden Teiles der Energieinhaltslinie).

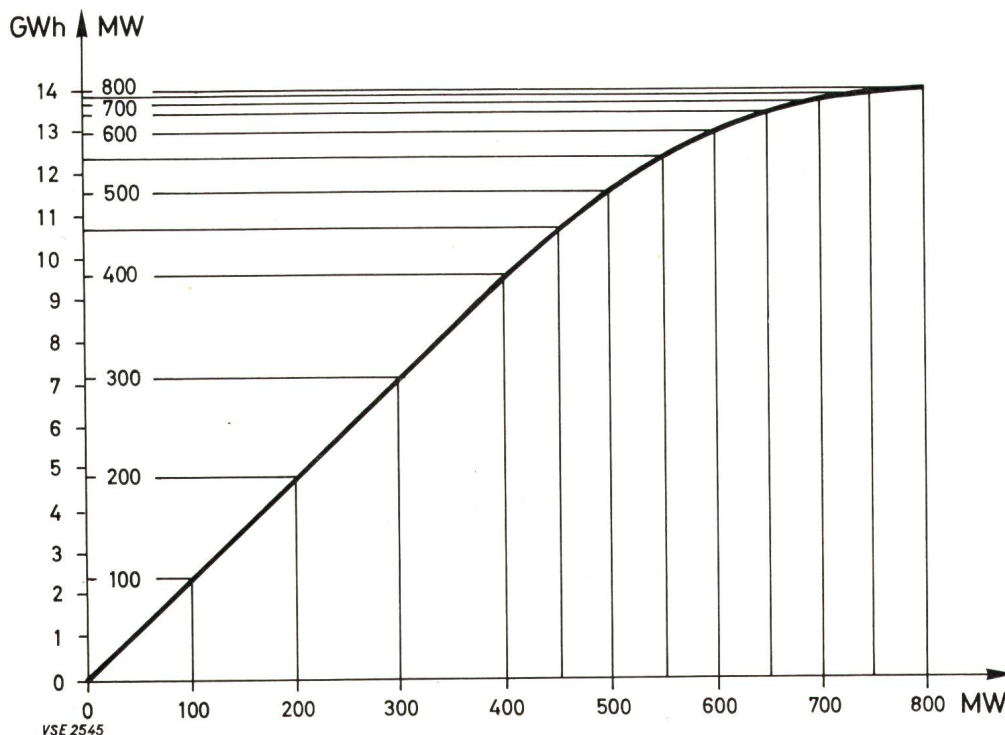
Es ergeben sich somit:

1. die Ausnützungsstunden der Leistung im Punkte D: eine Parallele zur Tangente in D durch den Nullpunkt schneidet den Ausnützungsstundenmaßstab in t_D , d.h. 8 tägliche Ausnützungsstunden,

2. die durchschnittlichen Ausnützungsstunden der Leistungen zwischen O und S: die verlängerte Gerade OS schneidet den Ausnützungsstundenmaßstab in t_{osa} , d.h. zirka 18,3 tägliche Ausnützungsstunden.

3. die durchschnittlichen Ausnützungsstunden der Leistungen im Bereiche C bis D: eine Parallele zur Verbindungsgeraden CD durch den Nullpunkt ergibt den Schnittpunkt t_{CD} , d.h. zirka 11,4 tägliche Ausnützungsstunden. Der Tangenswert aller in Fig. 5 gekennzeichneten Winkel φ ist durch MWh/MW gegeben und entspricht daher den täglichen Ausnützungsstunden der zugehörigen Leistung.

Fig. 3
Energieinhaltslinie



2.2 Statistische Aufzeichnungen

Die Tagesbelastungsdiagramme (Fig. 1 bzw. Fig. 2) werden in Bänder geeigneter Grösse, z. B. 20 MW-Bänder, unterteilt, und für jedes Band wird der Arbeitsinhalt ermittelt. Beträgt der Arbeitsinhalt eines Leistungsbandes z. B. 250 MWh, dann ergibt sich für dieses 20 MW-Band eine tägliche Ausnützung von $\frac{250}{20} = 12,5$ Stunden.

In dem vierstündigen Ausnützungsbereich von z. B. 8 bis 12 Stunden fallen daher alle 20 MW-Bänder mit einem Arbeitsinhalt von $8 \times 20 = 160$ MWh bis $12 \times 20 = 240$ MWh. Die Zahl der 20 MW-Bänder jedes Ausnützungsbereiches ist durch die Tagesbelastung gegeben und daher auch verschieden.

Die Unterteilung der Tagesbelastungen erfolgt demnach wie folgt:

Arbeit von	in der Gruppe
0...lim 80 MWh	0...lim 4 Std.
80...lim 160 MWh	4...lim 8 Std.
160...lim 240 MWh	8...lim 12 Std.
240...lim 320 MWh	12...lim 16 Std.
320...lim 400 MWh	16...lim 20 Std.
400...lim 480 MWh	20...lim 24 Std.
480 MWh	tageskonstante Energie

Die für jeden Tag nach gleichen täglichen Ausnützungsbereichen geordneten Arbeitsmengen über das ganze Jahr addiert, ergeben die Jahresarbeitsmengen für jeden Ausnützungsbereich. Die derart geordneten Arbeitsmengen und Leistungen sind in Tabelle I derart zusammengefasst, dass Arbeit und Leistung (Maxima/Minima) auch für jedes beliebig gewählte Vielfache von 4 täglichen Ausnützungsbereichen ersichtlich sind.

Die Tabelle I sagt z. B. aus, dass im Bereiche von 0 bis 8 Std. 329 277 MWh mit Leistungen zwischen 140 und 480 MW (d. s. 7...24 20 MW-Bänder) verbraucht wurden.

Es erscheint zweckmässig, diese jährlich erfassten Werte für Leistung und Arbeit für die einzelnen Ausnützungsbereiche in einem Diagramm festzuhalten, um einen Überblick über die arbeits- und leistungsmässige Entwicklung des Verbrauches zu gewinnen.

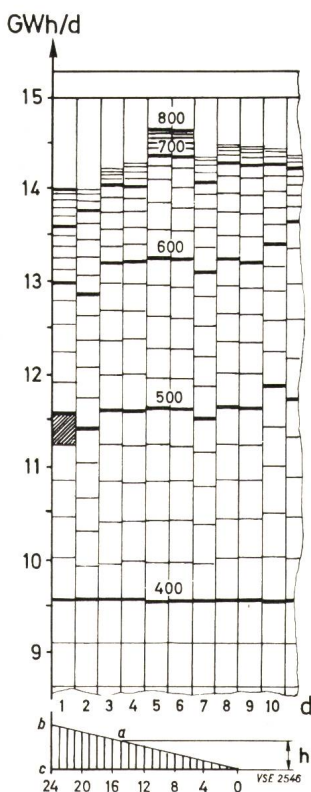


Fig. 4
Graphische Darstellung des Energieverbrauches mit Leistungsschichtenlinien (20 MW)

(bc) tageskonstante Energie des 20 MW-Bandes (0,48 GWh); h tageskonstante Energie eines 20 MW-Bandes mit a (15) täglichen Ausnützungsbereichen (0,3 GWh)

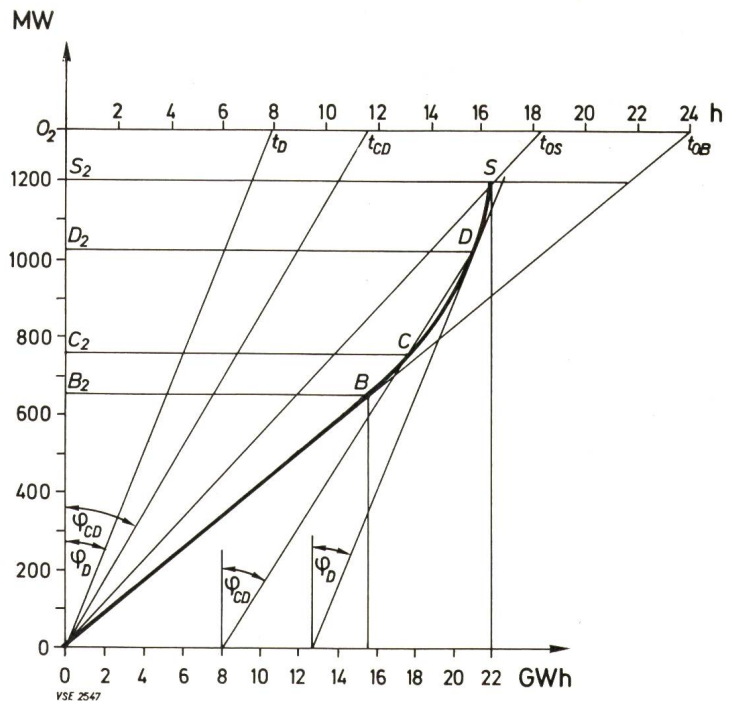


Fig. 5
Energieinhaltslinie des Verbrauches
OS Energieinhaltslinie; O_2t_{OB} Ausnützungsstundenmassstab

2.3 Wertigkeit der elektrischen Energie

Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der elektrischen Energieerzeugung ist nicht nur der Strompreis allein, sondern, wie einleitend angeführt, auch die Qualität der elektrischen Energie massgebend. Es war daher naheliegend, für die elektrische Energie einen Qualitätsfaktor (Wertigkeit) einzuführen, um objektive Preisvergleiche zu ermöglichen [3].

Da die Wertigkeit eine relative Grösse darstellt, genügt es, einer bestimmten Energieart die Wertigkeit «eins» (1) zuzuordnen.

Es wird für die jahreskonstante Energie die Wertigkeit 1 und als Wertmass die «Werteinheit» (WE) festgelegt. Der Wert einer Energie in Werteinheiten (WE) ergibt sich aus dem Produkt von Arbeit (A) in Arbeitseinheiten (AE) mal Wertigkeit (i) in Werteinheiten je Arbeitseinheit (WE/AE).

Die Wertigkeit einer bestimmten Energie ist demnach die Relation ihres Wertes (Produktionswert) zum Wert der jahreskonstanten Energie.

Anschliessend folgt die Ableitung der Formel für die Wertigkeit elektrischer Energie, wobei folgende Kurzbezeichnungen angenommen werden:

- p_A Arbeitspreis je kWh
- p_F feste Kosten je kWh
- p_{Ft} feste Kosten je kWh für die jahreskonstante Energie
- p_{Σ} Summenpreis je kWh
- $p_{\Sigma t}$ Summenpreis je kWh für die jahreskonstante Energie
- q die Relation des Arbeitspreises zu den festen Kosten je kWh für die jahreskonstante Energie
- t Jahresstunden
- t_x jährliche Ausnützungsstunden
- i Jahreswertigkeit in WE/AE

Somit ergibt sich:

$$p_{\Sigma} = p_A + p_F \text{ bzw. } p_{\Sigma t} = p_A + p_{Ft} \quad (1)$$

$$p_{Ft} = \frac{p_A}{q} \text{ bzw. } p_F = \frac{p_A}{q} \cdot \frac{t}{t_x} \quad (2)$$

von bis	tägliche Ausnützungsstunden						
	0	4	8	12	16	20	24
lim 4	98 048 400/60						
lim 8	329 277 480/140	231 229 220/20					
lim 12	676 847 560/220	578 799 300/100	347 570 200/40				
lim 16	1 077 312 640/300	979 264 400/200	748 035 280/80	400 465 160/20			
lim 20	1 996 736 840/400	1 898 688 640/280	1 667 459 520/180	1 319 889 400/120	919 424 340/40		
lim 24	3 494 441 1 100/440	3 396 393 880/320	3 165 164 800/240	2 817 594 680/160	2 417 129 600/80	1 497 705 380/40	
tages- konstant	15 313 001 2620/1400	15 214 953 2520/1280	14 983 724 2440/1220	14 636 154 2280/1140	14 235 689 2180/1060	13 316 265 2060/1000	11 818 560 1860/920

$$p_{\Sigma t} = p_A + \frac{p_A}{\varrho} = p_A \cdot \left(\frac{\varrho + 1}{\varrho} \right) \quad (3)$$

$$p_{\Sigma} = p_A + \frac{p_A \cdot t}{\varrho \cdot t_x} = p_A \cdot \left(\frac{\varrho \cdot t_x + t}{\varrho \cdot t_x} \right) \quad (4)$$

$$t = \frac{p_{\Sigma}}{p_{\Sigma t}} = [\text{aus Formel (3) und (4)}] = \frac{1}{\varrho + 1} \cdot \left(\varrho + \frac{t}{t_x} \right) \quad (5)$$

Aus Formel (5) für die Jahreswertigkeit elektrischer Energie (eine relative Grösse) ist die Qualitätsänderung dieser Energie gegenüber der für die jahreskonstante Energie angenommene Wertigkeit von 1 WE/AE zu erkennen. Die Wertigkeit ist keine

Preisfunktion und daher von inflationistischen Einflüssen praktisch unabhängig.

Für die Beurteilung, welcher Kraftwerkstyp für eine bedarfsgerechte Erzeugung elektrischer Energie in Frage kommt, sind die Strompreise unter Berücksichtigung der Wertigkeit und der erforderlichen Fahrweise der Generatoren massgebend. Unter gleichen Voraussetzungen entscheidet der Preis.

Die in diesem Kapitel behandelte Analyse des Energieverbrauches ist für die Ermittlung des künftigen Energiebedarfes von wesentlicher Bedeutung.

Fortsetzung in der nächsten Nummer

Verbandsmitteilungen

Das neue Reglement über die Durchführung der Meisterprüfungen im Elektro-Installationsgewerbe

Am 1. 7. 1970 tritt das neue Meisterprüfungsreglement in Kraft. Gemäss Vereinbarung mit dem BIGA wird es erstmals an der im Monat Oktober 1970 stattfindenden Meisterprüfung angewandt. Die nachstehenden Ausführungen orientieren kurz über die eingetretenen Neuerungen und Ergänzungen gegenüber dem bisherigen Reglement.

Nach Artikel 18 besteht die Prüfung aus zwei Teilen mit folgenden Fächern und Prüfstoff:

Berufskundliche Fächer

1. Praktische Elektrotechnik und Materialkunde
2. Elektrotechnik
3. Hausinstallationsvorschriften
4. Projektieren und Fachzeichnen
5. Telephonanlagen
6. Signal-, Steuer- und Regelanlagen

Geschäftskundliche Fächer

7. Kalkulation
8. Geschäftsführung
9. Buchführung
10. Rechtskunde

Die Prüfungsaufgaben bestehen aus Unterpositionen. Sie sind in den Artikeln 19—28 näher umschrieben, gelten aber nur als Wegleitung. Sie haben keinen verbindlichen Charakter. Nach Artikel 34 gilt die Prüfung als bestanden, wenn weder im Durchschnitt (Schlussnote) noch in einem der in Artikel 18 unter 1—7 aufgeführten Fächer die Note 4 unterschritten wird. In den übrigen Fächern darf die Note 3 nur einmal erreicht, in keinem Falle aber unterschritten werden.

Bemerkungen zu den einzelnen Fächern

Das ursprüngliche Fach «Telephon- und Schwachstromanlagen» wird in Zukunft unterteilt in:

5. Telephonanlagen
6. Signal-, Steuer- und Regelanlagen.

Die beiden Sparten erhalten je eine Fachnote, die getrennt gewertet wird. Noten unter 4 gelten als Fallnoten. Durch die Trennung wird infolge einer weiteren Fallnote die Prüfung einerseits erschwert, andererseits erleichtert, weil die zwei neuen Fachnoten nur noch 3 resp. 2 Positionsnoten enthalten gegenüber denen 5 beim ursprünglichen Fach «Telephon- und Schwachstromanlagen».

Die schriftliche Prüfung im Fach «Signal-, Steuer- und Regelanlagen» wird von ½ Stunde auf ca. 1½ Stunden verlängert, was für die Kandidaten ein Vorteil sein kann, weil sie die Möglichkeit haben, auf dem gleichen Gebiet mehr Aufgaben zu lösen.