

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins  
**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke  
**Band:** 61 (1970)  
**Heft:** 18

**Artikel:** Die digitale Berechnung und Auslegung von elektrischen Anlageteilen unter Beachtung des dynamischen Verhaltens der Belastung  
**Autor:** Weidner, H.-J.  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-915971>

### **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:** 18.03.2025

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

# BULLETIN

DES SCHWEIZERISCHEN ELEKTROTECHNISCHEN VEREINS

Gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV)  
und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)

## Die digitale Berechnung und Auslegung von elektrischen Anlagenteilen unter Beachtung des dynamischen Verhaltens der Belastung

653-663

Von H.-J. Weidner, Leipzig

621.311.153

In einem gesonderten Beitrag des Bulletin des SEV [4]<sup>1)</sup> wurden die Definitionen und Grundverfahren zur Ermittlung der Kenngrößen der elektrischen Belastung behandelt. Ausgehend davon, wird in vorliegender Arbeit ein allgemeingültiges Verfahren zur digitalen Berechnung der elektrischen Belastung und zur Auslegung der elektrischen Anlagenteile nach der Nennerwärmung beschrieben. Dabei werden die wichtigsten Einflussfaktoren der Belastungsermittlung — insbesondere auch das dynamische Verhalten der Belastung — in die Untersuchungen einbezogen. Das Verfahren ist vorzugsweise für Energieversorgungsanlagen von Industriebetrieben geeignet, die eine grosse Zahl von Abnehmern mit unbekanntem zeitlichen Verlauf der Belastung aufweisen.

Une contribution particulière au Bulletin de l'ASE [4]<sup>1)</sup> fut consacrée aux définitions et aux procédés de base de la détermination des grandeurs caractéristiques de la charge électrique. Le présent article décrit un procédé universel de calcul numérique de la charge électrique et de classification des parties d'installations électriques d'après l'échauffement nominal. Cette étude comprend les facteurs essentiels influençant la détermination de la charge — en particulier également le comportement dynamique de la charge. Ce procédé est de préférence approprié à des installations d'approvisionnement en énergie, comportant un grand nombre de récepteurs avec une allure chronologique inconnue de la charge.

### 1. Einleitung

Ein allgemeingültiges und umfassendes Berechnungsverfahren zur Ermittlung der Kenngrößen der elektrischen Belastung muss alle wesentlichen Einflussfaktoren berücksichtigen. Darauf aufbauend, können die elektrischen Anlagenteile nach der Nennerwärmung, dem Spannungsabstieg und anderen technischen bzw. wirtschaftlichen Gesichtspunkten dimensioniert werden.

Wegen der hohen Zahl der Ausgangsdaten, der Anzahl von Varianten durch das Schichtregime und des Umfangs müssen für derartige Untersuchungen digitale Rechenautomaten verwendet werden. Die folgenden Erläuterungen des Berechnungsverfahrens und die Gleichungen sind deshalb auf die Belange einer digitalen Berechnung zugeschnitten.

Im Gegensatz zur bisher üblichen Untersuchungsmethodik hat ein allgemeingültiges Berechnungsverfahren die Probleme des Variantenvergleiches als Vorbereitung zur Entscheidungsfindung in erheblich erweitertem Umfang zu berücksichtigen. Der Variantenvergleich betrifft sowohl technische als auch wirtschaftliche Gesichtspunkte. In diesem Zusammenhang kommt der Bereichsbilanzierung und dem Aufbau von Netzschemas aus Teilnetzen — als Voraussetzung für eine rationelle Berechnung einer grossen Zahl von Varianten — eine besondere Bedeutung zu.

Eine zusammenfassende Darstellung des Berechnungsablaufes für die Bilanzierung der Belastungen ist im Abschn. 5.1 enthalten, der sich mit den theoretischen Grundlagen der Belastungsermittlung befasst. In Fig. 1 sind die wichtigsten Planungsstufen schematisch dargestellt, die im folgenden betrachtet werden sollen.

Die Belastungsermittlung erstreckt sich bei allen Betrachtungen auf die Berechnung der Maximal-, Mittel- und Minimalwerte. Es wird darauf im allgemeinen nicht mehr gesondert hingewiesen. Die Berechnung der Energie und der Energieverluste soll in diesem Beitrag nicht näher erläutert werden, da sie weitgehend mit den früheren Untersuchungen [3] übereinstimmt.

### 2. Ausgangsdaten der Belastungsermittlung

#### 2.1 Bereitstellung der Ausgangsdaten

Die Zahl der Ausgangsdaten für eine digitale Berechnung der Kenngrößen der Belastung ist, bedingt auch durch die verwendeten komplizierten Grundverfahren der Bilanzierung [4; 6] sehr gross.

Für die Erfassung der Daten sind folgende Listen bzw. Ablochbelege erforderlich:

- a) Programmkonstanten;
- b) Organisationsdaten;
- c) Titelangaben;

<sup>1)</sup> Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.



- d) Bereichsnamen und -daten;
- e) Teilnetzverflechtungen;
- f) Summenkurve der relativen Belastungen;
- g) Knotendaten;
- h) Abnehmerdaten;
- i) Technische und ökonomische Daten der verwendeten elektrischen Anlagenteile.

Die Organisationsdaten bilden die Grundlage für die Steuerung des Berechnungs- und Druckablaufes. Zu ihnen rechnen auch bestimmte Festlegungen (beispielsweise spezielle Konstanten). Die Liste der Programmkonstanten erfasst alle Zahlen, die zum eigentlichen Rechenprogramm gehören, aber auf Grund spezieller Wünsche des Planungsingenieurs Änderungen unterliegen könnten.

Die Liste der Knotendaten enthält alle Angaben, die einem Knoten aus Gründen des Berechnungsablaufes zugeordnet werden müssen, so beispielsweise die Knotenbezeichnung, die Daten des Netzzweiges sowie die Nummern der angeschlossenen Abnehmer und die Daten bereits vorhandener elektrischer Anlagenteile. In analoger Weise sind den Abnehmerdaten neben den eigentlichen Abnehmerkenngrößen

sen auch Angaben über das Zuleitungskabel beigelegt worden (vgl. Fig. 7).

Das Berechnungsverfahren ist so aufgebaut, dass man von den in der jeweiligen Planungsphase bekannten Abnehmerdaten ausgehen kann. Neben den gestuften Belastungsmodellen (elektrischer oder mechanischer Leistungsbedarf) können m. E. auch Belastungsdiagramme sowie Kenngrößen von Abnehmern mit bekanntem Ausnutzungsgrad oder spezifischem Energieverbrauch als Ausgangsdaten dienen [4].

Die grösste Anzahl von Daten entfällt auf die Abnehmer- und Knotendaten. Deshalb sind alle Möglichkeiten einer automatischen Vervollständigung, Prüfung, Ergänzung und Übernahme dieser Daten unter Verwendung von Digitalrechnern zu nutzen, zumal hierdurch die Zahl der Eingabedaten in den Erfassungslisten vermindert werden kann. Für diesen Zweck ist ein besonderes Programm aufgestellt worden.

## 2.2 Berechnung der zweistufigen elektrischen Belastungsmodelle

In Übereinstimmung mit dem vorgesehenen Bilanzierungsverfahren der Überlagerung [4; 6] wird ein zweistufiges Belastungsmodell zugrunde gelegt. Eine besondere Berechnung des Modells ist notwendig, da die Art und Menge der zur Verfügung stehenden Ausgangsdaten trotz der Vervollständigung unterschiedlich sind, für eine Ermittlung der Kenngrößen der Belastung aber einheitliche und vollständige Daten für das Modell vorliegen müssen. Das heisst letztlich, dass die Kenngrößen des Modells die eigentlichen Ausgangsdaten der Bilanzierung der Belastungen darstellen.

Die für die Modellberechnung erforderliche Kennzeichnung des Abnehmertyps beschränkt sich nicht allein auf die Art des Abnehmers. Sie kann als weitere Einflussfaktoren berücksichtigen:

- a) Art der Ausgangsdaten (z. B. zweistufige elektrische Modelle);
- b) Hinweis auf ein Bilanzierungsverfahren zur Ermittlung des zweistufigen Modells (z. B. Verfahren des spezifischen Energieverbrauchs);
- c) Einphasige Abnehmer;
- d) Aussenbeleuchtungsanlagen.

Im Rechenprogramm ist ein Programmteil für die Erkennung des Abnehmertyps vorhanden. Zur Verkürzung der Rechenzeit sind die Abnehmer nach Gruppen und entsprechend der erwarteten Häufigkeit ihres Auftretens gegliedert. Zu den Gruppen zählen Motoren, Beleuchtung, Heizung und Sonderabnehmer. Innerhalb dieser Gruppen werden z. Z. unterschieden: Synchronmotoren, Asynchronmotoren mit Kurzschluss- und Schleifringläufer, Glühlicht, Leuchtstofflampen, HQL/HQA-Lampen, Widerstands- und Induktionsheizungen, Abnehmer mit vorgegebenem Ausnutzungsgrad, Blindleistungs-Kompensationseinrichtungen, Abnehmer mit vorgegebenem Belastungsdiagramm bzw. -modell oder spezifischem Energieverbrauch sowie Steckdosen. Die Einzelkompensation von Abnehmern kann dabei genau berücksichtigt werden, ebenso die Abhängigkeit des Leistungsfaktors und des Wirkungsgrades bei Asynchronmotoren von der tatsächlichen Auslastung [6].

Die Bezeichnung des Abnehmertyps bildet die Grundlage für die Berechnung der von seinem Typ abhängigen Kenngrößen. Im allgemeinen sind die Kenngrößen der Belastung

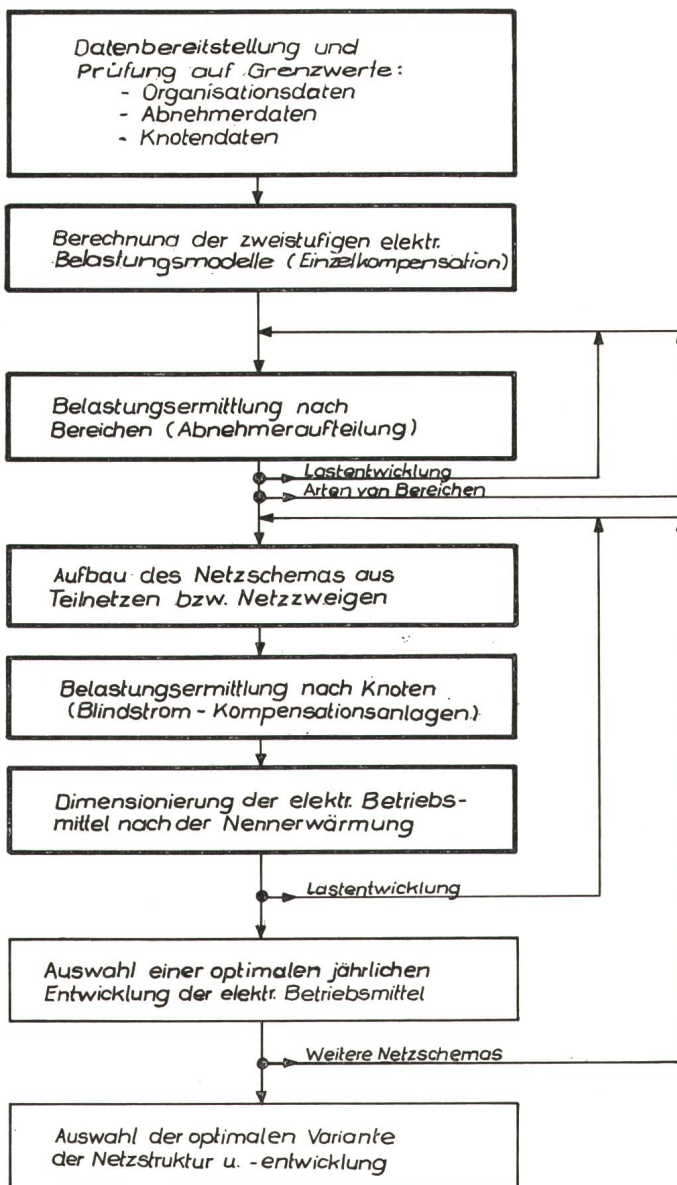


Fig. 1  
Darstellung der wichtigsten Planungsstufen  
In dieser Arbeit behandelte Themenkreise wurden dick umrandet



( $p_{bed}$ ,  $q_{bed}$ ,  $p_{bed1}$ ,  $q_{bed1}$ ,  $p_{bed2}$ ,  $q_{bed2}$ ) und die Anzahl und Grösse der Kondensatoren bei Einzelkompensation zu bestimmen [4].

### 3. Aufteilung von Belastungen nach Knoten unter Berücksichtigung einer Bilanzierung nach Bereichen

Die Aufteilung von Belastungen auf einzelne Netzknoten ist von zahlreichen Kriterien abhängig, zwischen denen nur teilweise mathematische Beziehungen hergestellt werden können. Zu den wichtigsten Kriterien zählen dabei:

- Voraussichtliche Varianten der Netzstruktur;
- Höhe des zu erwartenden Gesamtleistungsbedarfs;
- Örtliche Lage der Abnehmer und Verteilung der Belastung über das Versorgungsgebiet;
- Aufteilung der Belastung auf einzelne Abnehmertypen (Abnehmerstruktur);
- Häufigkeitsverteilung der Abnehmernennleistungen;
- Durch den technologischen Prozess bedingte Forderungen an die Stromversorgungssicherheit und Spannungsqualität;
- Stufenweise und kontinuierliche Lastentwicklung;
- Technische und ökonomische Daten der zur Verfügung stehenden Ausrüstungen (Grenzleistung, Vorzugsreihen, konstruktive Ausführung, Kosten);
- Vorhandene und erweiterungsfähige Stromversorgungsanlagen;
- Projektierungsstandards und -richtlinien.

Mit Hilfe einer Belastungsermittlung nach Bereichen kann dem Planungsingenieur die Entscheidung über günstige Varianten der Aufteilung der Belastungen von Abnehmern auf Netzknoten erleichtert werden. Ein Bereich sei dabei allgemein ein Unterscheidungsmerkmal, nach dem eine Bilanzierung von Abnehmerbelastungen unabhängig von einem Netzschema durchgeführt werden kann, so beispielsweise

- Flächenbezirke beliebiger geometrischer Form (Fig. 3);
- Technologische Objekte [4];
- Produktionsabschnitte;
- Jahre des Einbaus der Abnehmer;
- Abnehmertypen;
- Maximal zulässige Ausfallzeit der Spannung bei Netzfehlern (Stufen);
- Abnehmerspannung (Stufen);
- Abnehmernennleistungen (Stufen : Häufigkeitsverteilung).

Von Vorteil ist, dass eine Bereichsbilanzierung schon in einem sehr frühen Planungsstadium und unabhängig von ei-

	1	2	3	4	5	6
1		1.21 M	1.31 M	1.41 M	1.51 M	
		1.22 L	1.32 L	1.42 L	1.52 L	
		1.23 H	1.33 H	1.43 H	1.53 H	
2		2.21 M	2.31 M	2.41 M	2.51 M	
		2.22 L	2.32 L	2.42 L	2.52 L	
		2.23 H	2.33 H	2.43 H	2.53 H	
3	3.11 M	3.21 M	3.31 M	3.41 M	3.51 M	
	3.12 L	3.22 L	3.32 L	3.42 L	3.52 L	
	3.13 H	3.23 H	3.33 H	3.43 H	3.53 H	
4	4.11 M	4.21 M	4.31 M	4.41 M	4.51 M	4.61 M
	4.12 L	4.22 L	4.32 L	4.42 L	4.52 L	4.62 L
	4.13 H	4.23 H	4.33 H	4.43 H	4.53 H	4.63 H
5	5.11 M	5.21 M	5.31 M	5.41 M	5.51 M	5.61 M
	5.12 L	5.22 L	5.32 L	5.42 L	5.52 L	5.62 L
	5.13 H	5.23 H	5.33 H	5.43 H	5.53 H	5.63 H
6		6.21 M	6.31 M	6.41 M		
		6.22 L	6.32 L	6.42 L		
		6.23 H	6.33 H	6.43 H		

Fig. 2

#### Flächenbezirke als Bereiche konstanten Grundrasters

Beispiel für zusätzliche Untergliederung nach Motoren M, Beleuchtung L und Heizung H

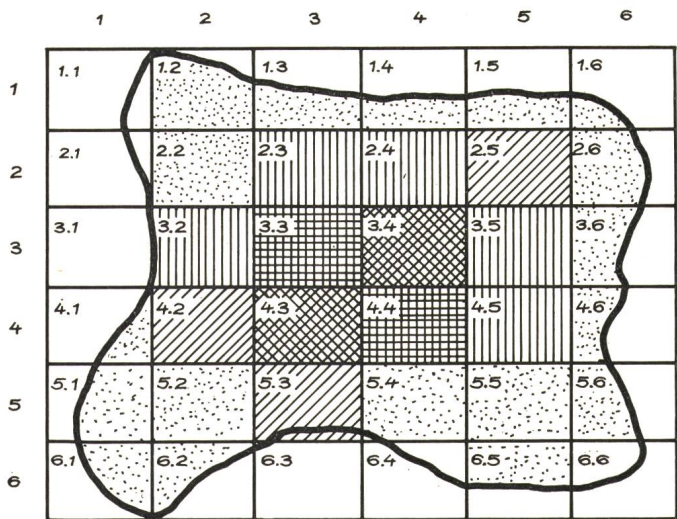


Fig. 3

#### Flächenbezirke konstanten Grundrasters

Beispiel für eine Bereichsbezeichnung. Die Schraffierung dient zur Darstellung unterschiedlicher Lastdichte

nem Netzschema möglich ist. Die grosse Variabilität bei den Eingabedaten der Abnehmer bietet hierbei die Voraussetzung, dass die jeweils genauesten Daten verwendet werden können.

Im allgemeinen Fall könnte man unter einem Bereich auch den Knoten eines Netzschemas verstehen. Wenn als «Knotenbezeichnungen» gleichzeitig Knotenbezeichnungen für ein Netzschema und Bereichsnamen verwendet werden, besteht die Möglichkeit, den stufenweisen Ausbau von Stromversorgungsanlagen (Perspektivplanung) sinnvoll zu berücksichtigen und schrittweise an Stelle der Bereichsnamen ein oder mehrere Knotenbezeichnungen einzuführen.

Mit Ausnahme dieses Sonderfalles werden die Bereichsnamen den Abnehmerdaten zugeordnet, um zusätzliche Erfassungslisten zu vermeiden. Bei jeder digitalen Belastungsermittlung nach Bereichen sind deshalb alle Abnehmerdaten nach Bereichsnamen zu sortieren. Die Berechnung entspricht weitgehend der im Abschn. 4 beschriebenen Sortierung aller Abnehmerdaten in der Reihenfolge der Knotenbezeichnungen bzw. der Belastungsermittlung nach Knoten (s. Abschn. 5).

Die Bilanzierung nach Abnehmernennleistungen und Flächenbezirken bildet eine wichtige Grundlage auch für andere Planungsentscheidungen, so beispielsweise für:

- Wirtschaftliche Stufung der Spannungsebenen;
- Zulässige Grenzleistung von Abnehmern (Hoch- und Niederspannung);
- Trennung des Kraft- und Lichtnetzes;
- Mögliche Varianten der Reservehaltung.

Mit Hilfe einer besonderen Bereichsnumerierung, insbesondere auch für Flächenbezirke, ist es möglich, verschiedene Bereichsberechnungen zu kombinieren und so die einzelnen Abnehmertypen oder -nennleistungen zusätzlich zu unterscheiden. Im allgemeinen dürfte hierbei oft die Trennung «Kraft-Licht» von Interesse sein (Fig. 2).

Durch eine Bereichsbilanzierung nach Flächenbezirken oder technologischen Objekten kann man weitere Kriterien für die Aufteilung der Belastungen und für eine zweckmässige Auswahl von Varianten der Netzstruktur erhalten. An Hand der Lastdichte und ihrer zeitlichen Entwicklung kön-



nen bei einer Bereichsbilanzierung nach Flächenbezirken oder technologischen Objekten Karten hergestellt werden, aus denen die örtliche Verteilung der Belastungen gut zu erkennen ist (Fig. 3).

Die Erläuterungen zeigen, dass die Bereichsbilanzierungen für die Aufteilung der Abnehmer und die Auswahl günstiger Netzvarianten, aber auch die Erfassung von Kenngrößen und Verhältniszahlen eine gute Grundlage bieten. Sie können unabhängig von jeder Netzstruktur und unter Beachtung der Lastentwicklung (s. Abschn. 5.7) durchgeführt werden. Der zusätzliche Aufwand für die Bilanzierung nach Bereichen ist gering, da die Abnehmerdaten für eine spätere Bilanzierung nach Knoten erhalten bleiben.

#### 4. Darstellung der Struktur von Netzschemas

Die Ermittlung der Kenngrößen der Belastung ist ebenso wie viele andere Planungsuntersuchungen von der Struktur des zu berechnenden Netzschemas abhängig. Es ist deshalb erforderlich, vor der eigentlichen Bilanzierung nach Knoten das Netzschema «aufzubauen».

##### 4.1 Aufbau eines Netzschemas aus Netzweigen

Bei den früher durchgeführten Berechnungen [2; 3] wurde von einer gleichbleibenden Struktur des Netzes ausgegangen und ein maximaler Umfang vorgegeben. Für ein allgemeingültiges Berechnungsverfahren zur Ermittlung der Kenngrößen der elektrischen Belastung ist aber die Vorgabe einer bestimmten Netzstruktur unzweckmässig. Es erscheint als sinnvoll, das Netzschema aus Netzweigen aufzubauen.

Ein Netzweig kann sich dabei gegenwärtig aus folgenden Anlagenteilen zusammensetzen:

- a) Kabel, Leitung, Schienenverbindung;
- b) Transformator einschl. Grundlastkompensation;
- c) Verteilung bzw. Schaltanlage (nur als Knoten);
- d) Blindleistungs-Kompensationseinrichtungen am Knoten.

Da die Berechnungen bei der niedrigsten Netzebene beginnen, ist bei den Knotendaten die Zielbezeichnung des speisenden Knotens der nächst höheren Netzebene einzutragen. Die Knoten der folgenden Netzebene werden in gleicher Weise behandelt. Die Darstellung eines Netzschemas wird durch Längs-, Quer- und Vollkupplungen oder andere Reserveverbindungen in keiner Weise beschränkt.

Das Rechenprogramm gestattet die Anwendung von numerischen und alphanumerischen Knotenbezeichnungen. Als Beispiel soll eine alphanumerische Bezeichnung dienen:



Für den Aufbau eines Netzschemas aus Netzweigen und für die Zuordnung der Abnehmerdaten zu den Knoten ergeben sich bei einer digitalen Berechnung einige Besonderheiten. Es sind aus der Gesamtheit aller vorhandenen Netzweige nach der Teilnetzverflechtung (s. Abschn. 4.2) die für die betreffende Berechnungsvariante benötigten Netzweige auszuwählen. Sie werden dann nach Netzebenen sortiert. Mit Hilfe der Zielbezeichnungen bei den Knotendaten ist es möglich, Tabellen (Indexfelder) der diesem Knoten vor- und nachgeschalteten Knoten aufzustellen.

Bei den Knotendaten wird im Hinblick auf eine einfache Datenerfassung eine verkürzte Darstellung für die ange-

schlossenen Abnehmer gewählt. Deshalb sind in einem besonderen Berechnungsschritt Tabellen der Anfangs- und Endnummern der angeschlossenen Abnehmer aufzustellen. Es folgt eine Sortierung aller Abnehmerdaten in der Reihenfolge der Knotenbezeichnungen.

Die Kenngrößen der Belastung können auch bis zu den Lastknoten von Maschennetzen berechnet werden. Die Darstellung der Netzstruktur erfolgt in der soeben geschilderten Weise.

##### 4.2 Aufbau von Netzschemas aus Teilnetzen

Für die Untersuchung verschiedener Varianten des Netzaufbaues und damit zum Auswählen einer optimalen Netzform sowie zur Reduzierung des Aufwandes für die Darstellung der Netzstruktur empfiehlt sich der Aufbau eines Netzschemas aus Teilnetzen. Diese Teilnetze selbst werden durch das Zusammenfügen von Netzzweigen erhalten. Die Untergliederung in Teilnetze steht in Übereinstimmung mit der in der Planungspraxis bereits üblichen horizontalen Gliederung nach Einspeisungs-, Übertragungs- und Versorgungsnetz.

Fig. 4 zeigt prinzipielle Beispiele für eine Zusammenstellung nach Teilnetzen und das Vektorfeld für fünf angenommene Teilnetzverflechtungen.

Der Begriff «Teilnetz» kann auch auf Änderungen einzelner Werte von Netzzweigen bzw. Knotendaten ausgedehnt werden, die nicht in jedem Fall mit einer Änderung der Netzstruktur gleichzusetzen sind (z. B. Material, Trassenführung). Darüber hinaus ist in Übereinstimmung mit der Definition eine weitere Verallgemeinerung des Begriffs «Teilnetz» möglich. Man versteht in diesem Fall unter einem Teilnetz eine genau definierte Menge von Netzzweigen, unabhängig von der Struktur des Netzschemas. Es bietet sich hierdurch die Möglichkeit, einzelne Netzzweige als selbständiges Teilnetz aus einem Netzschema oder auch «Teilnetz» herauszulösen und für dieses spezielle «Teilnetz» Varianten zu untersuchen.

Gegenwärtig sind im Rechenprogramm drei Variationsparameter vorgesehen, mit denen eine stark vereinfachte Eingabe der Daten der Netzweige für Teilnetzvarianten möglich ist.

#### 5. Bilanzierung der Kenngrößen der Belastung nach Knoten

Unter einer Bilanzierung nach Knoten wird im Rahmen dieser Arbeit die umfassende Berechnung der Kenngrößen der elektrischen Belastung für ein Netzschema mit vorgegebener Struktur verstanden. Die Methodik für die Bilanzierung der Kenngrößen der Belastung nach Knoten gleicht der für die Bilanzierung nach Bereichen. Dabei fallen naturgemäß bei einer Bereichsbilanzierung alle Berechnungsgänge fort, die sich aus der Struktur des Netzschemas (Reserveverbindungen) sowie dem Vorhandensein von zentralen Blindleistungs-Kompensationseinrichtungen oder Reserveabnehmern ableiten.

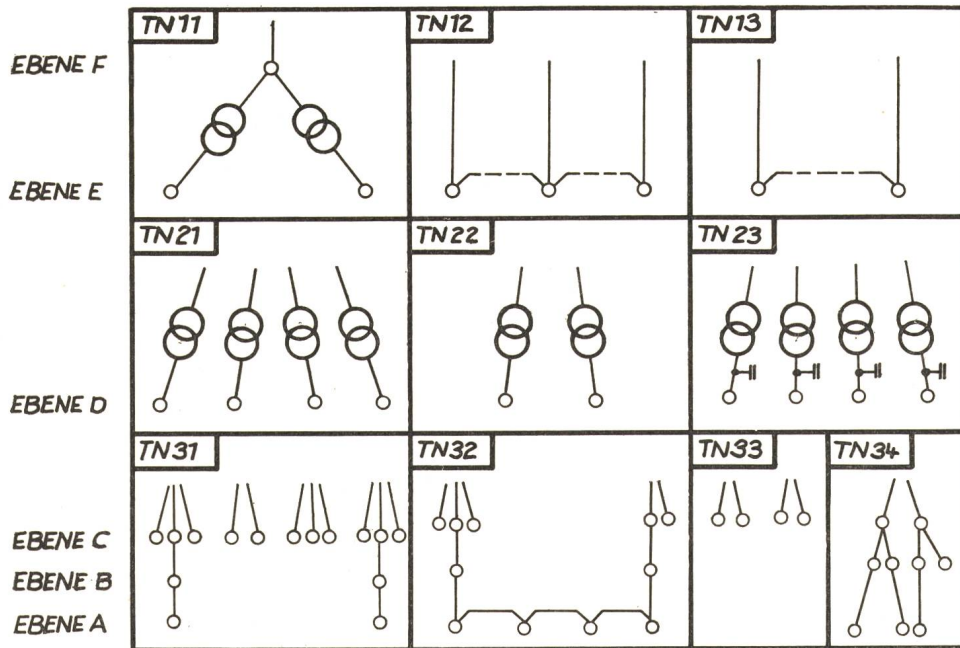
Der Umfang der Bilanzierungsergebnisse wird nicht allein durch die Kenngrößen der Belastung bestimmt. Zu den Bilanzierungsergebnissen im erweiterten Sinn zählen:

- a) Kenngrößen der Belastung, z. B.  $P_{\max}$ ,  $\cos \varphi_{\max}$ ,  $P_m$ ,  $\cos \varphi_m$ ,  $P_{\min}$ ,  $\cos \varphi_{\min}$ ,  $I_s$ ,  $\cos \varphi_s$ ,  $P_{mJ}$ ,  $Q_{mJ}$ ,  $W_{mJ}$ ,  $V_{mJ}$  <sup>2)</sup>;

<sup>2)</sup> Diese und die folgenden Bezeichnungen sind in [4] definiert.



### 1. TEILNETZDARSTELLUNG :



### 2. TEILNETZVERFLECHTUNG

Netzschema-Nr.	1	2	3	4	5
Teilnetz- verflechtung	TN11	TN12	TN13	TN13	TN11
	TN21	TN21	TN21	TN22	TN23
	TN31	TN31	TN33	TN33	TN33
	-	-	-	TN34	TN34

b) Kenngrößen bzw. Zwischenwerte für die Bilanzierung, beispielsweise  $P_{bed1}$ ,  $Q_{bed1}$ ,  $P_{bed2}$ ,  $Q_{bed2}$ ,  $T_z$ ,  $n_{eff}^*$ ;

c) Wichtige Verhältniszahlen;

d) Installierte Leistung für bestimmte Gruppen von Abnehmertypen;

e) Anzahl der Motoren und Reservemotoren in bestimmten Nennleistungsbereichen (Häufigkeitsverteilung).

Die Planungspraxis beweist, dass ein genaues Bilanzierungsverfahren ohne Bedeutung ist, wenn nicht gleichzeitig die Einflussfaktoren der Belastungsermittlung berücksichtigt werden. Zu diesen Einflussfaktoren für die Ergebnisbildung zählen — bezogen auf einen Berechnungsknoten — insbesondere:

- Art, Umfang und Genauigkeit der Ausgangsdaten;
- Typ der Abnehmer;
- Verwendetes Grundverfahren der Bilanzierung (einschl. eventueller Zusatzverfahren);
- Schichtregime und Jahreszeiten;
- Struktur des Netzschemas (Reserveverbindungen);
- Kenngrößen der Belastung für nachgeschaltete Knoten;
- Reserveabnehmer, die an anderen Knoten angeschlossen sind;
- Stufenweiser Ausbau von Anlagen (Jahr des Einbaues);
- Kontinuierliche Lastentwicklung;
- Blindleistungs-Kompensationsanlagen;
- Eigenbedarf von Transformatoren.

Mit der Aufzählung dieser Faktoren wird gleichzeitig der Umfang einer Bilanzierung nach Belastungen beschrieben.

#### 5.1 Berechnungsablauf der Bilanzierung

Aus der Darstellung der wichtigsten Planungsstufen (Fig.1) und der vereinfachten Übersicht zum Rechenprogramm (Fig. 8) sind die einzelnen Stufen der Berechnung ersichtlich. Der folgende Abschnitt beschränkt sich auf die Erläuterung des grundsätzlichen Berechnungsablaufes der Bilanzierung der Belastungen.

Fig. 4  
Prinzipdarstellung zum Aufbau eines Netzschemas aus Teilnetzen

Beispiel für eine horizontale und vertikale Gliederung nach Teilnetzen



Bevor mit der Bilanzierung nach Knoten oder Bereichen begonnen werden kann, ist es — wie bereits beschrieben (s. Abschn. 2.) — erforderlich, die Abnehmer- und Knotendaten zu vervollständigen. Da die Ausgangsdaten stets auf dem vorhandenen Zahlenmaterial aufbauen und somit normalerweise nicht die Kenngrößen des zweistufigen Belastungsmodells darstellen, sind sie in Abhängigkeit vom Abnehmertyp so umzurechnen, dass zweistufige Modelle vorliegen (s. Abschn. 2.2). Diesen Berechnungen kann eine Bilanzierung nach Bereichen folgen (s. Abschn. 3). Sie ist für die gewünschten Bereichsnamen sowie die vorgesehenen Varianten (z. B. unter Berücksichtigung der Lastentwicklung) durchzuführen. Der Bilanzierung nach Bereichen schließt sich der Aufbau des Netzschemas nach Angaben für den Netzweig und denen einer eventuellen Teilnetzverflechtung an.

Die Bilanzierung beginnt mit der Berechnung des ersten Netzschemas und den Knoten der niedrigsten Netzebene. Es folgt die Untersuchung der höheren Netzebenen. Die technologischen Kenngrößen bei den Knotendaten beziehen sich auf die direkt angeschlossenen Abnehmer. Nachgeschaltete Knoten unterer Netzebenen sind entsprechend dem Berechnungsablauf bereits zuvor mit den ihnen eigenen Kenngrößen erfasst worden.

Für die Bilanzierung kann z. Z. das Grundverfahren der Überlagerung zweistufiger Belastungsmodelle [4; 6] verwendet werden. Hierbei ist eine Kombination mit dem Zusatzverfahren des mittleren Ausnutzungsgrades, dem Verfahren des spezifischen Energieverbrauches und dem Verfahren zur Auswertung von Belastungsdiagrammen möglich [4; 6]. Die Ausgangsdaten für diese Verfahren werden jedoch schon bei der Ermittlung der Belastungsmodelle umgerechnet. Die Einflussfaktoren der Bilanzierung sind bei den Zwischenergebnissen zu berücksichtigen, da zwischen den einzelnen Bilanzierungsergebnissen keine linearen Beziehungen bestehen, die eine Zusammenfassung aller Kenngrößen der Belastung für höhere Netzebenen gestatten würden.

Sind für einen Knoten die Zwischenergebnisse der direkt angeschlossenen Abnehmer bekannt, so können die Korrekturen für Reserveabnehmer, für Abnehmer mit vorgegebenen Ausnutzungsgrad und für die kontinuierliche Lastentwicklung vorgenommen werden. Auf der Grundlage der so erhaltenen Zwischenergebnisse sind die Kenngrößen der Lastentwicklung für den folgenden Berechnungszeitraum zu ermitteln.



Die korrigierten Zwischenergebnisse des Knotens sind mit den Anteilen der nachgeschalteten Knoten zusammenzufassen. Um die in den Ausgangsdaten bzw. Modellwerten der Abnehmer enthaltenen Sicherheiten auf höheren Netzebenen herabzusetzen, wird ein Minderungsfaktor der Überdimensionierung für die einzelnen Netzebenen eingeführt.

Aus den so erhaltenen Zwischenergebnissen ist ein vorläufiges Ergebnis zu berechnen. Es dient für die nachfolgende Ermittlung der Korrekturen, die infolge des Vorhandenseins von Blindleistungs-Kompensationseinrichtungen und Transformatoren erforderlich sind. Mit der Berücksichtigung dieser Einflussfaktoren können die Ergebnisse für den Normalbetrieb bestimmt werden. Diese Berechnungen sind für alle Arbeitsschichten und Knoten durchzuführen.

Für die Untersuchungen kann eine Einteilung nach Sommer- bzw. Winterhalbjahr und jeweils drei oder vier Arbeitsschichten zugrunde gelegt werden. Bei der Ergebnisbildung sind dann die Schichtwerte zusammenzufassen, um auf diese Weise die Anzahl der durch den Planungsingenieur auszuwertenden Ergebnisse zu verringern und die Ausgangsdaten für die später folgende Dimensionierung bereitzustellen.

Liegen alle Zwischen- und Endergebnisse der Bilanzierung für den Normalbetrieb vor, so können in die Belastungsermittlung Reservequerverbindungen einbezogen werden.

Es ist vorgesehen, an Hand der Ergebnisse für den Einspeisungsknoten näherungsweise den Belastungsverlauf nach Schichten und Jahreszeiten zu berechnen. Das Verfahren fusst auf den Summenkurven der relativen Belastungen (s. Abschn. 5.9).

Nach dieser Belastungsermittlung ist es möglich, die rechnerische Ersatzbelastung für die Dimensionierung der elektrischen Anlageteile nach der Nennerwärmung zu ermitteln. Wird eine Berechnung der Lastentwicklung über Jahre gewünscht, so folgt diese erst nach der Dimensionierung. Es kann sich eine Untersuchung weiterer Varianten von Netzschemas anschliessen.

In den Umfang des Rechenprogramms ist auch eine Berechnung des prozentualen Fehlers der Bilanzierungsergebnisse einbezogen worden. Dabei wird der Fehler infolge veränderter Eingabedaten und des mathematischen Modells ermittelt.

Mit diesen Betrachtungen sollte ein Überblick über den Berechnungsumfang und -ablauf für die Bilanzierung der Belastungen nach Knoten gegeben werden. Sie stehen in Zusammenhang mit den übrigen Erläuterungen des Abschnittes 5.

### 5.2 Felder der Zwischenergebnisse und Kenngrößen

Bei der Berechnung der Kenngrößen der Belastung wird die grosse Zahl der Zwischenergebnisse nach einer gleichbleibenden Verknüpfungsbeziehung zusammengefasst. Moderne Digitalrechner gestatten das Rechnen mit indizierten Grössen und bieten hierfür verschiedene Möglichkeiten einer vereinfachten Programmierung. Deshalb wird die digitale Berechnung der Belastung erheblich erleichtert, wenn man die Zwischenergebnisse sowie bestimmte Kenngrößen und ihre Einflussfaktoren in Form eines dreidimensionalen Feldes  $V_1$  mit den Elementen  $v_{jkl}$  darstellt:

$$V_1 = [v_{jkl}] \quad (1)$$

Darin bedeuten:

$j$  Index eines Zwischenergebnisses oder einer Kenngrösse;  
 $k$  Index des Schichtregimes;  $l$  Index für die Art des Feldes.

Beispielsweise verkörpert das Feld  $V_1 = [v_{jkl}]$  die Zwischenwerte der Bilanzierung eines bestimmten Knotens und  $V_9 = [v_{jkl9}]$  das Feld für die Korrekturen bei Reserveabnehmern.

Durch die Einführung des Begriffes «Feld» kann eine allgemeingültige Gleichung für die Berechnung der Zwischenergebnisse und bestimmter Kenngrößen der Belastung angegeben werden, in der die entscheidenden Einflussgrößen zusammengefasst sind:

$$[v_{jk}] = \sum_1 [v_{jkl}] \quad (2)$$

Die Gleichung enthält keine Aussagen über den zeitlichen Ablauf der Berechnung. Nach den Zwischenergebnissen des Feldes  $[v_{jk}]$  sind u. a. die Ausgangsparameter für das Bilanzierungsverfahren zu ermitteln.

Sollen die Feldelemente vor der Zusammenfassung nach Gl. (2) mit einer Konstanten  $K$  multipliziert werden, so ist dies ohne weiteres möglich:

$$[v_{jk}] = [v_{j, k, 11}] + K[v_{j, k, 12}] \quad (3)$$

Darin sind 1, 11 und 12 die Indizes für die Art des Feldes.

Die Zusammenfassung des Feldes nach Gl. (2) bzw. (3) ist für die Bilanzierung nach den Bereichen und Knoten gleichermaßen geeignet. Die Ermittlung der Zwischenwerte nach der Struktur des Netzschemas kann damit auf eine Zusammenfassung von Feldern zurückgeführt werden.

### 5.3 Rechnerische Ersatzbelastung für Kabel und Leitungen

Zu Beginn der Rechnung ist die Zeitkonstante des Kabels bzw. der Leitung nicht bekannt [4]. Es wird deshalb von der maximalen Belastung aller Schichten  $S_{\max 1}$  (für die Intervalldauer  $t_i$ ) ausgegangen. Dabei ist zu prüfen, ob in Abhängigkeit vom Typ des Anlagenteils, der Anzahl der Kabel und der Nennspannung dieser Strom zulässig ist. Wenn das der Fall ist, kann nach dem Grundverfahren der Belastungsermittlung die rechnerische Ersatzbelastung  $I_\tau$  bestimmt werden. Andernfalls ist die Anzahl der Kabel von  $m_K$  auf  $m_{K2}$  zu erhöhen. Da bei der Erhöhung der Anzahl der parallelgeschalteten Kabel sich der Minderungsfaktor der Verlegungsart  $k_r$  ändert, wird ein weiterer Minderungsfaktor  $k_r'$  berechnet. Es gilt die empirische Gleichung:

$$k_r' = (k_r'')^{m_{K2} - m_K} \quad (4)$$

$k_r''$  ist ein Koeffizient, der sich als der Quotient zweier aufeinanderfolgender Minderungsfaktoren für eine unterschiedliche Anzahl parallelgeschalteter Kabel ergibt.

Damit erhält man die Ersatzbelastung zur Vorauswahl des Anlagenteils aus:

$$I_\tau = \frac{S_{\max 1}}{\sqrt{3} m_{K2} k_r k_r' U} \quad (5)$$

Die weitere Rechnung erfolgt nach dem Grundverfahren der Überlagerung [4]. Diese Ermittlung wird iterativ so lange durchgeführt, bis die Zeitkonstante des Anlagenteils sich nicht mehr ändert.



#### 5.4 Rechnerische Ersatzbelastung für Transformatoren

Bei der Auslegung der Transformatoren sind die Kenngrößen der Belastung für den Normal- und den Reservebetrieb zugrunde zu legen. Dabei ist für den Fall des Normalbetriebes eine wirtschaftliche Transformatorauslastung zu gewährleisten. Über den Faktor  $K_{OT}$  der optimalen Transformatorauslastung kann die entsprechende Beziehung hergestellt werden.

Aus dem Ausdruck

$$S_{\max} = \frac{S_{\max I}}{m_T K_{OT}} \quad (6)$$

erhält man bei  $m_T$  parallelgeschalteten Transformatoren die maximale Scheinleistung für den Normalbetrieb. Mit dem Wert  $S_{\max}$  wird die Ersatzbelastung  $S_{rN}$  des Normalbetriebes berechnet. Dieser Wert ist bei Öltransformatoren sowohl für die Zeitkonstante der Wicklung als auch der des Öles zu bestimmen und zusammenzufassen [6]. Damit ist eine Auswahl des Transformators bzw. seiner Nennleistung nach der wirtschaftlichen Auslastung bei Normalbetrieb möglich:

$$S_n \geq S_{rN} \quad (7)$$

Da sich für die Nennleistungen der einzelnen Transformatoren die Zeitkonstanten nicht oder nur wenig unterscheiden, werden im Rechenprogramm die Wicklungs- und Leerlaufverluste als Kriterium herangezogen. Es wird also geprüft, ob bei der iterativen Berechnung der Ersatzbelastung und der folgenden Auswahl sich die Verluste ändern.

Es schließt sich eine Überprüfung für den Fall des Reservebetriebes an. Dabei ist zu überprüfen, ob der Transformator auch für die Ersatzbelastung  $S_{rR}$  des Reservebetriebes ausreichend bemessen worden ist:

$$S_n \geq S_{rR} \quad (8)$$

Gegebenenfalls muss die Nennleistung erhöht werden, so dass der Transformator in Normalbetrieb nicht mehr mit der wirtschaftlichsten Auslastung betrieben werden kann.

#### 5.5 Bilanzierung von Blindleistungs-Kompensationseinrichtungen

Bei der Bilanzierung nach Knoten muss der Einfluss von Blindleistungs-Kompensationsanlagen unbedingt berücksichtigt werden. Es ist dabei zwischen den vorgegebenen bzw. vorhandenen Kompensationsanlagen und der Auswahl dieser Anlagen nach den Belastungskenngrößen zu unterscheiden.

Kompensationseinrichtungen können eingeteilt werden nach:

- a) Festkondensatoren (d. h. nicht gesteuerten Einzelkondensatoren mit konstanter Kapazität) bei Einzelabnehmern;
- b) Grundlastkondensatoren für Transformatoren;
- c) Gruppenkompensationsanlagen mit:
  - ca) Festkondensatoren (selten angewendet);
  - cb) Stufenweise von Hand gesteuerten Kondensatorbatterien;
  - cc) Automatisch geregelten Kondensatorbatterien.

Die Einzelkompensation von Abnehmern ist nur während der Einschaltdauer wirksam. Der Anteil des Kondensators (negativ) wird deshalb bereits bei der Ermittlung der Kenngrößen des Belastungsmodells erfasst. Die Korrektur der Blindleistungswerte infolge der Grundlastkompensation von Transformatoren muss im Zusammenhang mit der Knoten-

bilanzierung durchgeführt werden. Bekanntlich ist es unwirtschaftlich, die Blindleistung  $Q_{\max}$  vollständig zu kompensieren. Aus dem vom Planungsingenieur festgelegten Leistungsfaktor  $\cos \varphi_{\max K}$  für die maximale Belastung  $P_{\max}$  eines Knotens ergibt sich die zu kompensierende Blindleistung  $Q_{\max K}$ :

$$Q_{\max K} = P_{\max} \left( \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_{\max}} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_{\max K}} - 1} \right) \quad (9)$$

$\cos \varphi_{\max}$  ist der Leistungsfaktor des Knotens vor der Kompensierung des Blindstromes. Man berechnet ihn aus den Maximalwerten der Belastung.

##### 5.5.1 Automatisch geregelte Kompensationsanlagen

Es kann bei vorgegebenen Kompensationsanlagen angenommen werden, dass diese in den Grenzen ihrer Nenndaten und des vorgegebenen Leistungsfaktors die Blindleistung entsprechend dem zeitlichen Verlauf der Belastung kompensieren. Abweichungen treten durch das Zu- und Abschalten einzelner Kondensatorbatterien (mit der Anzahl  $n_K$  und der Stufenleistung  $q_K$ ) auf.

Üblicherweise schalten die Grenzwertregler der Kompensationsanlagen bei 60 % der Stufenleistung die nächste Batterie zu. Diesen Vorgang kann man nachbilden, indem an Stelle der tatsächlich zu kompensierenden Blindleistung die nächst kleinere Gesamtleistung  $n_K q_K$  gewählt wird. Hierzu wird  $q_K$  addiert, wenn der nichtkompensierte Blindleistungsanteil entsprechend Gl. (9)  $0,6q_K$  überschreitet.

##### 5.5.2 Stufenweise gesteuerte Kompensationsanlagen

Bei den stufenweise gesteuerten Kompensationsanlagen handelt es sich um die selten verwendeten Gruppenkompensationsanlagen, die entsprechend dem Belastungsverlauf der einzelnen Schichten von Hand oder mit Schaltuhren gesteuert werden. Mit Rücksicht auf eine Gefährdung durch Überkompensation darf nur bis zur Höhe der minimalen Belastung kompensiert werden. Berechnungsmässig ist deshalb bis zur nächst kleineren Gesamtleistung  $n_K q_K$  zu kompensieren.

Der Einfluss der automatisch geregelten und stufenweise gesteuerten Kompensationsanlagen wird als Korrektur des Feldes der Zwischenwerte bei der Knotenbilanzierung wirksam.

Eine automatische Auswahl von Kompensationseinrichtungen ist möglich. Jedoch kann an dieser Stelle darauf nicht näher eingegangen werden.

#### 5.6 Bilanzierung der Transformatorenverluste

Bei der Bilanzierung des Eigenbedarfes (Verluste) eines Transformators sind drei Anordnungen innerhalb eines Netzzweiges zu unterscheiden:

- a) Transformator einziges Element des Netzzweiges;
- b) Kabel direkt am Berechnungsknoten, Transformator nachgeschaltet;
- c) Transformator direkt am Berechnungsknoten, Kabel nachgeschaltet.

In den ersten beiden Fällen ist der Eigenbedarf erst beim Feld der Zwischenwerte des vorgeschalteten Knotens der nächst höheren Netzebene zu berücksichtigen, im letzten Fall wegen der zusätzlichen Belastung des Zuleitungskabels beim berechneten Knoten.



Eine Bilanzierung mit Transformatorverlusten ist erst möglich, wenn die Maximalwerte der Scheinleistung aller Schichten bekannt sind und die Leerlauf- und Wicklungsverluste bestimmt werden können [3].

### 5.7 Berechnung der Lastentwicklung

Die zeitliche Entwicklung der Belastung über Jahre beeinflusst entscheidend den Ausbau der Stromversorgungsanlagen. In vielen Netzen ist in den einzelnen Produktionsbereichen die Tendenz der Lastentwicklung recht unterschiedlich, so dass eine differenzierte Berechnung nach Knoten von Vorteil ist.

Gegenwärtig kann die Lastentwicklung — auch im Hinblick auf einen stufenweisen Ausbau der Produktionsanlagen — mit guter Näherung für etwa 5...10 Jahre berechnet werden.

Die stufenweise Lastentwicklung ist auf der Grundlage vorgegebener oder geschätzter Kenngrößen der Belastung direkt in den Rechenablauf für die Knotenbilanzierung einzubeziehen. Zur Berücksichtigung des stufenweisen Ausbaues von elektrischen Anlagen und des damit verbundenen zeitlich gestaffelten Anschlusses von Abnehmern ist es zweckmässig, bei den Abnehmerdaten das Jahr des Einbaues zu vermerken.

Demgegenüber wird die kontinuierliche Lastentwicklung unter Beachtung eventueller Sättigungserscheinungen die nach einigen Jahren auftreten, gesondert berechnet. In Anbetracht dessen, dass eine genaue Berechnung der Lastentwicklung nicht möglich ist, und im Hinblick auf eine einfache Methodik wird bei der Berechnung vom Lastentwicklungsfaktor  $f$  [4] ausgegangen. Er ist das Verhältnis der zu erwartenden oder vorhandenen mittleren Belastung  $P_{10}(t)$  im Jahr  $a_n = a_0 + 10$  zur mittleren Belastung  $P_0(t)$  im Bezugsjahr  $a_0$ .

Die Belastung im Jahr  $a_n$  ergibt sich aus der Belastung im Jahr  $a_0$  nach der Beziehung:

$$P(a_n) = f^{\frac{a_n - a_0}{10}} P(a_0) \quad (10)$$

Im Rechenprogramm könnte ohne weiteres auch von anderen Wachstumsgesetzen für die Lastentwicklung ausge-

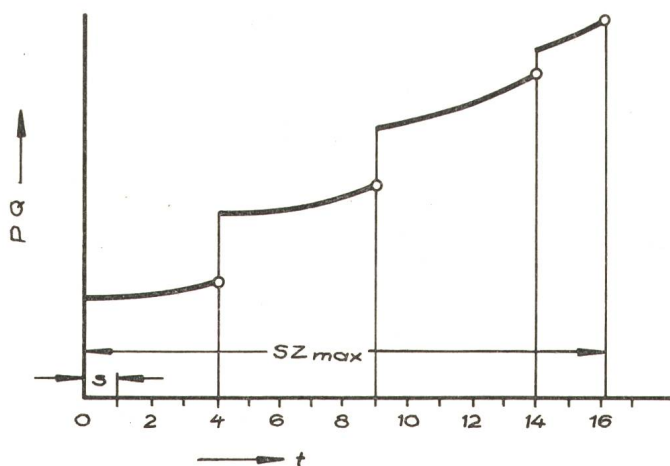


Fig. 5

Prinzipdarstellung für die kontinuierliche und stufenweise Lastentwicklung über Jahre

$P$  Wirkleistung;  $Q$  Blindleistung;  $t$  Berechnungsjahre;  $s$  Stufenbreite;  $SZ_{max}$  maximale Stufenanzahl

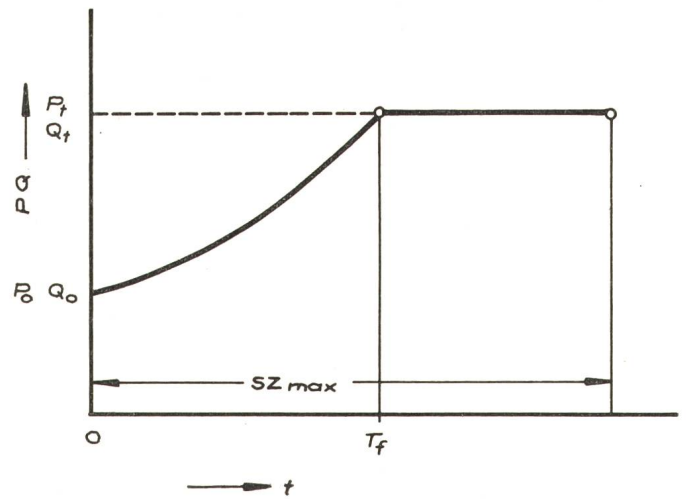


Fig. 6

Darstellung der Lastentwicklung mit Sättigungsverfahren nach  $T_f$  Jahren  
Bezeichnungen siehe Fig. 5

gangen werden. In Fig. 5 ist der prinzipielle Kurvenverlauf für eine kontinuierliche und stufenweise Lastentwicklung dargestellt. Danach lässt sich folgende allgemeingültige Gleichung ableiten:

$$P(a_n) = \sum_{x=0}^{x=a_n - a_0} f^{\frac{x}{10}} P(a_n - a_0 - x) \quad (11)$$

Gl. (11) kann auf die anderen Kenngrößen des Leistungsbedarfes angewandt werden. Sie wird aber nur auf diejenigen Zwischenwerte der Belastung ausgedehnt, die von direkt an den Knoten angeschlossenen Abnehmern herrühren.

Einen Sonderfall der kontinuierlichen Lastentwicklung stellt das Sättigungsverhalten dar. Es ist deshalb in Übereinstimmung mit Fig. 6 die Möglichkeit vorgesehen worden, nach  $T_f$  Jahren die Berechnung der kontinuierlichen Lastentwicklung zu unterbrechen. Durch die Gliederung nach Bereichen oder Knoten besteht die Möglichkeit, das unterschiedliche Verhalten der einzelnen Abnehmergruppen differenziert zu berücksichtigen.

### 5.8 Belastungsermittlung und Reservehaltung im Netz

Eine Reservehaltung ist für die Speisung von Reserveabnehmern sowie die Versorgung von Reserveleitungs- und Reservequerverbindungen bzw. Ringnetzen erforderlich. Sie führt im allgemeinen zur Auswahl von Anlagenteilen mit grösserem Querschnitt bzw. höherer Nennleistung.

#### 5.8.1 Reserveabnehmer

Sind Reserveabnehmer und ersetzte Abnehmer nicht an einem Knoten angeschlossen, so ist im Netz eine Leistungsreserve bis zu demjenigen Knoten einer höheren Netzebene erforderlich, von dem beide Abnehmer gespeist werden könnten. Das Feld  $[v_{jk9}]$  der Zwischenwerte der Knotenbilanzierung für Reserveabnehmer setzt sich aus der Summe der einzelnen Knotenkorrekturen von  $n$  Abnehmern zusammen:

$$[v_{jk9}] = \sum_{\mu=1}^{\mu=n} [v_{jk9}]_{\mu} \quad (12)$$

Das Feld  $[v_{jk9}]_{\mu}$  ergibt sich aus dem Feld  $[v_{jk9}]_{\mu 1}$  des Reserveabnehmers und das Feld  $[v_{jk9}]_{\mu 2}$  des ersetzten Abnehmers nach dem Kriterium:



$$[v_{jk9}]_{\mu} = - \min_{p_n} \{ [v_{jk9}]_{\mu 1}, [v_{jk9}]_{\mu 2} \} \quad (13)$$

Es wird also das Feld für die Korrektur gewählt, in welchem die Nennleistung des Abnehmers den kleinsten Wert annimmt.

Mit Rücksicht auf die Betriebsweise der Abnehmer und eine genauere Berechnung der Belastungswerte ist eine Erweiterung des Begriffes «Reserveabnehmer» auf diejenigen Abnehmer zweckmässig, die nur in Betrieb sein können, wenn ganz bestimmte andere Abnehmer ausser Betrieb sind, d. h., dass diese Abnehmer wechselseitig arbeiten (z. B. Abfüll- und Verpackungsanlagen, Transporteinrichtungen).

### 5.8.2 Reserveverbindungen

Als Reserveverbindungen in Strahlennetzen kommen sowohl Längs- als auch Querverbindungen in Betracht. Bei den Längsverbindungen werden aus Gründen der Stromversorgungssicherheit elektrische Anlagenteile bzw. Netzweige parallelgeschaltet. Demgegenüber wird bei den Reservequerverbindungen eine Kupplung zwischen Knoten einer Netzebene über Schalter, Schienen, Kabel oder Leitungen vorgenommen.

Bei den Reservequerverbindungen ist zwischen Knoten, die andere speisen, und solchen, die gespeist werden, zu unterscheiden. Eine Veränderung der Kenngrössen der Belastung eines Knotens tritt nur ein, wenn dieser einen oder mehrere andere speist.

Durch einen Knoten bzw. Netzweig ist im allgemeinen — wegen der niedrigen Störungsquote der elektrischen Anlagenteile — beim Vorhandensein mehrerer Reservequerverbindungen nur die grösste Belastung eines anderen gespeisten Knotens zu übernehmen. Vorläufig ist die Anzahl dieser gleichzeitig zu berücksichtigenden Reservequerverbindungen auf drei beschränkt worden, wobei die Kenngrössen der belastungsmässig ungünstigen Knoten ausgewählt werden. Entsprechend der Festlegung über die Art der Felder (Vgl. Abschn. 5.2) sind für Reservequerverbindungen gegenwärtig die Felder  $V_3$  bis  $V_5$  vorgesehen. Beispielsweise gilt für die Berechnung von  $V_3$  folgende Gleichung:

$$V_3 = \max_{S_{1\max}} \{ [v_{jk1}]_1, [v_{jk1}]_2, \dots, [v_{jk1}]_{n-1}, [v_{jk1}]_n \} \quad (14)$$

Darin ist  $S_{1\max}$  der grösste Wert der Scheinleistung dieser  $n$  Knoten. Für  $m$  zu berücksichtigende Reservequerverbindungen gilt allgemein für das Feld  $V_1$  der Zwischenergebnisse eines Knotens:

$$V_1 = [v_{jk1}] + \sum_{v=1}^m [v_{jk1}]_v \quad (15)$$

$v$  ist der Index für die Felder der zu berücksichtigenden Reservequerverbindungen. Das Feld  $V_1$  bildet die Grundlage für die Ermittlung der Ergebnisse des Reservebetriebes.

Bei der Bilanzierung wirkt sich die Korrektur der Zwischenergebnisse der Knoten auf die Netzweige des Normalbetriebes und die Reservelängsverbindungen aus. Die Teilbelastung von Reservequerverbindungen im Störfall kann über einen Minderungsfaktor berücksichtigt werden.

### 5.9 Verfahren zur Modellierung von Belastungsdiagrammen

Das von Grosskopf [4] beschriebene Verfahren zur Ermittlung der «Summenkurven der relativen Belastungen»

kann in veränderter Form zur Modellierung von gestuften Belastungsdiagrammen herangezogen werden, wenn es mit den Ergebnissen der Bilanzierung nach dem Verfahren für einen unbekanntem zeitlichen Verlauf der Belastung in Beziehung gesetzt wird.

Aus Gründen der Vereinfachung und evtl. möglicher Änderungen des Schichtbeginns sollen die Diagramme nicht unmittelbar als Funktion der Zeit selbst, sondern als fortlaufend nummerierte Stufen mit konstanter Intervalldauer dargestellt werden. Der Mittelwert der Summenkurve ergibt sich aus den Werten der einzelnen Belastungsstufen  $p_x'$  und der Stufenzahl  $n_{st}$ :

$$p_m = \frac{\sum p_x'}{n_{st}} \quad (16)$$

Aus den Bilanzierungsergebnissen sind die Werte der Mittellast ( $P_m, Q_m$ ) bekannt. Es besteht damit die Möglichkeit, die Kenngrössen der Summenkurven der relativen Belastungen mit den Ergebnissen der Bilanzierung in Beziehung zu setzen:

$$\frac{p_x'}{p_m'} = \frac{P_x}{P_m} \quad (17)$$

$P_x$  ist dabei der Wirkleistungsbedarf für die Stufe  $x$ .

Nach Gl. (17) können stufenweise die tatsächlichen Belastungswerte  $P_x$  berechnet werden. Analog ist  $Q_x$  zu ermitteln.

Da erwartungsgemäss die Bilanzierungsergebnisse für die Maximal- und Minimallast nicht mit den entsprechenden Werten des Diagramms übereinstimmen, enthält das Rechenprogramm Kriterien eines Vergleiches. Für die Extremwerte des Diagramms werden die belastungsmässig ungünstigeren Werte eingesetzt, die sich aus der Modellierung des Diagramms oder der Belastungsermittlung ergeben haben. Diese Art der Modellierung wird in gleicher Weise für alle Schichten und die beiden Halbjahre durchgeführt.

Das Verfahren zur Modellierung von Belastungsdiagrammen ist vorzugsweise für die höchste Netzebene gedacht, kann aber grundsätzlich für jeden Knoten eines Netzschemas angewendet werden. Voraussetzung ist, dass die Summenkurven der relativen Belastungen für den betreffenden Knoten ausreichend fundiert sind und damit das produktions-typische Verhalten der Kenngrössen der Belastung berücksichtigen.

## 6. Angaben zum Rechenprogramm

Das Rechenprogramm ist in der Programmiersprache Fortran 63 geschrieben und für den Digitalrechner Control Data 1604-A geeignet. Es werden z. Z. 8 Magnetbänder als externe Speicher benötigt. Für die Datenerfassung liegen spezielle Listen vor. Fig. 7 zeigt als Beispiel die am häufigsten verwendete Liste der Abnehmerdaten.

Aus der vereinfachten Übersicht zum Rechenprogramm (Fig. 8) sind die erforderlichen Datenerfassungslisten und der Umfang der Ergebnisdokumentationen zu erkennen. Zum Hauptprogramm gehören z. Z. 7 Überlagerungs-, 2 Segment- und 22 Unterprogramme. Es ist erweiterungsfähig und für die wichtigsten in dieser Arbeit beschriebenen Teilaufgaben fertiggestellt bzw. erprobt. Bis zu seiner allgemeinen Anwendung bedarf es jedoch noch einer weiteren Erprobung bzw. Vervollständigung. Für Nutzrechnungen liegt das



LISTE DER ABNEHMERDATEN		Blatt-Nr.						
Karten-Nummer	1	Form	1	1	1	1	1	1
Sortiermerkmal	2-3	Form	7	7	7	7	7	7
Abnehmer-Nummer Nr.	4-8	A5						
Kennz.	9	A1						
Jahr des Einbaues a	10-11	I2						
Bereich, vorzugsw. nur m. Namen	12-16	A5						
Bereiche mit variabl. Parametern	17-22	A6						
Abnehmertyp	24-29	A6						
Nennspannung $U_n$ [kV]	30-32	F3						
Max. zulässige Auslastzeit $t_a$ [min]	33-34	F2						
Schichtregime	35-41	A6						
Zuleitung	Bereich für Materialbilanz	42-46	A5					
	Zuleitungslänge [km]	47-49	F3					
	Parallelkabelanzahl $m_k$	50	I1					
	Kabel-/Leitungs-Typ, Adernzahl	51-58	A8					
	$Al(mm^2)$ , wenn vorgegeben	59-61	F3					
	Minderungsfaktor $K_f$	62-65	F4,2					
Verl.-art ( $\epsilon^*$ vorhand. Kabel/Leit.)	66-68	A3						
MYSDI SSPSKASST SKQNH								
Fortsetzungskarte Nr. 1 I1 2 2 2 2 2 2								
$n$	$n$	$n$	$n$	$n$	$n$	$n$	$n$	$n$
$n_{max}$	$n_{max}$	$n_{max}$	$n_{max}$	$n_{max}$	$n_{max}$	$n_{max}$	$n_{max}$	$n_{max}$
$-n_{sp}$	$E$	$p$	$p$	$-p$	$p$	$p$	$p$	$p$
$\Delta n$	$p_n$	$\beta_n$	$p_n$	$p_n$	$-p_n$	$p_n$	$p_n$	$p_n$
$-v_n$	$k_d$	$v_n$	$v_n$	$-v_n$	$v_n$	$v_n$	$v_n$	$v_n$
$-cos\phi_n$	$cos\phi_n$	$cos\phi_n$	$cos\phi_n$	$-cos\phi_n$	$cos\phi_n$	$cos\phi_n$	$cos\phi_n$	$cos\phi_n$
$P_b$	$P_{2x}$	$W_b$	$K_{am}$	$P_{best}$	$-P_b$	$P_b$	$P_b$	$P_b$
$z_b$	$t_{2x}$	$T_{sch}$	$\beta$	$Q_{best}$	$-P_{b1}$	$P_{b1}$	$P_{b1}$	$P_{b1}$
$P_{b1}$	$cos\phi_{b1}$	$-$	$-$	$Q_{best1}$	$-$	$-$	$-$	$-$
$z_{b1}$	$P_{2x}$	$-$	$-$	$Q_{best1}$	$-$	$-$	$-$	$-$
$t_b$	$t_{2x}$	$t_b$	$t_b$	$-t_b$	$t_b$	$t_b$	$t_b$	$t_b$
$t_e$	$cos\phi_{2x}$	$t_e$	$t_e$	$-t_e$	$t_e$	$t_e$	$t_e$	$t_e$
$t_z$	$P_{2x}$	$t_z$	$t_z$	$-t_z$	$t_z$	$t_z$	$t_z$	$t_z$
$-t_{2x}$	$q_k$	$q_k$	$-q_k$	$q_k$	$q_k$	$q_k$	$q_k$	$q_k$
$\frac{\Delta z}{z_n}$	$cos\phi_{2x}$	$\frac{t_e}{t_n}$	$\frac{t_z}{t_n}$	$-$	$\frac{t_z}{t_n}$	$\frac{t_z}{t_n}$	$\frac{t_z}{t_n}$	$\frac{t_z}{t_n}$
$cos\phi_e$	$t_{sch}$	$cos\phi_e$	$cos\phi_e$	$-cos\phi_e$	$cos\phi_e$	$cos\phi_e$	$cos\phi_e$	$cos\phi_e$
$-$	$-$	$-$	$-$	$-$	$-$	$-$	$-$	$-$
Fortsetzungskarten 3/4 1 bis 4 Spalten								
Datum:	Bearbeiter:	Zeichenerklärung:			Dimensionen:			
		☐ Daten unbedingt erforderlich			p in kW			
		☑ Daten möglichst anzugeben			t in h			
		○ Daten automatisch ergänzb.			z, cosφ - Brucht.			

Fig. 7 Datenerfassungsliste «Abnehmerdaten»

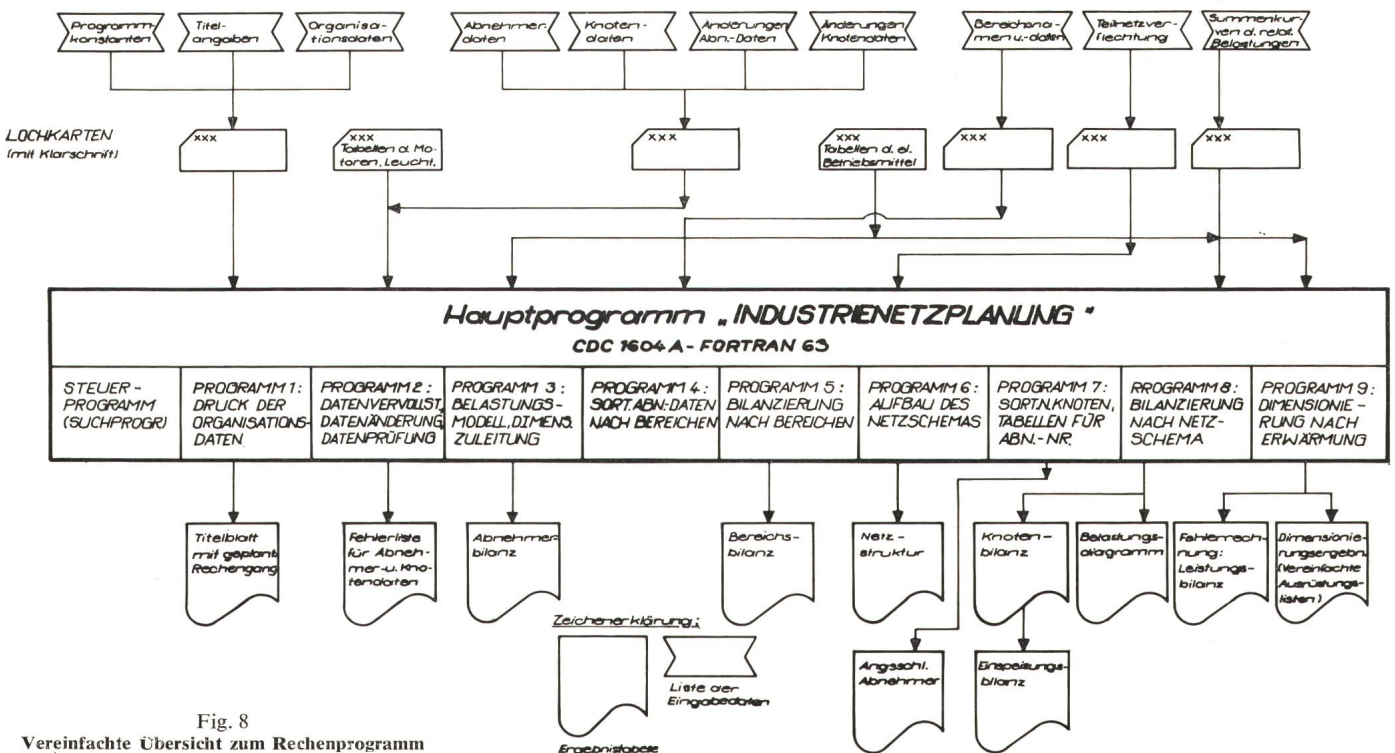


Fig. 8 Vereinfachte Übersicht zum Rechenprogramm

Programm in Form der sog. Binärkarten oder als Programmband vor.

Die Erprobungsrechnung für ein Vorhaben der chemischen Industrie hat gezeigt, dass sich die Lohnkosten um etwa 50...70 % gegenüber der herkömmlichen Berechnung verringern. Die Arbeitsproduktivität steigt bei der Untersuchung eines Netzschemas um etwa 150 %. Der Nutzen wächst mit zunehmender Zahl von Netzvarianten. Die Rechenzeit für ein Netz mit 320 Motoren, 1085 Leuchtstofflampen und 5 Netzebenen mit insgesamt 21 Verteilungen beträgt bei der Untersuchung von 6 Schichtvarianten 12 min. Die Druckbeispiele für die Abnehmerbilanz (Fig. 9), die Knotenbilanz (Fig. 10) und das modellierte Belastungsdiagramm (Fig. 11) zeigen, in welcher Form dem Planungingenieur die Ergebnisse bereitgestellt werden.

### 7. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Das allgemeingültige Berechnungsverfahren ist nicht schlechthin ein neues Grundverfahren der Belastungsermittlung, sondern es stellt in seiner Gesamtheit eine allgemeine Theorie der Berechnung elektrischer Belastungen dar, die in ihren wesentlichen Teilen nicht an ein bestimmtes Grundverfahren gebunden ist. Bestehende Nachteile bei der Anwendung treten bei den bisher üblichen Untersuchungsmethoden ebenso auf.

Das Rechenprogramm kann als erstes «integrated program» für die Belastungsermittlung und als Anfang für eine umfassendere Dimensionierung der Stromversorgungsanlagen angesehen werden. Es gestattet, in dreifacher Weise das zeitliche Verhalten der elektrischen Belastung nachzubilden:

- Schwankungen der elektrischen Belastungen innerhalb einer Schicht;
- Schwankungen für die einzelnen Schichten und Jahreszeiten;
- Entwicklung der Belastungen über Jahre unter Berücksichtigung eventueller Sättigungserscheinungen.



NR	JA	UN	ART	SCHICHT	N1	N2	PN	IN	IBED	COS	IS	COS	QK	IDIM	KZ	L	MK	TYP	QUER	KR	LE	N=OKO	
				KV	KW			A	A	A	KVAR			A	M			MM**2		KVAR			
1071.X	71	.38	MK	**	1	0	45.0	86	71	.83	604	.30	-0	125	N...	35	1	NAYY4X	50.0	1.00	SC	0	0
1072.X	71	.38	MK	**	1	0	45.0	86	71	.83	604	.30	-0	125	N...	50	1	NAYY4X	50.0	1.00	SC	0	0
1081.X	71	.38	MK	**	1	0	.6	2	2	.76	8	.30	-0	20	N...	35	1	NAYY4X	2.5	1.00	SC	0	0
1082.X	71	.38	MK	**	1	0	.6	2	2	.76	8	.30	-0	20	N...	50	1	NAYY4X	2.5	1.00	SC	0	0
1090.X	71	.38	MK	**	1	0	1.5	4	3	.74	20	.30	-0	20	N...	32	1	NAYY4X	2.5	1.00	SC	0	0
1100.U	71	.38	MK	**	1	0	1.5	4	3	.74	20	.30	-0	20	N...	32	1	NAYY4X	2.5	1.00	SC	0	0
1111.X	71	.38	MK	**	3	0	4.0	9	7	.79	49	.30	-0	20	N...	49	1	NAYY4X	2.5	1.00	SC	0	0
1114.X	71	.38	MK	**	3	0	4.0	9	7	.79	49	.30	-0	20	N...	32	1	NAYY4X	2.5	1.00	SC	0	0
1120.X	71	.38	MK	**	2	0	1.1	3	3	.72	14	.30	-0	20	N...	35	1	NAYY4X	2.5	1.00	SC	0	0
1131.X	71	.38	MK	**	2	0	.4	1	1	.74	5	.30	-0	20	N...	52	1	NAYY4X	2.5	1.00	SC	0	0

Fig. 9  
Druckbeispiel «Abnehmerbilanz»

Man könnte auch von einem dreifach dynamischen Verhalten der Belastung sprechen. Mit dem Berechnungsverfahren werden erstmals alle für die energiewirtschaftliche und technologische Planung erforderlichen Kenngrößen der Belastung berechnet. Dabei wird gegenüber den früher üblichen Rechnungen die Zahl der Einschränkungen und Annahmen erheblich verringert und in die sog. zweite bzw. dritte Peripherie verdrängt. Die mathematische Formulierung der Zusammenhänge und die Anwendung einer strengen Logik bewirken eine neue Qualität der Berechnungsmethodik und damit eine Präzisierung in bezug auf die eigentlichen Einflussfaktoren sowie eine Erhöhung der Genauigkeit der Ergebnisse.

Die Umrechnung der Ausgangsdaten ermöglicht es, sowohl die bekannten Daten der einzelnen Abnehmer als auch die Werte einer Abnehmergruppe zu verwenden. An Hand der Ergebnisse einer Bereichsbilanzierung nach technologischen, örtlichen oder abnehmertypischen Gesichtspunkten wird die Aufteilung der Belastungen nach Knoten erleichtert.

Es ist von Vorteil, dass hinsichtlich des Aufbaues von offen betriebenen Netzen keine Beschränkungen bestehen. Durch die Einführung des Begriffes «Teilnetz» und seiner starken Verallgemeinerung sind günstige Voraussetzungen für Variantenrechnungen geschaffen worden.

Im Rahmen dieser Untersuchungen wird erstmals ein vollständiger Berechnungsablauf (Algorithmus) aufgestellt, der auf die Belange der digitalen Berechnung zugeschnitten ist. Dabei wird in die Belastungsermittlung der Einfluss der Transformatoren und Blindleistungs-Kompensationseinrichtungen einbezogen und die Frage der Reservehaltung im Netz einer Lösung zugeführt. Die Reservehaltung im Netz bezieht sich auf Reserveverbindungen und Reserveabnehmer. Ein interessantes Ergebnis der Untersuchungen stellt das Verfahren zur Modellierung von Belastungsdiagrammen dar.

Durch die Benutzung von Digitalrechnern kann bei sich ergebenden Änderungen einzelner Ausgangsdaten in sehr kurzer Zeit ein neues Ergebnis ermittelt werden. Auf Grund der kürzeren Vorbereitungs- und Berechnungszeit ist es möglich, zu einem späteren Zeitpunkt mit der Planung zu beginnen. Damit fällt gleichzeitig ein grosser Teil der durch die Technologie bedingten Änderungen weg. Hierin zeigt sich die Überlegenheit und Wirtschaftlichkeit einer maschinellen Berechnung, zumal das Berechnungsverfahren wegen seiner hohen Anpassungsfähigkeit für alle Phasen des Planungsprozesses geeignet ist. Infolge der wesentlichen Erhöhung der Arbeitsproduktivität ist die Wirtschaftlichkeit der Anwendung von Datenverarbeitungsanlagen schon heute gewährleistet. Dabei sind zunächst nicht die Einsparungen an Material-

ALLGEMEINE DATEN				KENNWERTE										LEISTUNGSBILANZ									
VR	JA	KNOT	UB	UMAX	WMJ	VMJ	FMJ	NEF	TBTZ	TZ	PBED	QBED	PMAX	COS	PM	COS	PMIN	COS	IS	COS			
				KV	D/O	GWH	GVARH	H			KW	KVAR	KW	Kw			KW			A			
100	72	1B011	.38	2.0	.26	.39	0	0	1.00	0	56	86	56	.55	56	.55	0	0	184	.55			
100	72	1B011	.38	2.0	.06	.10	0	0	1.00	0	56	86	56	.55	56	.55	56	.55	184	.55			
100	72	1B011	.38	2.0	.06	.10	0	0	1.00	0	56	86	56	.55	56	.55	56	.55	184	.55			
100	72	1B011	.38	2.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
100	72	1B011	.38	2.0	.06	.10	0	0	1.00	0	56	86	56	.55	56	.55	56	.55	184	.55			
100	72	1B011	.38	2.0	.06	.10	0	0	1.00	0	56	86	56	.55	56	.55	56	.55	184	.55			
100	72	1B011	.38	2.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
100	72	1C001	.38	5.0	2.48	1.77	0	50	.81	7.47	860	143	804	.99	517	.99	119	.89	1578	.87			
100	72	1C001	.38	5.0	.48	.34	0	50	.81	7.47	860	143	804	.99	517	.99	219	.99	1578	.87			
100	72	1C001	.38	5.0	.48	.34	0	50	.81	7.47	860	103	804	.99	517	.99	219	.99	1551	.88			
100	72	1C001	.38	5.0	.28	.20	0	26	.78	7.46	480	49	456	.99	278	.98	119	.89	1066	.79			
100	72	1C001	.38	5.0	.48	.34	0	50	.81	7.47	860	103	804	.99	517	.99	219	.99	1551	.88			
100	72	1C001	.38	5.0	.48	.34	0	50	.81	7.47	860	103	804	.99	517	.99	219	.99	1551	.88			
100	72	1C001	.38	5.0	.28	.20	0	26	.78	7.46	480	49	456	.99	278	.98	119	.89	1066	.79			

Fig. 10  
Druckbeispiel «Knotenbilanz»  
(1. Zeile: Auswertung der Schichtergebnisse; 2.-7. Zeile: 6 Schichtvarianten)



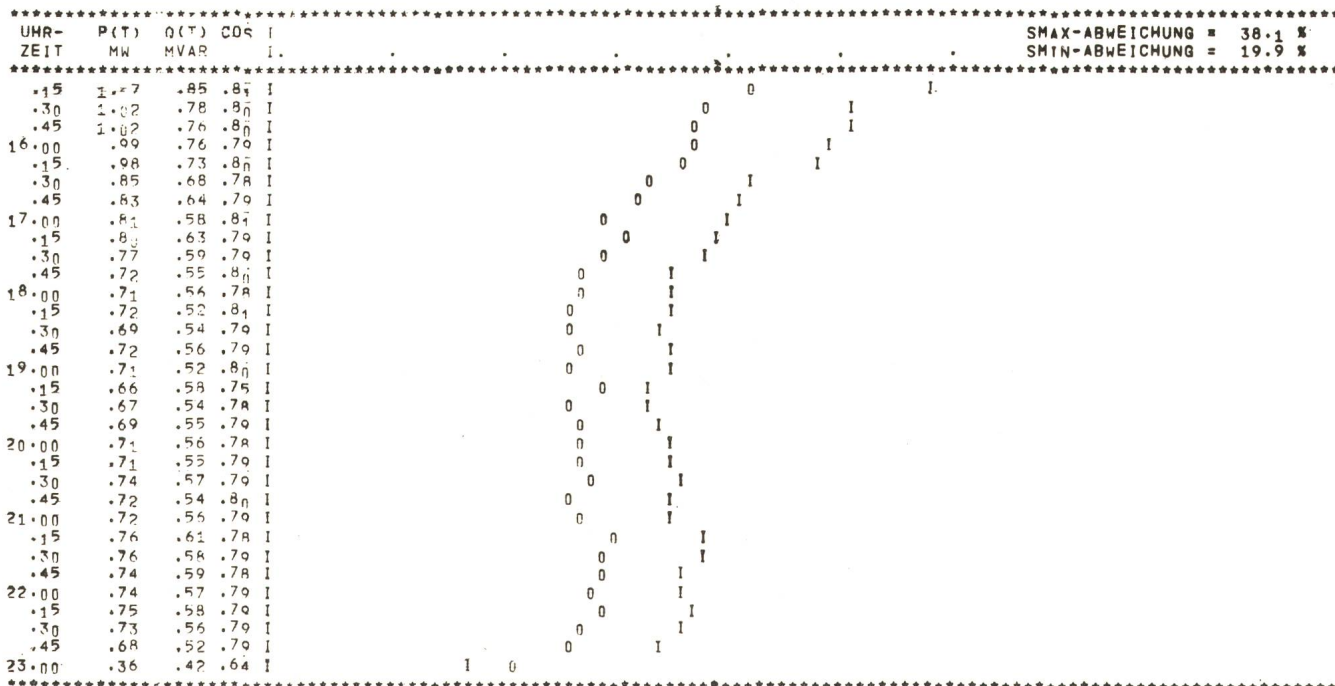


Fig. 11  
Druckbeispiel «Belastungsdiagramm»  
(Winterhalbjahr, 2. Schicht)

und Montagekosten in Betracht gezogen worden, die sich aus der Anwendung wissenschaftlich begründeter Berechnungsverfahren ableiten.

Die Zusammenfassung zeigt, dass bereits viel Vorarbeit geleistet worden ist. Trotzdem werden die durchgeführten Untersuchungen als der Anfang einer Entwicklung angesehen, und sie sind nur teilweise abgeschlossen. Der weitaus grösste Teil der Arbeit im Hinblick auf ein «integrated program» für die Industrienetzplanung ist noch zu leisten. Die bisherigen Untersuchungsergebnisse beweisen, dass die Entwicklung von allgemeingültigen Verfahren zur Belastungsermittlung und Dimensionierung sowie zur umfassenden digitalen Berechnung von Stromversorgungsanlagen von Industriebetrieben möglich ist und einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen bringt.

Der Verfasser möchte an dieser Stelle Frau Ing. H. Kroll sowie Dipl.-Math. G. Jahn und Dipl.-Math. U. Schmitz für die Mitwirkung bei der Programmierung und beim Testen

danken. Die Untersuchungen wurden teilweise im Auftrag des Institutes für Elektro-Anlagen, Berlin, durchgeführt.

**Literatur**

- [1] W. H. Dickinson: A new method of electrical load data calculations using a digital computer. Trans. IEEE Industry and General Applications 2(1966)5, p. 393...401.
- [2] H.-J. Weidner: Der Einsatz von elektronischen Digitalrechnern für die umfassende elektrische Belastungsanalyse von grossen Industriebetrieben. Elektrischeswo -(1967)12, S. 70...72. (= russ.)
- [3] H.-J. Weidner: Die Berechnung elektrischer Belastungen von Industriebetrieben mit Hilfe digitaler Rechenautomaten. Bull. SEV 59(1968)15, S. 683...692.
- [4] H.-J. Weidner: Die Definitionen und Grundverfahren zur Berechnung der elektrischen Belastungen von Industriebetrieben. Bull. SEV 61(1970)9, S. 402...411.
- [5] H.-J. Weidner: Die digitale Berechnung der elektrischen Belastungen und die Auslegung von Anlagenteilen. Elektrische 23(1969)12, S. 508...511.
- [6] Methoden zur Bestimmung elektrischer Belastungen in Industriebetrieben. Der VEM-Elektro-Anlagebau 5(1969)1, S. 65...112.

**Adresse des Autors:**  
H.-J. Weidner, Dipl. Ing., Leiter der Abteilung für wissenschaftlich-technische Berechnungen im VEB Chemie-Ingenieurbau Leipzig, Kloßstrasse 31, DDR-7034 Leipzig.

**Bericht der Rechnungsrevisoren**

**Berichtigung**

Im Bericht der Rechnungsrevisoren, veröffentlicht im Bulletin des SEV, 1970, Nr. 17, Seite 781, ist der Gewinn, welcher der Generalversammlung zur Verfügung steht, infolge eines Druck-

fehlers mit Fr. 671 225.59 angegeben worden. Die richtige Zahl lautet, in Übereinstimmung mit der auf Seite 777 veröffentlichten Gesamt-Erfolgsrechnung des SEV Fr. 671 255.59.