Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 66 (1975)

Heft: 23

Artikel: Staffelschutz mit Auswertung der Kurzschlussdauer in einem Mittelspannungsnetz

Autor: Hunziker, W. / Breu, P.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-915327

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 17.07.2025

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

Staffelschutz mit Auswertung der Kurzschlussdauer in einem Mittelspannungsnetz

Von W. Hunziker und P. Breu

In einem Netz mit Ringschaltung und ungerichtetem Zeitstaffelschutz ist die Selektivität des Schutzsystems nicht optimal. Durch Vereinfachung des Schaltzustandes und durch die Auswertung der Kurzschlussdauer im speisenden Unterwerk kann die Identifikation des gestörten Netzteiles rascher und sicherer erfolgen. Der Wiederaufbau der Versorgung wird dadurch entscheidend beschleunigt.

Dans un réseau bouclé et pourvu d'une protection à échelonnement non-directif temporisé, la sélectivité du système de protection n'est pas la meilleure. En simplifiant l'état de couplage et en évaluant la durée de court-circuit à la sous-centrale alimentant le réseau, on pourra identifier plus vite et plus sûrement un tronçon en défaut. Le rétablissement de la distribution s'en trouvera sensiblement accéléré.

1. Problemstellung

Die charakteristischen Merkmale eines städtischen Mittelspannungsnetzes konventioneller Bauart sind die hohe Dichte leistungsfähiger Transformatorenstationen auf kleinem Gebiet und die kurzen, fast durchwegs aus Kabeln bestehenden Leitungsabschnitte zwischen den Stationen. Dieses Netzkonzept stellt besondere Anforderungen an ein selektives Schutzsystem. Als eine technisch und wirtschaftlich vertretbare Lösung hat sich ein ungerichteter Zeitstaffelschutz mit Maximalstrom-Zeitrelais erwiesen. Dabei wird in der Regel auf eine automatische Wiedereinschaltung verzichtet, und zwar wegen der in einem Kabelnetz auftretenden Fehlerarten, aber auch wegen der relativ hohen Kurzschlußströme. Der Nachteil dieses Schutzsystems liegt eindeutig darin, dass die Selektivität nicht optimal ist, das heisst, es werden bei einer Störung nicht nur die defekte Leitung, sondern auch alle nachfolgenden Netzteile spannungslos.

Durch die Entwicklung von Schalt- und Trennautomatiken wurden Wege gesucht, die Unterbruchszeit der nur indirekt von der Störung betroffenen, jedoch intakten Netzteile zu verkleinern [1]. Diese Schalt- und Trennautomatiken zur Lokalisierung und teilweisen Selbstbehebung von Störungen bringen jedoch nicht nur Vorteile, denn sie erfordern einen relativ hohen Investitionsaufwand und zur Erhaltung der Funktionstüchtigkeit eine regelmässige Wartung. Für ein städtisches Netz treten als weitere Erschwernisse die häufigen betriebsbedingten Umschaltungen einzelner Stationen oder ganzer Netzteile auf andere Unterwerksbereiche und die laufenden Änderungen des «Normalschaltzustandes» infolge Inbetriebnahme neuer Stationen und Leitungsstränge in Erscheinung.

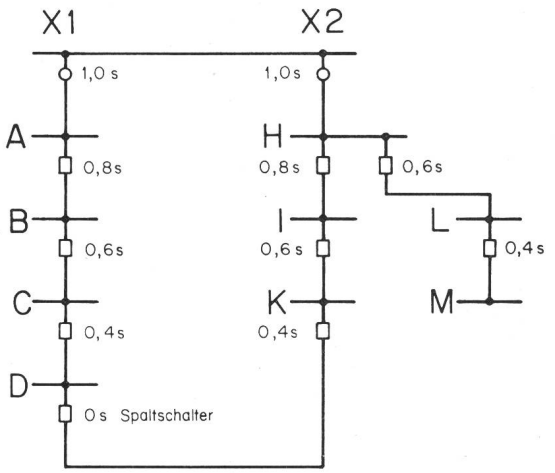


Fig. 1 Ringkonzept
Die Leitungen $X1$ und $X2$ sind in Transformatorenstation D über den Spaltschalter zu einem Ringsystem zusammengefasst.
o Schalter mit Sekundärrelais
□ Schalter mit Primärrelais

Die exakte Auswertung verschiedener Störungsfälle im Netz der St. Galler Stadtwerke hat nun aber gezeigt, dass die Lokalisierung einer Störung, d. h. die eindeutige Identifikation eines Fehlerortes, meist bedeutend mehr Zeit erfordert als die eigentliche Störungsbehebung. Die Problemstellung für die zeitliche Verkürzung der Versorgungsunterbrüche lautet also: Wie kann der bestehende Zeitstaffelschutz mit einfachen Mitteln ergänzt werden, damit die Lokalisierung der Störung rascher und sicherer möglich ist?

2. Netzaufbau, bisheriger Schaltzustand und herkömmliches Schutzkonzept

Das Mittelspannungsnetz der St. Galler Stadtwerke ist als Maschennetz aufgebaut, wird jedoch für jeden der drei Unterwerksbereiche getrennt betrieben, wobei die Sternpunkte aller Netzteile isoliert sind.

Innerhalb eines Unterwerksbereiches wurden bisher in der Regel zwei, in Ausnahmefällen drei abgehende Leitungen nach Durchlaufen mehrerer Stationen zu einem Ring zusammengeschaltet (Fig. 1). Die Abgangsschalter in den Unterwerken sind mit Sekundärrelais ausgerüstet, und zwar mit je zwei Maximalstrom-Zeitrelais und je einem nur auf Alarm arbeitenden Thermorelais. Bei den durch die einzelnen Stationen führenden Leitungen sind auf der Einspeiseseite, das heisst Richtung Unterwerk, Lasttrenner oder Leistungsschalter ohne aktive Schutzrelais eingebaut. Auf der abgehenden Seite in jeder Station befinden sich Leistungsschalter mit direkt aufgebauten Maximalstrom-Zeitrelais, deren Einstellzeiten mit 0,2 s gestaffelt sind. Ungefähr in der Mitte des Ringes wurde einem Leistungsschalter durch Einstellen der Schutzrelais auf Momentanauslösung die Funktion eines Spaltschalters zugeordnet.

In den speisenden Unterwerken sind die Schalter der abgehenden Leitungen von der Betriebszentrale aus fernsteuerbar und rückgemeldet. Ferner wurde, soweit die vorhandenen Signalkabel dies gestatteten, die Stellung der Spaltschalter in der Betriebszentrale signalisiert. Eine Fernsteuerung dieser Schalter war nicht vorhanden.

Dieses herkömmliche Schalt- und Schutzkonzept wies in Störungsfällen folgende Nachteile auf:

– Im Falle eines Kurzschlusses gab die rückgemeldete Auslösung des oder der Spaltschalter lediglich einen Hinweis, in welchem Ring eines Unterwerkes die Fehlerquelle zu suchen war. Es liess sich meist nicht feststellen, in welcher der durch die Netzauftrennung entstandenen Stichleitungen

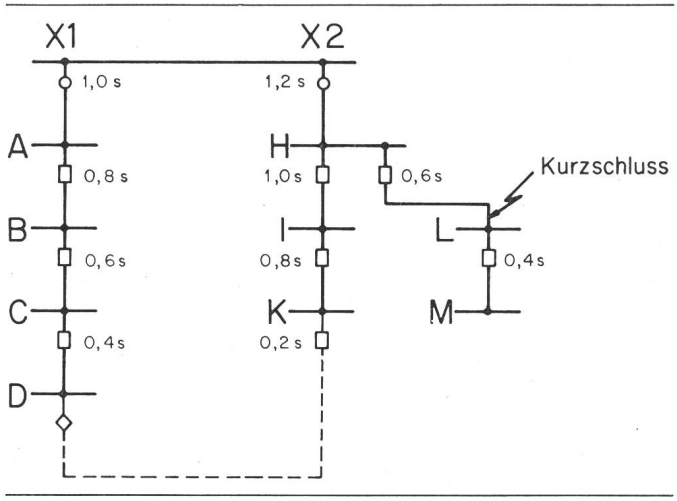


Fig. 2 Stichkonzept

Die Leitungen $X1$ und $X2$ werden getrennt als Stichleitungen betrieben. Einzelne Relaisstaffelzeiten sind gegenüber dem Ringkonzept verändert. Bei einem Kurzschluss zwischen den Transformatorenstationen H und L ergibt sich folgende Information über den Störungsort:

- Hinweis auf Stichleitung $X2$
- Gemessene Kurzschlussdauer 0,62...0,74 s

○ Schalter mit Sekundärrelais

□ Schalter mit Primärrelais

◇ Kuppelschalter (offen)

die defekte Leitung sich befand und welcher weitere Schalter noch ausgelöst hatte. Aus den in den Unterwerken gemessenen Belastungswerten der geöffneten Ringleitungen konnten meist keine eindeutigen Schlüsse über das Ausmass der Störung gezogen werden, denn nach einem totalen Spannungszusammenbruch im Netz erreicht die Belastung erst sukzessive wieder den ursprünglichen Wert (Nullspannungsauslösungen bei Grossabonnenten). Eine Identifikation der gestörten Stichleitung und des Kurzschlussortes wurde erst nach und nach aufgrund einlaufender Meldungen von Abonnenten über fehlende Spannung möglich. Der Wiederaufbau der Versorgung wurde dadurch unnötigerweise verzögert.

– Bei Erdschlüssen wird die in Netzen mit isoliertem Sternpunkt notwendige Erdschlußsuche bei Ring- und Maschenschaltungen schwieriger und zeitraubender.

3. Neuer Schaltzustand und ergänztes Schutzkonzept mit Auswertung der Kurzschlussdauer

Detaillierte Untersuchungen verschiedener Verbesserungsmöglichkeiten wie Rückmeldung weiterer Leitungsschalter, Kupplung der Auslösung von Leitungsschaltern [2] oder Spannungsüberwachung in den einzelnen Transformatorenstationen haben ergeben, dass unter Beibehaltung des Ringschaltkonzeptes keine technisch und finanziell vertretbare Lösung gefunden werden kann. Die aus umfangreichen Lastflussüberwachungen und Spannungsmessungen zu verschiedenen Zeiten bei unterschiedlichen Schaltzuständen im Mittelspannungsnetz resultierenden Werte haben bestätigt, dass im Mittelspannungsnetz der St. Galler Stadtwerke die Ringschaltung keine betrieblichen Verbesserungen bringt und deshalb ohne weiteres aufgegeben werden kann (Fig. 2). Im derart vereinfachten Schaltzustand kann die Lokalisierung einer Störung in einer der Stichleitungen ausschliesslich von der Schaltanlage des speisenden Unterwerkes aus erfolgen. Es sind keinerlei Informationen aus den Transformatorenstationen wie Schalterrückmeldungen, Spannungsüberwachung usw. mehr notwendig.

Die im Unterwerk installierten Maximalstrom-Zeitrelais sind mit einem unverzögert arbeitenden Anlaufkontakt ausgerüstet. Bei einem Kurzschluss im Netz wird das Schutzrelais im Unterwerk angeregt, und das Zeitwerk läuft so lange, bis der am nächsten beim Störungsherd liegende Schalter mit niedriger Staffelzeit den Kurzschlußstrom unterbricht. Während dieser Laufzeit des Schutzrelais im Unterwerk bleibt der Anlaufkontakt geschlossen.

Aus diesen Kriterien lassen sich zwei Informationen ableiten:

– Das Ansprechen des Schutzrelais im Unterwerk zeigt, in welchem Leitungsabgang die Störungsquelle zu suchen ist.

– Die Dauer der Laufzeit gibt unter Zuhilfenahme des Relaisstaffelplanes den Hinweis, welcher Schalter im Netz ausgelöst hat.

Für die Beurteilung des Zuverlässigkeitsgrades der erhaltenen Information ist zu beachten, dass sich die Schliessdauer des Kontaktes im Schutzrelais des Unterwerkes aus der eingestellten Staffelzeit des Hauptstromrelais in der Transformatorenstation und der betreffenden Schalterzeit zusammensetzt. Während die Schaltereigenzeiten der heutigen modernen Leistungsschalter kaum stark voneinander abweichen, ist bei der Einstellung der Relaiszeiten, besonders wenn sie lediglich gemäss Zeitskala und nicht mit Relaisprüfapparat erfolgt, eine theoretische Fehlerquelle vorhanden. Die Auswertung einer Versuchsserie mit vier hintereinandergeschalteten Leistungsschaltern hat jedoch gezeigt, dass bei verschiedenen Auslöseströmen und bei verschiedenen Einstellzeiten Abweichungen von höchstens ± 60 ms zu

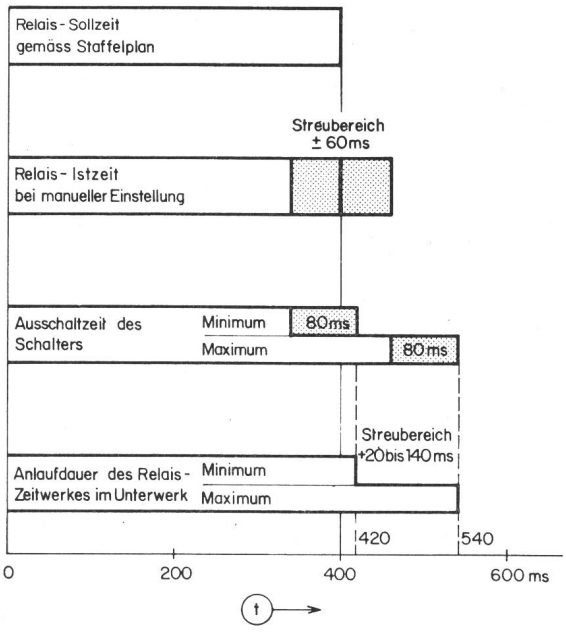
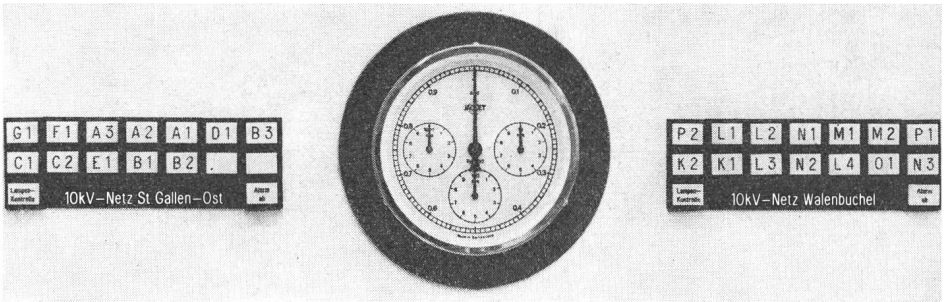


Fig. 3 Zeitdiagramm

Bei einer Relais-Sollzeit von 400 ms ergibt sich bei manueller Einstellung eine Relais-Istzeit von 400 ms ± 60 ms. Bei einer Schalterzeit von 80 ms liegt die theoretische Laufdauer des Zeitwerkes im Schutzrelais des Unterwerkes zwischen 420 ms und 540 ms.

Fig. 4
Informationsanzeige in der Betriebszentrale



erwarten sind. Unter Annahme einer Ausschaltzeit (Eigenzeit Auslöser-Schalter plus Lichtbogenzeit) von 80 ms ergibt sich eine totale Streuzeit zwischen der Schliessdauer des Anlaufkontaktes im Schutzrelais des Unterwerkes (Ist-Zeit) und der Soll-Zeit gemäss Zeitstaffelplan von + 20 ms bis + 140 ms (Fig. 3). Dieser maximale Streubereich ist deutlich kleiner als die Staffelzeit von 200 ms. Eine eindeutige Identifikation des ausgelösten Leistungsschalters im Netz ist also bei geeigneter Darstellung möglich.

4. Informationsübertragung und -anzeige

Die zweiteilige Information über den Störungsherd, nämlich der Hinweis auf die vom Unterwerk abgehende Stichleitung sowie die Zeiterfassung der Kurzschlussdauer, wird mittels Alarmmelder und Elektrostoppuhr in der Betriebszentrale dargestellt (Fig. 4). Zurzeit sind zwei Unterwerke mit je 14 Leitungsabgängen mit dem zusätzlichen Überwachungssystem ergänzt worden, wobei jede abgehende Stichleitung separat einen Alarmmelder aufweist. Die Zeiterfassung erfolgt über eine gemeinsame, über einen Wechselrichter gespiesene Elektrostoppuhr mit Synchronmotor. Mit der Quittierung der eingetroffenen Alarmmeldung wird die Stoppuhr automatisch zurückgestellt.

Die Übertragung der Meldungen von den aussenliegenden Unterwerken in die Betriebszentrale geschieht heute über freie Adern der bestehenden Signalkabel (Fig. 5). Es ist vorgesehen, die Übertragung später in die vorhandenen Fernwirkanlagen zu integrieren.

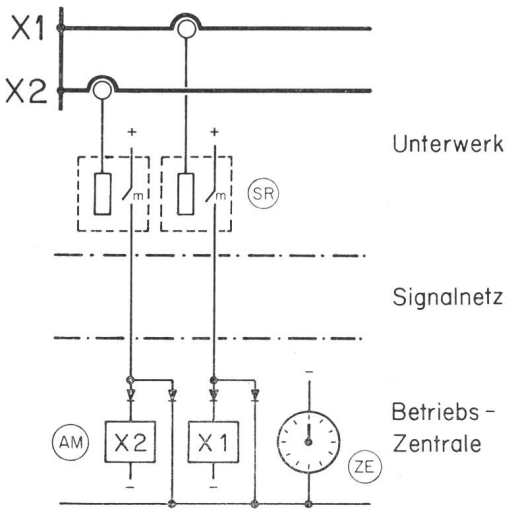


Fig. 5 Prinzipschema der Informationsübertragung

X1, X2 10-kV-Abgang im Unterwerk
SR Sekundärrelais
m unverzögerter Anlaufkontakt des Sekundärrelais
AM Alarmmelder
ZE Zeiterfassung

5. Betriebserfahrungen

Während der bisherigen, noch recht kurzen Betriebszeit des ergänzten Schutzkonzeptes wurde der Informationswert der eingegangenen Meldungen bei drei Störungen bestätigt.

Störung A:

Auslösung von zwei Schaltern in derselben Stichleitung infolge zwei unmittelbar aufeinanderfolgender Blitzeinschläge in Freileitungsstrecken

Relaiseinstellzeit des ersten Schalters	0,4 s
Relaiseinstellzeit des zweiten Schalters	0,8 s
Information über Störungsquelle:	
Hinweis auf Stichleitung	eindeutig
Gemessene Zeit in Betriebszentrale	1,35 s

Störung B:

Auslösung des 10-kV-Schalters einer Gleichrichteranlage, Schutzrelais auf Momentanauslösung eingestellt

Information über Störungsquelle:	
Hinweis auf Stichleitung	eindeutig
Gemessene Zeit in Betriebszentrale	0,08 s

Störung C:

Kurzschluss auf der Niederspannungsseite einer Transformatorenstation

Relaiseinstellzeit des Transformatorenschalters	0,2 s
Information über Störungsquelle:	
Hinweis auf Stichleitung	eindeutig
Gemessene Zeit in Betriebszentrale	0,26 s

Die Messergebnisse aller Störungen liegen innerhalb der theoretisch ermittelten Toleranzen. Die Auslösung des zweiten Schalters bei Störung A wäre ohne die Messung der Kurzschlussdauer als Fehlauslösung (durchreissendes Relais) taxiert worden. Die Addition der Ausschaltzeiten beider Schalter stimmte mit der gemessenen Zeit überein und gab den Hinweis auf einen zweiten Blitzeinschlag.

6. Schlussbemerkungen

Die St. Galler Stadtwerke sind überzeugt, dass mit dieser einfachen, wenig technischen und finanziellen Aufwand erfordernden Ergänzung des Schutzkonzeptes die Lokalisierung einer Störung im Mittelspannungsnetz wesentlich rascher und sicherer erfolgen kann. Die Dauer der störungsbedingten Unterbrüche in der Elektrizitätsversorgung lässt sich damit erheblich verkürzen. Ferner bringt die vereinfachte Netzschaltung weitere betriebliche Vorteile.

Literatur

[1] *J. Zachow*, Trennautomatiken für Mittelspannungsnetze. Elektrizitätswirtschaft 73(1974), Heft 8.
[2] *V. Huber*, Wirtschaftlichkeit und Betriebssicherheit beim Bau von Mittelspannungsanlagen. Bull. SEV 58(1967), Nr. 15.

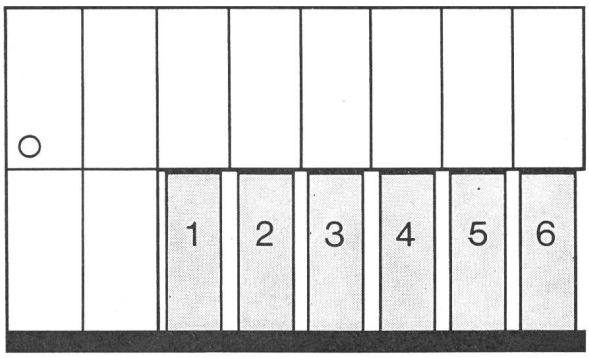
Adressen der Autoren:

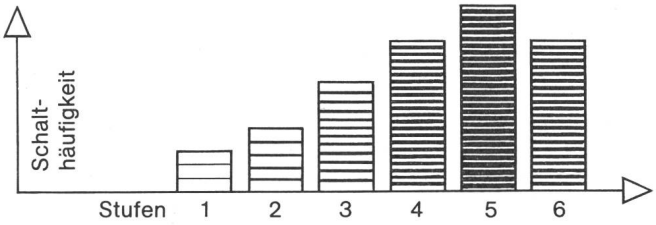
Willy Hunziker, Ing.-Techn. HTL, Betriebschef, St. Galler Stadtwerke, 9000 St. Gallen.
Peter Breu, Ing.-Techn. HTL, Abteilungschef, St. Galler Stadtwerke, 9000 St. Gallen.

Bisher

mit der konventionellen Blindstromregler-Schaltung:

- ungleichmässige Belastung der einzelnen Schützen und Kondensatoren, dadurch
- ungleiche Abnützung
- kürzere Lebensdauer einzelner Elemente
- grössere Störanfälligkeit

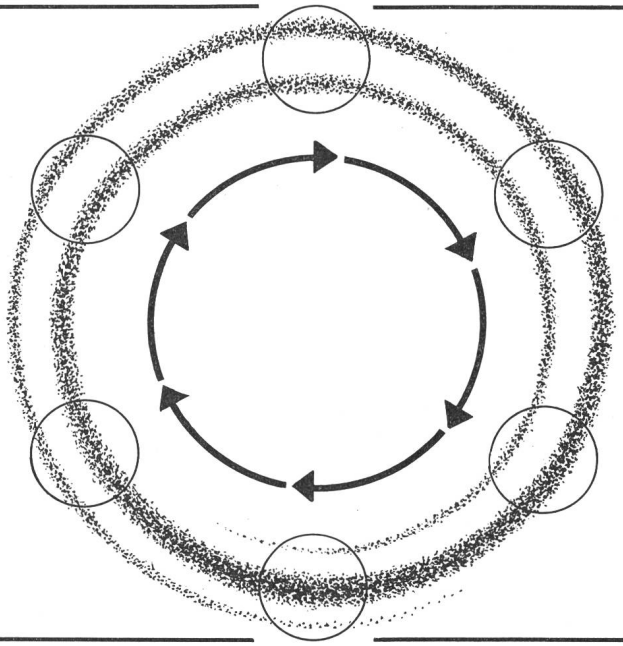




Die MICAFIL-Lösung:

Micafil-Kondensatorenbatterien sind für Nieder- oder Hochspannung mit der Kreisschaltung MICATURNO lieferbar.

Eine technisch ansprechende und wirtschaftlich überzeugende Lösung.



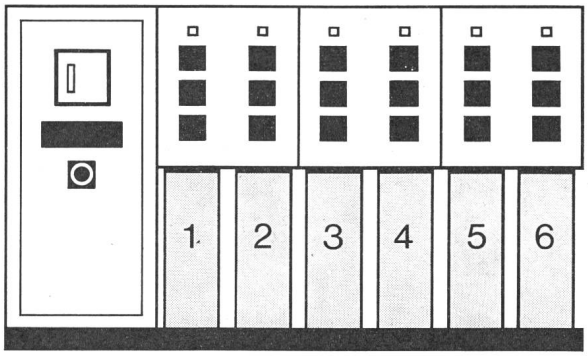
Neu

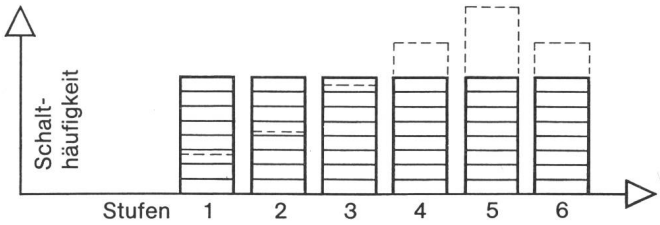
Micafil-Kondensatorenbatterien mit der MICATURNO-Kreisschaltung besitzen den zusätzlichen Vorteil der gleichmässigen Belastung aller Anlageteile, dadurch

- keine ungleichmässige Abnützung
- längere Lebensdauer
- zusätzliche Betriebssicherheit

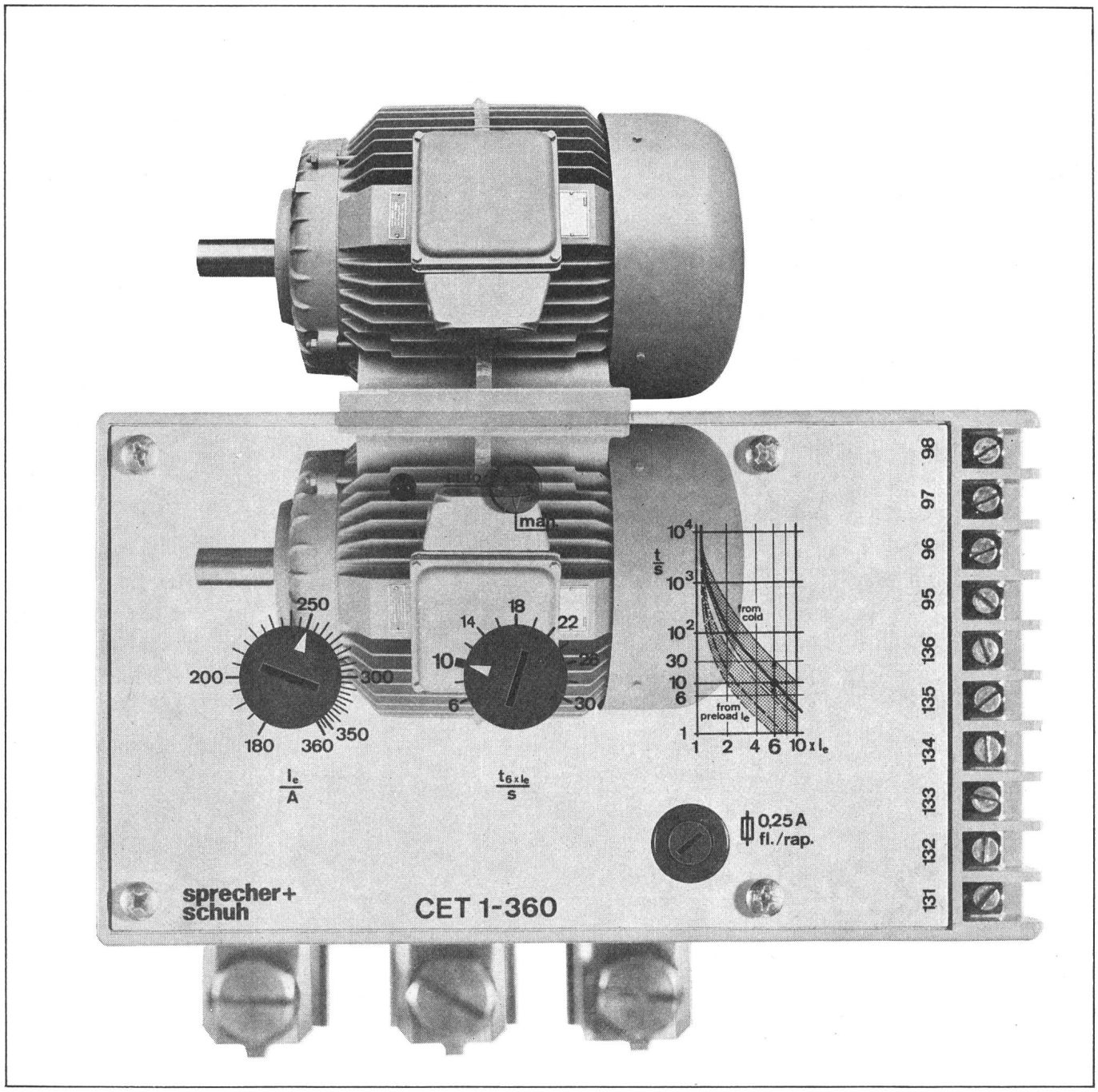
Verlangen Sie weitere Auskünfte und Beratung durch unsere Spezialisten der Abt. CVC (Tel. 01 - 62 52 00).

Micafil AG, 8048 Zürich, Abt. CVC





Motoren **sicher schützen** mit dem elektronischen Motorschutzrelais CET



Das im CET enthaltene thermische Abbild ermöglicht den Schutz des Motors gegen Überlastung auch in schwierigen Betriebsarten, wie bei Schweranläufen oder intermittierendem Betrieb. Gleichzeitig erlaubt es eine gute Ausnutzung der Überlastbarkeit des Motors.

Weitere Merkmale:
- Einstellbare Auslösekennlinie. Die Auslösezeit beim 6fachen Motornennstrom aus dem «kalten Zustand» ist zwischen 6 und 30 s einstellbar. Damit kann die Auslösekennlinie der Gefahrenlinie des Motors angepasst werden.
- Sicherer Phasenausfallschutz unabhängig von der Belastung des Motors.
- Anzeige der Motorerwärmung. Ein Strom proportional der Wicklungserwärmung steht zur externen Anzeige oder anderweitigen Verarbeitung zur Verfügung.
- Nennstrombereiche zwischen 35 und 1000 A.

Sprecher + Schuh hat für jedes Motorschutzproblem die richtige Lösung. Verlangen Sie Auskünfte oder Dokumentationen.

sprecher+ schuh

Sprecher + Schuh AG
CH-5001 Aarau/Schweiz
Tel. 064/25 21 21

752N