

# Notstromdieselaggregate richtig projektieren und errichten (2)

**GUT GEPLANT HÄLT EIN TECHNIKLEBEN LANG** Im ersten Beitragsteil ging es um die Leistungsmerkmale von Aggregaten im ungestörten und gestörten Betrieb. Dabei kamen der Sammelschienenkurzschluss im Generatorschaltschrank, die Unterdimensionierung im ungestörten Inselbetrieb sowie Netze mit Oberschwingungen zur Sprache.



## AUF EINEN BLICK

**DIE BERECHNUNG IM DETAIL** ist aufgrund der persönlichen Erfahrungen des Autors bei diesem Thema wichtig, um korrekt planen und errichten zu können

**PLANENDE INGENIEURE** können aus diesem Beitrag auch theoretische Hintergrundinformationen gewinnen

**ERRICHTENDE FIRMEN** können anhand der beiden Praxisbeispiele des Beitrags Schlussfolgerungen für den richtigen Anlagenaufbau ziehen

Fortsetzung aus »de« 6/2013, S. 30

**A**bschließend befasst sich der erste Beitragsteil mit typischen Planungs- und Errichtungsfehlern beim Umgang mit Notstromdieselaggregaten, womit wir an dieser Stelle fortsetzen möchten.

### Nichtbeachtung der Selektivität

Häufig kann die Selektivität im Zusammenhang mit dem Erfüllen des Schutzes gegen elektrischen Schlag nicht erfüllt werden. Oft entstehen erhöhte dynamische bzw. transiente Spannungsfälle an der Generatorimpedanz. Dies kann zu größeren Spannungseinbrüchen führen, z. B. beim Stern-Dreieck-Anlauf einer Sprinkleranlage. Hier kann es zur kurzzeitigen Spannungsunterbrechung kommen.

### Fehler bei Auslegung und Auswahl des Netzschutzes

Die Schutztechnik ist ein Spezialgebiet, die verschiedenen Fachgebiete interdisziplinär tangiert. Sie erfordert von Planern und Errichtern fundierte Fachkenntnisse zu etlichen elektrotechnischen Wissensbereichen, z. B.:

- Netzberechnung (Lastfluss-, Spannungsfall- und Kurzschlussstromberechnung),
- Selektivitätsbetrachtungen unter Kurzschlussbedingungen,
- elektrische Maschinen (Transformatoren, Synchrongeneratoren, Asynchronmotoren, rotierende bzw. statische USV, rotierende bzw. statische BSV),
- Überstromschockeinrichtungen, Schalt- und Trenneinrichtungen (HH-Sicherungen, Sekundärschutzrelais mit Überstromauslösung, Differentialschutzrelais, nullpunktlöschende bzw. offene Leistungsschalter u. v. m.

### Richtige Auslegungskriterien für den Netzschutz

Leider wird der Netzschutz manchmal während der der Planung und Errichtung von Notstromdieselaggregaten stiefmütterlich behandelt. Und so trifft man in der Praxis oft auf für Kurzschluss und/oder Selektivität ungeeignete Anlagen. Ebenso findet man auch falsch eingestellte Schutzeinrichtungen vor, die zu katastrophalen Folgen führen können.

Höhere Einstellungen des Netzschutzes begünstigen die Selektivitätsverhältnisse, sind aber für das Einhalten des Schutzes bei indirektem Berühren durch automatische Abschaltung der Stromversorgung kontraproduktiv und gefährlich. Verfügt der ausgewählte Generatorleistungsschalter über ein ungeeignetes Überstromauslösesystem, so kann die Selektivität nur noch bei niedrigen Kurzschlussbelastungen bzw. kleinen Bemessungsströmen der Sicherungseinsätze erfüllt werden. Ein selektiver Netzaufbau im SV-Netz bei Speisung aus dem Generator lässt sich aber am einfachsten mit der Kombination aus Generatorschalter, Sekundärrelais und externem Stromwandler erzielen.

Der Generatorschalter kann ein Leistungsschalter ohne Überstromauslösung oder ein Leistungstrennschalter ohne Kurzschlussauslösung sein, muss aber allen Kurzschlussbelastungen an seiner Einbaustelle genügen. Er muss den Kurzschluss sicher abschalten können. Wenn der Parallelbetrieb des Aggregats mit dem Netz vorgesehen ist, muss der Generatorschalter auch Anteile der Kurzschlussbelastung abschalten können, die aus dem Netz stammen. Diese sind in der Regel viel größer als die vom Generator herrührenden Anteile.

Im Praxisbeispiel des ersten Beitragsteils wurde ein Generatorschalter planerisch vorgesehen und schon ausgeführt, der für den Netzparallelbetrieb bezüglich seiner Kurzschlussfestigkeit und seines Bemessungsausschaltvermögens ungeeignet ist. Dieser Schalter musste dann auf der Baustelle aus dem Generatorschaltschrank ausgebaut werden. In der Realisierung dieses Projekts kam ein höher dimensionierter Leistungsschalter zum Einsatz, der den gestellten Anforderungen sicher genügt.

## ZEP-Brücke bei Kurzschlussberechnung

Die Nichtberücksichtigung der ZEP-Brücke bei der Kurzschlussberechnung führt zu einer möglicherweise falschen Parametrierung des Netzschutzes. Werden aus Gründen der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) die Sternpunkte der Transformatoren und des Generators nur einmal am zentralen Erdungspunkt (ZEP) über die ZEP-Brücke geerdet, muss diese Sachlage bei der Kurzschlussberechnung berücksichtigt werden. Die ZEP-Brücke wird am häufigsten in der NSHV-AV errichtet. Manchmal auf Verlangen des zuständigen Verteilungsnetzbetreibers (VNB) auch im NS-Übergabegerüst.

Im Inselbetrieb eines TN-Systems bilden Kurzschlüsse zwischen einem Außenleiter und dem Schutzleiter oder zwischen einem Außenleiter und dem mit dem Schutzleiter verbundenen Körper eines elektrischen Betriebsmittels Fehlerschleifen, die notwendigerweise über diese ZEP-Brücke geschlossen werden müssen. Bei dezentraler Ausführung, die dann vorliegt, wenn die Anbindung zwischen der NSHV-AV und der NSHV-SV wesentlich größer als die Anbindung zwischen dem Aggregat und der NSHV-SV ist, muss der Inselbetrieb im Kurzschlussfall besonders sorgfältig untersucht werden, weil diese Netzkonstellation sehr kritisch sein kann. Entsprechende im Inselbetrieb entstehende Kurzschlussbahnen, die diese ZEP-Brücke beinhalten, können von den auf dem Markt erhältlichen NS-Berechnungsprogrammen nicht nachgebildet werden.

Der Errichter, der für die Sicherheit der Anlage haftet, oder derjenige, der von ihm mit der Ermittlung der Einstellwerte des Netzschutzes beauftragt ist, muss diese Kurzschlusschleifen dann »von Hand« berechnen, weil diese Anordnung der ZEP-Brücke die kleinsten Kurzschlussbelastungen hervorrufen kann, die für die Auslegung/Einstellung des Netzschutzes und/oder die Festlegung bzw. Überprüfung der Abschaltbedingungen berücksichtigt werden müssen. Der Schutz bei Kurzschluss und der Schutz gegen elektrischen Schlag bei indirektem Berühren durch automatische Abschaltung der Stromversorgung haben die höchste Priorität und müssen immer gewährleistet sein.

## Falsche Auswahl der Schaltpolzahl

Es geht um die Frage: drei- oder vierpolige Schalter? Bei der Auswahl der Schaltpolzahl muss beachtet werden, dass unter allen Betriebsbedingungen sowohl im AV-Netz als auch im SV-Netz bei der Speisung aus der allgemeinen Stromversorgung sowie aus dem Aggregat der Schutz gegeben ist. Dies setzt voraus, dass immer alle möglichen Fehlerschleifen geschlossen sind. Bei falscher Auswahl der Schaltpolzahl lauern folgende Gefahren:

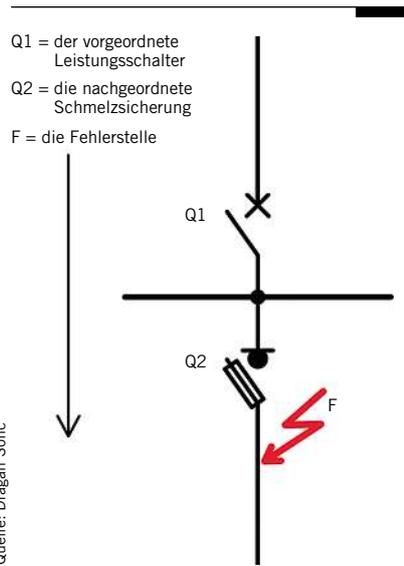
- Der Generatorsternpunkt ist nicht geerdet.
- Die notstromberechtigten Wechselstromverbraucher liegen nicht an 230-V-Wechselspannung, sondern an einer Spannung, die von den Belastungen der einzelnen Außenleiter abhängt und im Extremfall sogar 400V annehmen kann.

- Erdkurzschlüsse und Körperschlüsse können überhaupt nicht abgeschaltet werden, weil die dazugehörigen Kurzschlussbahnen nicht geschlossen sind. Um diese Gefahren zu vermeiden, empfiehlt sich die folgende Vorgehensweise:
- Die Erdungsverhältnisse in der Trafostation inklusiv NS-Übergabegerüst (Behandlung des Transformatorsternpunktes bzw. des Sternpunktleiters, Einbeziehung des Transformatorckernes in den Schutzpotentialausgleich, Untersuchung, Betrachtung und Berechnung aller Kurzschlusschleifen) detailliert betrachten und gegebenenfalls mit dem zuständigen VNB abstimmen.
- Die Erdungsverhältnisse des Generators (Behandlung des Generatorsternpunktes im Generatorstatorcklembrett bzw. des Sternpunktleiters im Generatorschalt-schrank, Einbeziehung des Generatorgehäuses in den Potentialausgleich, Untersuchung, Betrachtung und Berechnung aller Kurzschlusschleifen) detailliert betrachten.
- Das Sammelschienensystem des eventuell vorhandenen NS-Übergabegerü-stes, der NSHV-AV, der NSHV-SV und des Generatorschalt-schranks bezüglich der Festlegung der eventuellen Brücke zwischen der (PEN)- und der PE-Schiene bzw. ZEP-Brücke detailliert betrachten.
- Die komplette Hauptstromversorgung mit allen Schutz- und Trenneinrichtungen für alle möglichen Betriebsarten und alle möglichen Kurzschlussstellen detailliert betrachten.

Betrachten wir hierzu z. B. einen vierpolig ausgeführten Generatorschalter, bei dem sich die PEN-PE-Brücke im Generatorschalt-schrank befindet. Ähnlich verhält es sich, wenn es weder im Generatorschalt-schrank noch in der NSHV-SV eine PEN-PE-Brücke gibt, dafür aber eine ZEP-Brücke in der NSHV-AV vorhanden ist. Kommt es hier während des Generatorbetriebes bei geöffnetem Generatorschalter zu einer leitenden Verbindung zwischen einem Außenleiter und dem Generatorgehäuse, ist kein Schutz gegeben.

## Erforderliche Selektivität ermitteln

Besonders schwierig und kritisch ist die Beurteilung der Selektivitätsverhältnisse der Reihenschaltung aus dem in Richtung des Energieflusses betrachtend vorgeordneten kompakten Leistungsschalters mit



**Bild 5:** Reihenschaltung aus Leistungsschalter und Schmelzsicherung

einem Überstromauslösesystem, dass über L- und I-Funktion verfügt, und der nachgeschalteten Sicherung (**Bild 5**). Die I-Funktion kann dabei fest eingestellt oder parametrierbar sein.

Hierzu können in diesem Rahmen nur einige Gesichtspunkte angesprochen werden, da dieses Thema sehr komplex ist. Der unterschiedliche Aufbau, die unterschiedliche Wirkungsweise und das unterschiedliche Verhalten bei Überströmen im Überlastbereich und im Bereich der kleinen sowie hohen und sehr hohen Kurzschlussbelastungen bzw. die unterschiedliche Löschung des Kurzschlusses machen die Selektivitätsbetrachtung schwierig und erfordern vom Planer und Errichter das höchste Maß an Fachkenntnissen über die eingesetzten Überstromschutz-einrichtungen.

NS-Berechnungsprogramme mancher Programmhersteller beurteilen die Selektivität dieser Reihenschaltung basierend auf entsprechenden Sicherheitsabständen oder auf Ergebnissen der Kurzschlussversuche ihrer eigenen Fabrikate, was in Ordnung ist. Manche NS-Berechnungsprogramme beurteilen die Selektivität hierbei aber nur anhand der Zeit-Strom-Kennlinien der beiden Überstromschutzeinrichtungen und manche stellen nur entsprechende Diagramme dar und treffen keine Aussage. Nach DIN VDE 0636 sind die Zeit-Strom-Kennlinien der Sicherungen durch entsprechende Stromtore und Zeit-Strom-Bereiche festgelegt. Diese enden bei der Abschaltzeit von 0,1 s.

Die genannten NS-Berechnungsprogramme, welche die Selektivität nur anhand von Zeit-Strom-Kennlinien der beiden Schutzgeräte beurteilen, verwenden die Zeit-Strom-Kennlinien bestimmter Sicherungshersteller, die auch im Bereich der Kurzschlussdauer <0,1 s dargestellt sind. Dabei wird die Selektivität als gegeben bewertet, wenn sich die Auslösekennlinien nicht berühren. Dies gilt bei denen auch für den Bereich der Kurzschlussdauer <0,1 s. Selbst wenn die Auslösekennlinien dieser beiden Überstromschutzeinrichtungen dabei ihre normgerechten zugehörigen Toleranzbänder beinhalten, sollen die Zeitstromkennlinien der Sicherungen für den Bereich der Kurzschlussdauer <0,1 s nicht verwendet werden. Im Bereich der Kurzschlussdauer <0,1 s handelt es sich um die sogenannten virtuellen Schmelz- bzw. Ausschaltzeiten des Sicherungseinsatzes.

Die virtuelle Schmelz- bzw. Ausschaltzeit eines Sicherungseinsatzes wird ermittelt, indem das konstante Schmelz- bzw. Ausschaltintegral als die zugehörige Asymptote der Schmelz- bzw. Ausschaltzeitstromkennlinie durch das Quadrat des unbeeinflussten prospektiven Kurzschlussstromes dividiert wird:

$$t_v = \frac{\int i(t)^2 dt}{I_k^2}$$

mit  $t_v$  – virtuelle Schmelz- bzw. Ausschaltzeit des Sicherungseinsatzes

Dabei stellt

$$\int i(t)^2 dt$$

das konstante Schmelz- bzw. Ausschaltintegral des Sicherungseinsatzes dar, mit:  $I_k$  – als Effektivwert der betriebsfrequenten Wechselstromkomponente des unbeeinflussten prospektiven Kurzschlussstromes.

Der Vergleich der spezifischen Ausschaltenergie des Sicherungseinsatzes mit der spezifischen Ansprechenergie des Leistungsschalters würde hierzu eine Beurteilung gestatten. Dies ist jedoch nicht möglich, weil es nach DIN VDE 0660-101 (Leistungsschalternorm) keine Werte der spezifischen Ansprechenergien der Leistungsschalter gibt. Nach dieser Norm müssen die Hersteller der Leistungsschalter lediglich nur die Werte der spezifischen Durchlassenergien angeben.

Planer und Errichter können aber die Strombegrenzungsdiagramme der Sicherungseinsätze zur Selektivitätsbeurteilung heranziehen. Dabei müssen Planer Folgendes beachten:

- Die Strombegrenzungsdiagramme der Sicherungseinsätze liefern die Durchlassströme als Amplitudenwerte.
- Bei der Kurzschlussdauer  $<0,1\text{ s}$  bzw.  $\ll 0,1\text{ s}$  ist auch die Gleichstromkomponente des Kurzschlussstromes existent und soll berücksichtigt werden.
- Die Strombegrenzungsdiagramme der Sicherungseinsätze sind nicht genormt.
- Die Fertigungstoleranzen der Sicherungseinsätze müssen berücksichtigt werden.
- Die Einstellwerte der Überstromauslöser der Leistungsschalter stellen den Effektivwert der Stromstärke dar.
- Die nach DIN VDE 0660-101 zulässigen Auslösetoleranzen der Leistungsschalter von  $\pm 20\%$  müssen berücksichtigt werden.

### Branchenübliche Berechnungssoftware

NS-Berechnungsprogramme (nachfolgend: Programme) stellen für Auslegung, Ausfüh-

rung und Prüfung von NS-Stromversorgungen wertvolle Hilfsmittel dar. Es zeigt sich gelegentlich, dass auch die besten Programme nicht allen Anforderungen gerecht werden können, die sich in der Praxis ergeben. Und somit können sie eventuell fehlende Fachkompetenz nicht ersetzen. Hier eine Aufzählung der gelegentlichen Grenzen von Programmen:

- Nichtberücksichtigung der ZEP-Ausführung (wie bereits erwähnt). Es gilt für alle Programme.
- Falsche Selektivitätsbeurteilung der Reihenschaltung Leistungsschalter–Sicherung für die Kurzschlussdauer  $<0,1\text{ s}$  (wie bereits erwähnt). Das gilt nur für einige Programme.
- Wenn der Netzparallelbetrieb des Aggregates vorgesehen ist, verlangen die VNB die Angabe über den Wert des Stoßkurzschlussstromes, der vom Aggregat bei Kurzschluss im MS-Netz eingespeist wird, um diesen eventuell zu begrenzen. Die hierzu erforderliche Kurzschlussstromberechnung entgegen der Ener-

gieflussrichtung der allgemeinen Stromversorgung ist nicht möglich. Diese Berechnung muss von Hand erstellt werden. Das gilt für alle Programme.

- Manche Programme führen bei dem Inselbetrieb die Berechnung der SV-Verteilungsstromkreise mit der gemäß der DIN VDE 0100-410 zulässigen Kurzschlussdauer von  $5\text{ s}$  durch. Wie bereits diskutiert, sollen aus Stabilitätsgründen Kurzschlusszeiten mit mehr als  $1\text{ s}$  bei generatornahen Kurzschlüssen vermieden werden. Es sind hier Betrachtungen »von Hand« nötig.
- Die Kurzschlussstromberechnung von statischen USV- und BSV-Anlagen während des Batteriebetriebes ist spezifisch. Die Impedanzen dieser Anlagen sind bedingt durch die Regelung keine konstanten, sondern variable Größen und werden ausschließlich durch die entsprechende U-I-Charakteristik bestimmt. Alle Programme rechnen aber mit konstanten Impedanzen, weil sie diese Regelung nicht berücksichtigen. Es sind auch hier

Berechnungen und Betrachtungen »von Hand« erforderlich. (Der Autor dieses Beitrags hat auf diese Problematik im Beitrag »Zentrales ZSV-Netz im Batteriebetrieb« in »de« 23-24/2006, S. 50ff. bereits aufmerksam gemacht.)

- Es können nicht alle Konstellationen der Mehrfacheinspeisungen von Transformatoren und/oder Generatoren berechnet werden. Es gilt für alle Programme. Eine »von Hand«-Berechnung ist erforderlich.
- Rotierende bzw. dynamische USV-Anlagen mit kinetischem Energiespeicher und Dieselmotor stellen auch einen Fall dar, bei dem nicht alle Kurzschlüsse berechnet werden können. Hierbei sind Kurzschlüsse gemeint, die bei vorhandenem Netz sowohl auf der Netz- als auch auf der Lastseite entstehen und aus dem Netz sowie aus der USV (mit Energie aus dem kinetischen Energiespeicher) gespeist werden. Eine »von Hand« Berechnung ist nötig.

## Beispielprojekt Nr. 2 aus der Praxis

Für ein anderes Aggregat (500kVA, 400kW,  $\cos \varphi = 0,8$ ) bestand der Aggregathersteller darauf, dass Prüfungen und Messungen bei der Werksabnahme des Aggregates den von ihm bestimmten Prüfablauf haben.

Im **Kasten** in »de« 6/2013, S. 33, sind Ausschnitte als Zitat aus seinem Schreiben an den Errichter (seinen Auftraggeber) zu der bevorstehenden Werksprüfung wiedergegeben. Hierzu stellen wir nun die entsprechenden Auswertungen punktwise dar.

### Auswertung zum Abnahmelauf unter Last

Die 15-min-Werte sind keine repräsentativen Werte für die Beurteilung der zulässigen Abweichungen im stationären bzw. eingeschwungenen Zustand des Aggregates und sollen als solche nicht akzeptiert werden. Zudem müssen neben den zulässigen statischen auch zulässige dynamische Abweichungen von den Betriebsgrenzwerten registriert werden.

### Auswertung zu 2)

Wenn man die Leistungsangaben des Abnahmelaufes genau analysiert, stellt man fest, dass die prozentuellen Leistungsangaben 100 %, 75 %, 50 % und 110 % eigentlich nicht mit den Bemessungswerten

des Aggregates übereinstimmen. Anstelle dieser prozentuellen Leistungsangaben müssen eigentlich folgende stehen: 80 %, 60 %, 40 % und 88 %, weil diese die tatsächlichen Belastungen, bezogen auf die Bemessungsdaten des Aggregates sind. Der Aggregathersteller hatte offensichtlich diese Leistungsangaben mit dem Ziel gemacht, dass das Aggregat mit wesentlich kleineren Lasten während dieser Werkserprobung getestet wird.

### Auswertung zur Protokollierung von Frequenz und Spannung

Hier schlug der Aggregathersteller eine Werteablesung vor. Es ist aber nicht möglich mit bloßem Auge die stark dynamischen Vorgänge der transienten Spannungs- und Frequenzänderungen adäquat zu registrieren. Deshalb sollen die Errichter und Betreiber Prüfprotokolle des Aggregatherstellers nicht akzeptieren, die abgelesene und von Hand eingetragene Werte beinhalten.

Es empfiehlt sich sowohl die statischen als auch die dynamischen Prüfungen ausschließlich durch Netzanalysatoren aufzuzeichnen. Die Netzanalysatoren sollen dabei bezüglich des Aggregationsmessintervalls zur Bildung von Mittelwerten der erfassten und berechneten physikalischen Größen richtig parametrisiert werden. Besonders wichtig ist die entsprechende Parametrisierung zum Triggern von dynamischen Ereignissen und die fachkompetente Auswertung der Rohmessdateien und Erstellung des entsprechenden Messberichtes.

Der Hersteller des Aggregates aus dem Praxisbeispiel 2 hat die Tatsache genutzt, dass im Leistungsverzeichnis für die Werksprüfungen keine Angabe über den  $\cos \varphi$  stand uns so hat er versucht, die für ihn günstige Interpretation der Durchführung der Prüfung des Lastannahmeverhaltens des Aggregates durchzusetzen. Der Planer soll, um solchen Missverständnissen vorzubeugen, für die Prüfungen den Wert  $\cos \varphi = 0,8$  ausschreiben und der Errichter bzw. der Betreiber müssen darauf bestehen, dass die Prüfungen mit diesem Wert durchgeführt werden.

Der Wert  $\cos \varphi = 1$  bedeutet, dass dem Aggregat ein reiner Wirkstrom entnommen wird, der zum einen kleiner als der Bemessungsscheinstrom des Aggregates ist und zum anderen aufgrund der überwiegend induktiven Generatorimpedanz einen kleineren Spannungsfall an der Generatorimpedanz hervorruft. Aggregate

werden jedoch in den meisten Fällen zur Speisung von ohmsch-induktiven Verbrauchernetzen eingesetzt.

Der Wert  $\cos \varphi = 1$  gibt bei der Prüfung somit keine richtige Auskunft über das Lastannahme- und Regelverhalten des Aggregates. Es empfiehlt sich außerdem, das Lastannahmeverhalten des Aggregates auch an seinem Aufstellungsort und nicht nur auf dem Prüfstand des Aggregatherstellers durchzuführen. Denn dort herrschen ganz andere Verhältnisse hinsichtlich der Zu- bzw. Abluft, der Abgasführung, der Kraftstoffversorgung und der Steuerung als im Herstellerwerk. Vor allem ist das von Bedeutung, wenn das Aggregat sowohl für den Inselbetrieb als auch für den Parallelbetrieb mit dem Netz vorgesehen ist. Die Reglereinstellungen, die auf den Inselbetrieb abgestimmt sind und mit denen das Aggregat im Herstellerwerk überprüft wird, gelten nicht für den Parallelbetrieb des Aggregates mit dem Netz, sie sind sogar kontraproduktiv und gefährlich.

## Fazit

Das zuerst betrachtete Praxisbeispiel (»de« 6/2013, S. 32) zeigt, wie wichtig die rechtzeitige fachgerechte Projektierung ist. Die Betrachtung der Selektivität muss in der frühen Planungsphase erfolgen. Dabei ist eine rechtzeitige Absprache aller Gewerksplaner nötig, derer Gewerke elektrische Leistung bzw. Notstrom benötigen. Die Erfahrung zeigt, dass die nachträgliche Nachrüstung eines selektiven Schutzes nur mit einem erheblichen Kostenaufwand möglich ist.

(Ende des Beitrags)

## AUTOR

Dipl.-Ing. Dragan Sofic,  
Planungsingenieur, Elektroanlagenbau GmbH Rhein/Main, Dietzenbach