

# Notstromdieselaggregate richtig projektieren und errichten (1)

**FEHLER VON ANFANG AN VERMEIDEN** Dieser zweiteilige Beitrag befasst sich mit den in der Praxis oft unterdimensionierten Notstromdieselaggregaten. Die Tragweite dieser Fehler soll an einem ersten Beispiel erläutert werden. Anschließend soll ein zweites Praxisbeispiel dazu dienen, die Prüfung des Aggregats bei der Werksabnahme zu erklären.



## 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

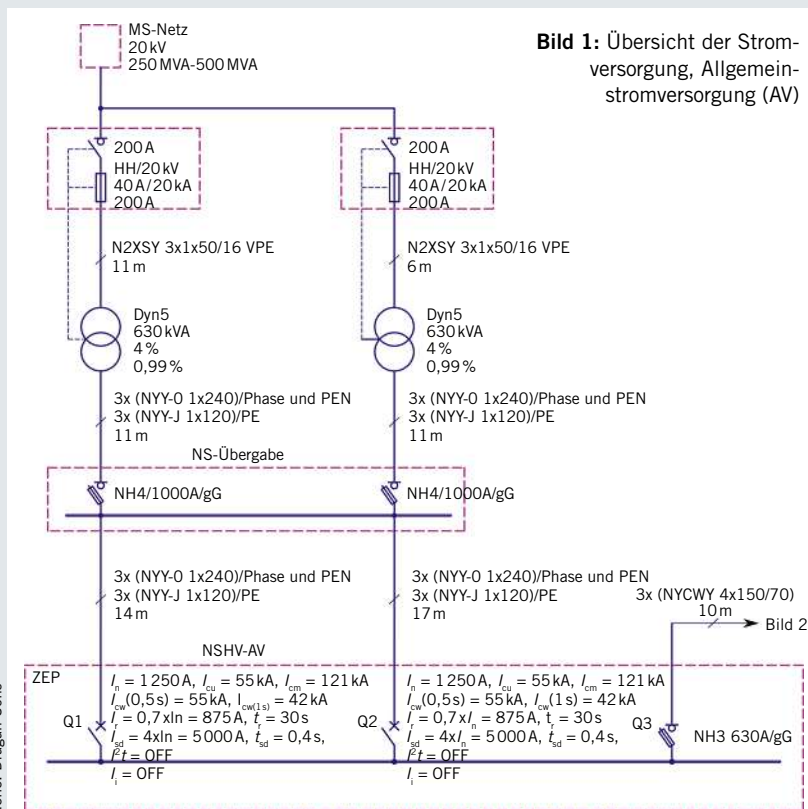
**ERRICHTENDE FIRMEN** können anhand der beiden Praxisbeispiele des Beitrags Schlussfolgerungen für den richtigen Anlagenaufbau ziehen

Bereits während der Projektierung begehen Planer leider oft den Fehler, Notstromdieselaggregate (nachfolgend als Aggregate bezeichnet) zu klein zu dimensionieren. Anhand dieser Planung werden die Aggregate dann leider auch so errichtet. Die Unterdimensionierung betrifft dann sowohl den ungestörten als auch den gestörten Notstrom- bzw. Generatorinselbetrieb (nachfolgend als Inselbetrieb bezeichnet). Unter einer Störung ist im Kontext dieses Beitrags der Kurzschluss während des Inselbetriebes zu verstehen.

## Leistungsmerkmale im ungestörten und gestörten Betrieb

Ein Aggregat stellt ein Gebilde aus dem Dieselantriebsmotor (nachfolgend: Antrieb) und dem Synchrongenerator (nachfolgend: Generator) dar und erzeugt entsprechend des Winkels zwischen Strom- und Spannungszeiger der angeschlossenen Last eine komplexe elektrische Leistung, die aus einem Wirk- und induktiven bzw. kapazitiven Blindleistungsanteil besteht. Speist z. B. ein Aggregat eine durch einen Asynchronmotor mit Stern-Dreieck-

**Bild 1:** Übersicht der Stromversorgung, Allgemein-stromversorgung (AV)



Quelle: Dragon Sofic

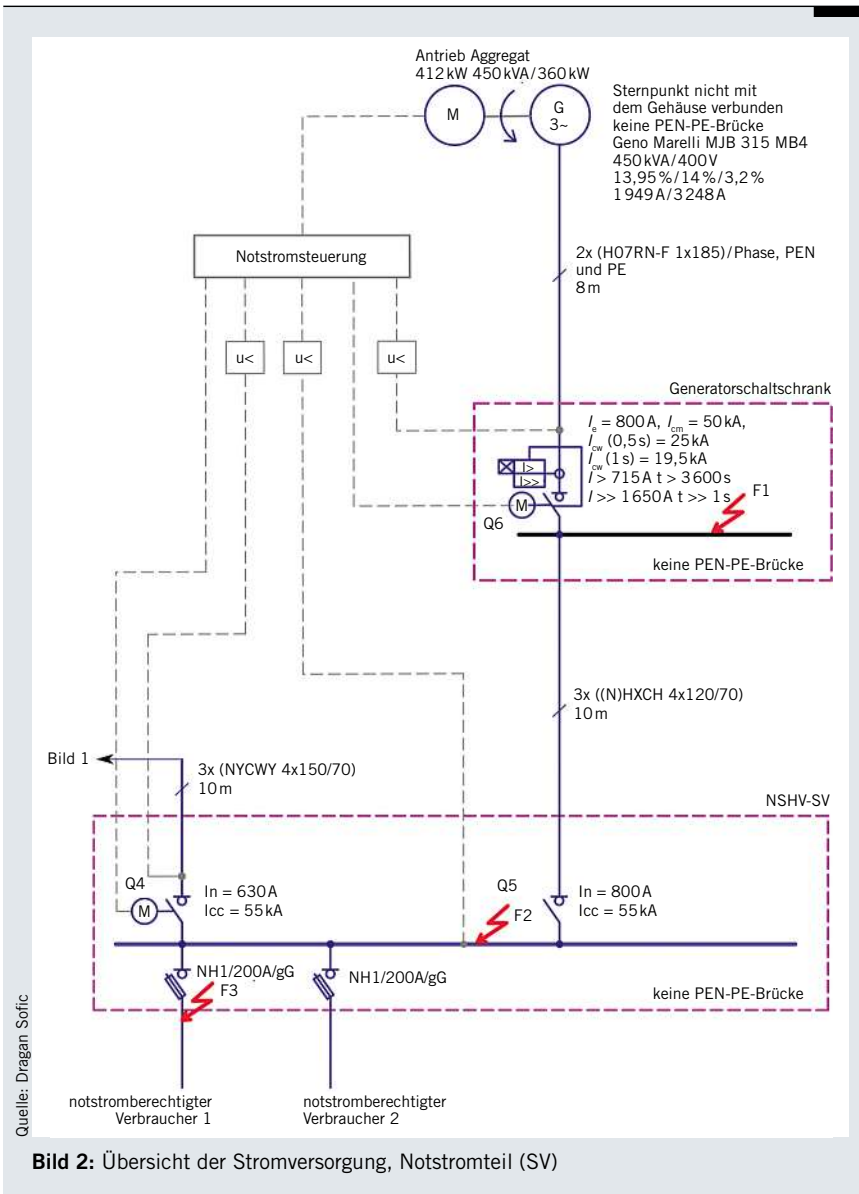


## INFOS

### Fachbeiträge

Sofic, D.: Stromkreistrüfung an bestehenden Hauptverteilungen – Unterlassene Kurzschlussstromberechnung kann zu Schäden führen  
**»de« 15-16.2007 – S. 35 ff.**

Sofic, D.: Oberschwingungen im Generator-Inselbetrieb – Oberschwingungen belasten Generatoren im Notstrombetrieb  
**»de« 21.2009 – S. 32 ff.**



Anlauf angetriebene Sprinklerpumpe ein, so stellt diese für das Aggregat eine ohmsch-induktive Last dar. Die benötigte Wirkleistung wird vom Antrieb und dem Generator und die induktive Blindleistung vom Erregersystem des Generators erzeugt. Der speisende Generator ist in diesem Speisungsfall übererregt, erzeugt induktive Blindleistung, wirkt wie ein Kondensator und deckt somit den Bedarf an der zum Aufbau des Magnetfeldes im Asynchronmotor erforderlichen induktiven Blindleistung ab.

Ein Aggregat kann auch einen kapazitiven Verbraucher versorgen – z.B. das Verbrauchernetz eines Bürogebäudes, das viele Netzteile enthält. In diesem Versorgungsfall ist der speisende Generator untererregt, wirkt wie eine Drossel und nimmt induktive Blindleistung aus dem Verbrau-

chernetz auf. Dazu möchte der Autor hier noch einen speziellen Hinweis geben: In der Praxis ist es manchmal sehr wichtig die Flussrichtung der Blindleistung des Generators und den aktuellen Quadranten festzustellen. Es kommt dabei manchmal unter Fachleuten zu Missverständnissen. Der Grund hierfür liegt in der verwendeten Nomenklatur mit parallel geltenden Begriffen. So ist z. B. die Aussage, dass der Generator negative induktive Blindleistung aufnimmt, missverständlich und sollte deshalb besser vermieden werden.

Bei höherer kapazitiver Belastung können sich betriebsfrequente Spannungserhöhungen einstellen, was sich in einem Anstieg der Generatorspannung zeigt. Im Inselbetrieb soll die kapazitive Last das 0,3-fache der Bemessungsscheinleistung des Generators nicht überschreiten, um einen

derartigen Spannungsanstieg zu vermeiden. Dazu gehört auch die Maßnahme, dass im Inselbetrieb die Blindstromregelanlage abgeschaltet werden soll. Die Induktivität  $L$  der Generatorreaktanz und die Kapazität  $C$  der Leistungskondensatoren der Blindstromregelanlage würden ein resonanzfähiges LC-Glied bilden, sodass Resonanzen auftreten können. Es ist als besonders kritisch anzusehen, wenn die Resonanzfrequenz  $f_R = 1/2\pi(LC)^{1/2}$  des LC-Schwingkreises in der Nähe einer vorhandenen Oberschwingung liegt, weil diese Oberschwingung dann massiv verstärkt wird. Die Generatoren werden in der Regel für den Verschiebungsfaktor der Grundschiwingung  $\cos \varphi = 0,8$  bemessen und können ihre volle Bemessungsscheinleistung nur im Bereich von  $\cos \varphi = 0,8$  bis  $\cos \varphi = 1$  abgeben.

Wird ein Generator mit seiner Bemessungsscheinleistung bei  $\cos \varphi = 0,8$  betrieben, muss er bei unverändertem Wirkleistungs- und zunehmenden Blindleistungsbedarf bzw. fallendem  $\cos \varphi$  der Belastung die Abgabe der Wirkleistung senken, wenn er nicht überlastet werden soll. Beim Betrieb des Generators mit seiner Bemessungsscheinleistung und dem Verschiebungsfaktor der Grundschiwingung, der kleiner als sein Bemessungsverschiebungsfaktor der Grundschiwingung ist, könnte der Generator diese Scheinleistung abgeben. Allerdings würde in diesem Fall der Erregerstrom die Rotorwicklungen überlasten.

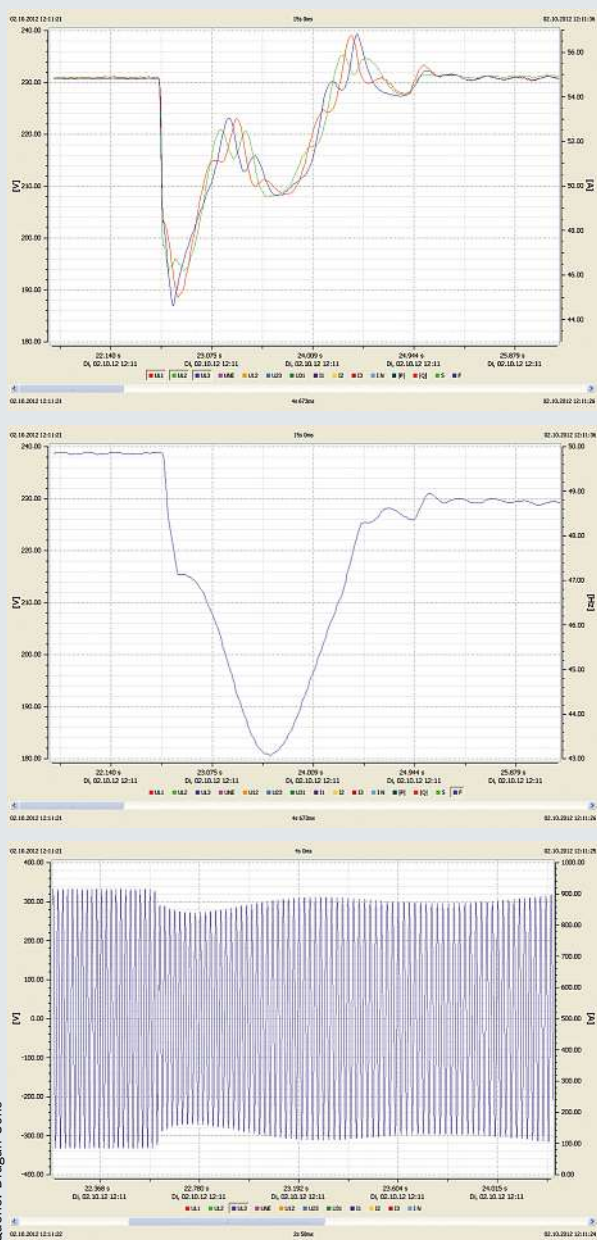
## Sammelschienkurzschluss im Generatorschaltschrank

An dieser Stelle betrachten wir zunächst die vereinfachte Leistungsbilanz beim Kurzschluss am Sammelschienensystem des Generatorschaltchranks (**Bilder 1 und 2**, Fehlerstelle F1). An diesem ersten Beispiel aus der Praxis sollen hier zunächst die Beanspruchungen der Aggregatekomponenten im Kurzschlussfall untersucht werden. Das dargestellte Aggregat hat eine Bemessungsscheinleistung von 450 kVA. Sie ist gleich der Bemessungsscheinleistung des Generators. Üblicherweise ist dieses Aggregat bzw. dessen Generator für  $\cos \varphi = 0,8$  bemessen. Die Bemessungswirkleistung beträgt 360 kW, die Bemessungsblindleistung 270 kVAr und die mechanische Bemessungsleistung des Antriebes 412 kW.

Bei einem Kurzschluss am Sammelschienensystem des Generatorschaltchranks erzwingt die Impedanz der Kurzschlusschleife im subtransienten Kurzschlussbetrieb (der erste dominante Zeitraum nach dem Eintreten des Kurzschlusses) einen sehr stark induktiven subtransienten Anfangskurzschlusswechselstrom von  $4951,5 A e^{-j81,05^\circ}$  bzw. eine komplexe subtransiente Anfangskurzschlusswechselstromleistung von  $3430,5 kVA e^{j81,05^\circ}$ . Diese muss plötzlich von dem Aggregat erzeugt werden. Sie stellt das 7,6-fache seiner Bemessungsscheinleistung dar und setzt sich aus dem Wirkanteil von 533 kW und dem induktiven Blindanteil von 3389 kVAr zusammen.

Der Antrieb muss plötzlich eine mechanische Leistung an seiner Welle liefern, die die elektrische Wirkkurzschlussleistung von 533 kW abdeckt. Das ist das 1,3-fache der Bemessungsleistung des Antriebes. Die Erregung des Generators muss ebenso plötzlich eine induktive Blindleistung erzeugen, welche die induktive Blindkurzschlussleistung von 3389 kVAr abdeckt. Das stellt das 12,6-fache ihrer Bemessungsleistung dar. Die Erregung und der Spannungsregler des Generators werden somit enorm beansprucht. Nach Ablauf des subtransienten Kurzschlussbetriebs nach 14 ms sinkt die Kurzschlussleistung bedingt durch die anwachsende Generatorreaktanz ab. Das Aggregat befindet sich jetzt im transienten Kurzschlussbetrieb, der von der transienten Generatorreaktanz geprägt wird. Die Generatorreaktanz bzw. die Generatorimpedanz steigen weiter an und bedingen weiteres Absinken der Kurzschlussleistung. Nach dem Ablauf des transienten Kurzschlussbetriebes (187 ms) geht das Aggregat in den stationären Zustand, den sogenannten Dauerkurzschlussbetrieb über, der von der synchronen Generatorreaktanz bzw. der Polradspannung bestimmt wird.

Der Dauerkurzschlussstrom ist sehr stark induktiv und das Aggregat muss jetzt eine komplexe Dauerkurzschlussleistung von  $1346 kVA e^{j85,97^\circ}$  erzeugen, die das 2,99-fache seiner Bemessungsscheinleistung darstellt. Der Antrieb muss jetzt eine mecha-



**Bild 3:** Aufzeichnungen der Spannung und der Frequenz des Aggregates aus dem Praxisbeispiel bei der Zuschaltung einer omsch-induktiven Last während der Werksprüfung (aufgezeichnet mit dem Netzanalysator PQ-Box 100 a-eberle)

nische Leistung erzeugen, die nur noch 94,6kW beträgt. Dies stellt nur das 0,23-fache seiner Bemessungsleistung dar. Das bedeutet sehr starke Entlastung des Antriebes, die dem Drehzahlregler massive Probleme bereitet und zur Instabilität führt, wenn der Kurzschluss nicht entsprechend schnell beendet wird. Das Erregersystem des Generators muss jetzt noch eine induktive Blindleistung von 1342kVAr erzeugen, was dem 4,97-fachen seiner Bemessungsleistung entspricht. Die Erregung des Generators und der Spannungsregler werden weiterhin stark beansprucht und können den Dauerkurzschlussbetrieb nicht lange bewältigen.

Wir betrachten nun die vereinfachte Leistungsbilanz des Kurzschlussbetriebes des Aggregats und die Tatsache, dass dabei hohe Ausgleichsströme im Generator erhebliche thermische Beanspruchungen, große elektromagnetische Kräfte am Statorwickelkopf sowie stark oszillierendes Kurzschlussmoment am Wellenstrang hervorrufen. Hieraus lässt sich der Schluss ziehen, dass der Kurzschluss nicht lange andauern darf und schnellstmöglich beendet werden muss. Hierbei muss Selektivität gemäß der für das Praxisbeispiel geltenden DIN VDE 0100-718 (Bauliche Anlagen für Menschenansammlungen) gewährleistet werden.

Die Leistungsbilanz im Kurzschlussfall hängt von der Struktur der Kurzschlussbahn bzw. von der elektrischen Entfernung der Fehlerstelle vom Aggregat ab. Bei Kurzschlüssen am Ende von langen Leitungen mit kleinen Leiterquerschnitten herrschen in der Kurzschlusschleife Widerstände vor und in der Kurzschlussleistung ist der Wirkanteil dominant. Mit der zunehmenden elektrischen Entfernung

vom Aggregat wird die Differenz zwischen dem subtransienten Anfangskurzschlusswechselstrom, dem Ausschaltwechselstrom und dem Dauerkurzschlussstrom immer geringer.

Man erkennt hier schon das generelle Problem der Unterdimensionierung von Aggregaten, die häufig durch Fehlplanungen vorkommen. Im Folgenden sollen einige Gesichtspunkte hierzu erläutert werden

## Unterdimensionierung im ungestörten Inselbetrieb

Eine negative Auswirkung der Unterdimensionierung im ungestörten Betrieb trifft zu, wenn das Aggregat beim Einschalten oder Abschalten von omsch-induktiven Lasten die Betriebsgrenzwerte (gemäß der DIN 6280-13)

- der dynamischen Frequenzabweichung,
  - der dynamischen Spannungsabweichung,
  - der Frequenzausregelzeit und
  - der Spannungsausregelzeit
- nicht einhalten kann. Ist die Abweichung von den Betriebsgrenzwerten groß und dauert verhältnismäßig lang, können starke Schwankungen der Frequenz und der Spannung entstehen, die zum Ansprechen des Schutzes und der Abschaltung der Anlage führen. Zur Veranschaulichung kann hierzu das **Bild 3** herangezogen werden.

Das Aggregat aus diesem Praxisbeispiel hat bei der Werksprüfung die zulässigen Betriebsgrenzwerte der Spannung und Frequenz gemäß der für dieses Praxisbeispiel geltenden DIN 6280-13 Anwendungsbereich 2 deutlich überschritten. Es konnte die Spannung und die Frequenz jedoch noch nachregeln. Der dynamische Spannungseinbruch kann in der

## FORDERUNGEN EINES HERSTELLERS

### Forderungen eines Aggregatherstellers zur Inbetriebnahme seines Geräts:

#### 1) Art der Messungen

Messungen auf Protokoll im Intervall von 15 min:

- Strom
- Spannung
- Frequenz
- Öldruck
- Kühlwassertemperatur

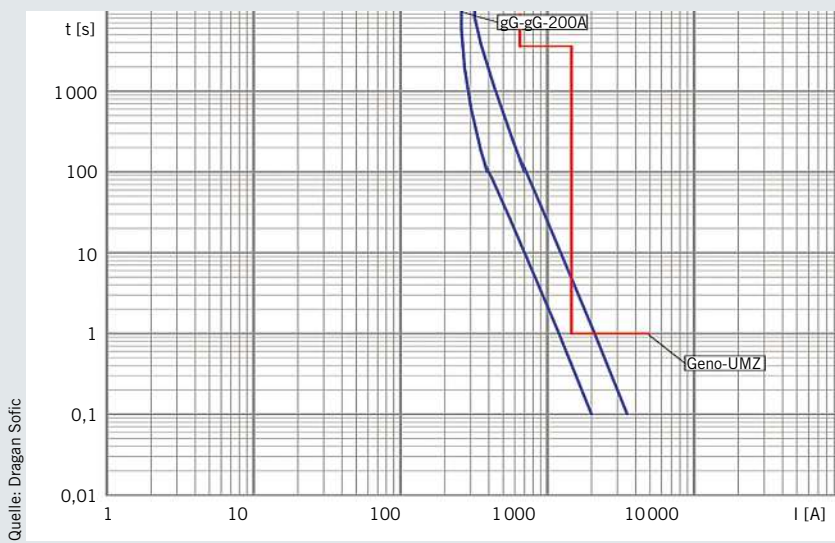
#### 2) Abnahmelastlauf unter Last

- 100%-Lastlauf, 120 min,  $P = 400 \text{ kW}$   $\cos \varphi = 1$
- 75%-Lastlauf, 15 min,  $P = 300 \text{ kW}$ ,  $\cos \varphi = 1$

- 50%-Lastlauf, 15 min,  $P = 200 \text{ kW}$ ,  $\cos \varphi = 1$
- 110%-Lastlauf, 30 min,  $P = 440 \text{ kW}$ ,  $\cos \varphi = 1$

#### 3) Protokollierung von Frequenz und Spannung

Die dynamische Frequenzabweichung, Frequenzausregelzeit, dyn. Spannungsabweichung, Spannungsausregelzeit, statische Frequenzabweichung und statische Spannungsabweichung können aus den während der Lastzu- und Lastabschaltungen vorgenommenen Messungen abgelesen werden



**Bild 4:** Darstellung des in DIN VDE 0636 vorgegebenen Zeit-Strom-Bereichs des NH-200A/gG-Sicherungseinsatzes sowie der unteren Grenzkurve des Sekundärrelais

Projektierungsphase mathematisch abgeschätzt werden und hängt ab vom Effektivwert des Laststoßstroms, der Generatorresistenz, der transienten Generatorreaktanz und dem Impedanzwinkel der Stoßlast im Moment der Zuschaltung. Auf diese Weise legt der Planer bezüglich der zu versorgenden kritischen Stoßlast die nötige Bemessungsantriebsleistung sowie die Bemessungsscheinleistung des Synchrongenerators fest. Der Aggregathersteller sorgt dann dafür, dass passende elektronische Regler eingesetzt werden, wobei für die Frequenzgenauigkeit der Drehzahlregler und für die Spannungsgenauigkeit der Spannungsregler zuständig ist. Ob der so ausgewählte Generator auch den Kurzschluss- und Selektivitätserfordernissen entspricht muss durch Kurzschlussstromberechnung und Selektivitätsbetrachtung in der Planungsphase untersucht werden.

### Netz mit Oberschwingungen

Eine weitere negative Auswirkung der Unterdimensionierung im ungestörten Betrieb trifft zu, wenn das Aggregat ein stark überschwingungsbehaftetes Notstromnetz versorgen soll. Dann ist im Inselbetrieb mit einem kräftigen Anstieg der Pegel der Oberschwingungsspannungen im Vergleich zum Netzbetrieb zu rechnen.

Oberschwingungsbehaftete nicht lineare Verbraucher prägen in den Laststrom außer der Grundschwingung zusätzlich höherfrequente Anteile ein. Über die relativ hohe Generatorimpedanz im Vergleich

zur Netzimpedanz werden die Oberschwingungen auf die Generatorspannung übertragen und de facto bei allen notstromberechtigten Verbrauchern anliegen. Wird diese Tatsache bei der Planung nicht berücksichtigt, können die gesetzlichen Grenzpegel der Oberschwingungsspannungen gemäß EN 61000-2-2 bzw. EN 61000-2-4 nicht eingehalten werden. Es kommt zu Funktionsstörungen der notstromberechtigten Verbraucher und der speisende Generator wird ebenso zusätzlich belastet.

Es empfiehlt sich deshalb, den Anstieg der zu erwartenden Oberschwingungsbelastung schon in der Projektierungsphase zu berechnen und den Generatorhersteller darüber zu informieren, damit vorbeugende Maßnahmen getroffen werden – z. B. die entsprechende Auslegung der Dämpferwicklung –, um eine ordnungsgemäße Generatorspannung zu erreichen. Bei diesem Praxis-Projekt sind keine gravierenden Oberschwingungsbelastungen zu erwarten (siehe **Kasten** Infos – Fachbeiträge zum Thema auf Seite 30).

### Planungs- und Errichtungsfehler

In der Praxis sind zusammengefasst immer wieder folgende Fehler an Notstromaggregaten anzutreffen:

- eine unzureichende Kurzschlussleistung,
- falsche Auslegung und Auswahl des Netzschutzes,

- Nichtberücksichtigung der ZEP-Brücke bei der Kurzschlussberechnung und daraus resultierend falsche Parametrierung des Netzschutzes,
  - falsche Auswahl der Schalterpolzahl.
- Im Folgenden wollen wir uns diese vier Fehlerkategorien etwas näher ansehen.

### Kurzschlussleistung zu gering

Ist die Kurzschlussleistung des Aggregates zu klein, treten automatisch folgende Probleme ein:

#### Reduzierung der Betriebsströme

Abgänge der NSHV-SV, die mit Sicherungen abgesichert werden, können aus Selektivitätsgründen in der Regel nur verhältnismäßig kleine Betriebsströme haben. Das bedeutet, dass manche Abgänge, die schon geplant bzw. erforderlich sind, nicht mehr ausgeführt werden können, weil deren Leistung nicht mehr übertragen werden kann.

Im Praxisbeispiel kann aus Selektivitätsgründen der maximale Sicherungseinsatz 125A/gG ausgeführt werden. Es gab aber mehrere Abgänge der NSHV-SV, die durch NH-Sicherungen 200A/gG abgesichert werden müssen. Hierzu kann das **Bild 4** herangezogen werden. In diesem Bild sind der in der DIN VDE 0636 vorgegebene Zeit-Strom-Bereich des NH-200-A-gG-Sicherungseinsatzes sowie die untere Grenzkurve des Sekundärrelais dargestellt. Es ist eindeutig, dass keine Selektivität gegeben ist, weil bei einem Kurzschluss sowohl die Sicherung als auch der Generatorschalter ansprechen würden.

Die Selektivität konnte doch noch realisiert werden. Zum Glück waren die genannten 200-A-gG-Abgänge (Schaltschranke der Entrauchungen) der NSHV-SV bis zum Zeitpunkt der fachgerechten Berechnung und Betrachtung durch den Errichter noch nicht ausgeführt. Diese Entrauchungsanlagen konnten dann noch so abgeändert (verkleinert und vermehrt) werden, dass deren neue Absicherung mit 125-A-gG-Sicherungen ausgeführt wurde.

(Fortsetzung folgt)

### AUTOR

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