

6 Dimensionierung

6.1 Allgemeine Vorgehensweise

Bei der Frage nach der „richtigen“ Leistung eines Aggregats und der Ausführung der Steuerung ergeben sich immer wieder gewisse Unsicherheiten. Um im Ernstfall keine unangenehme Überraschung zu erleben, sind folgende Schritte empfohlen:

1. Maximale Verbraucherleistung festlegen

Für den Dauerbetrieb des Aggregats ist die max. Verbraucherleistung ausschlaggebend. Außerdem bestimmt die max. Verbraucherleistung – in Abhängigkeit vom Einsatzzweck – die Laststufen bei der Zuschaltung der Last. Ein weiterer wesentlicher Faktor bei der Bestimmung der Aggregateleistung ist der zu erwartende Oberschwingungsgehalt der Verbraucherströme.

2. Maximale Zuschaltleistung festlegen

Abhängig vom Einsatzzweck muss die Verbraucherleistung entweder in einer Stufe oder in max. zwei Stufen zugeschaltet werden können: Anwendungsbereich 1 nach DIN 6280-13 (medizinisch genutzte Einrichtungen) lässt eine zweistufige Lastaufschaltung in den Stufen 80 % bis 20 % zu, Anwendungsbereich 2 (bauliche Anlagen für Menschenansammlungen) fordert eine 100 %-Zuschaltung in einer Stufe.

Die Prozentangaben beziehen sich hier auf die Verbraucherleistung, nicht auf die Aggregateleistung!

3. Ausführungsklasse festlegen

Die Ausführungsklasse bestimmt die statischen und dynamischen Betriebsgrenzwerte. Hier können entweder aufgrund von betrieblichen/technischen Anforderungen Parameter explizit vorgegeben werden (wäre dann Ausführungsklasse G4 nach ISO 8528-5) oder man orientiert sich an den Vorgaben der jeweils zutreffenden Normen. In diesem Zusammenhang ist es ganz wichtig, die Anforderungen und den Anwendungsfall genau zu beschreiben, da sich die Werte der einzelnen Normen zum Teil unterscheiden. So decken sich z. B. die Grenzwerte des Anwendungsbereichs 2 nach DIN 6280-13 nicht vollständig mit denen der Ausführungsklasse G3 nach DIN ISO 8528-5.

An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass die DIN ISO 8528 eigentlich nur noch zum Teil gültig ist, aufgrund von Verweisen in den gültigen Teilen aber immer noch zur Anwendung kommt (s. a. Kapitel 4.1).

4. Erforderliche Kurzschlussleistung ermitteln

Der Dauerkurzschlussstrom eines Synchrongenerators entspricht in der Regel etwa dem dreifachen Nennstrom, während ein Transformator mit $u_k = 6\%$ etwa den 16-fachen Nennstrom liefern kann. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf die Abschaltzeiten bei Kurzschluss oder Körperschluss im Generatorbetrieb. Um die Auslösezeiten in den Griff zu bekommen, sind meistens kombinierte Maßnahmen aus Querschnittsvergrößerung der Leitungen und Leistungserhöhung des Generators erforderlich.

5. Generator auswählen

Wenn die erforderliche Kurzschlussleistung, die Zuschaltleistungen, die dynamischen Betriebsgrenzwerte und die Dauerleistung bekannt sind, kann der Generator ausgewählt werden. Hierbei ist zu beachten, dass in der Regel mit $\cos\varphi = 0,8$ gerechnet werden muss! Bei der Zuschaltung muss der Wirklastanteil vom Motor, der Blindlastanteil aber vom Generator (Erregung!) gebracht werden.

Die Wirklastzu- und -abschaltung beeinflusst die Drehzahl des Motors und damit die Frequenz der Ausgangsspannung, die Blindlastzu- und -abschaltung beeinflusst die Höhe der Ausgangsspannung. Entsprechend der Kennlinien des Generators muss dessen Bemessungsleistung dann bestimmt werden. Es kann durchaus sein, dass die Bemessungsleistung des Generators höher sein muss als die eigentliche Verbraucherleistung.

6. Motor auswählen

Die Motorleistung hängt ab von der erforderlichen Dauerleistung und der Zuschaltleistung (abhängig von dem Anwendungsbereich).

7. Kraftstoffvorrat ermitteln

Die erforderliche Mindestbetriebsdauer eines Aggregats hängt ab vom Einsatzzweck. Für Krankenhäuser beträgt sie z. B. in der Regel 24 h. Außerdem sind Reserven für den Probetrieb einzukalkulieren. Der Verbrauch eines Diesellaggregats liegt bei überschlägig 0,25 l je kVA und Stunde.

8. Reserven einplanen

Die Erfahrung zeigt, dass heutzutage bereits während der Planungs- oder Errichtungsphase Wünsche nach Erweiterungen aufkommen. Früher wurde ohnehin großzügiger geplant, da die finanzielle Wirtschaftlichkeit eines Gebäudes noch nicht so im Vordergrund stand wie heute. Dennoch muss für jedes Aggregat eine Regelreserve von 10 %, bezogen auf die auf dem Leistungsschild angegebene Leistung, berücksichtigt werden.

6.2 Elektrische Betriebsgrenzwerte

Die meisten elektrischen Anlagen sind zunächst dafür konzipiert, am Verbundnetz betrieben zu werden. Durch die großflächige Vermaschung des Verbundnetzes und die Vielzahl der speisenden Kraftwerke sind Spannung und Frequenz weitgehend konstant und insbesondere durch (aus Sicht des Netzes) kleine Laständerungen nicht beeinflussbar. Die Anforderungen an das Netz sind in der Norm DIN EN 50160 beschrieben. An üblichen Verteiltransformatoren, z. B. 20/0,4 kV, führen Laständerungen bis zur Nennleistung des Transformators max. zu einem Spannungsfall in Höhe der relativen Kurzschlussspannung von 4 % oder 6 %.

Bei dem Betrieb an einem Ersatzstromaggregat ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der niedrigen Leistung im Vergleich zum Verbundnetz insbesondere Spannung und Frequenz, aber auch Oberschwingungsgehalt der Spannung von den Werten des Verbundnetzes abweichen und stärkeren Schwankungen unterlegen sein können. Laständerungen im Bereich der Nennleistung des Generators können Spannungsänderungen in der Größenordnung von 20 % zur Folge haben.

Aufgrund dieser Tatsachen ist es erforderlich, vor der Auslegung eines Aggregats die elektrischen Parameter zu bestimmen, mit denen die angeschlossene Verbraucheranlage noch umgehen kann bzw. welche Parameter durch die Anlage beeinflusst werden (z. B. durch Gleichrichter verursachte Oberschwingungsströme). Wenn die Rahmenbedingungen klar sind, dann kann die Ausführungsklasse bestimmt werden. Hierbei ist es wichtig, die Norm festzulegen, nach der das Aggregat dann beurteilt werden soll. Wenn die gewünschten Grenzwerte mit keiner der vorgegebenen Ausführungsklassen erreicht werden können, dann sind die Grenzwerte einzeln zu vereinbaren. Dies würde dann Ausführungsklasse G4 nach DIN ISO 8528-5 entsprechen.

Für die Verwendung in medizinisch genutzten Bereichen nach DIN VDE 0100-710 ist bei der Wahl der Grenzwerte der Anwendungsbereich 1 nach DIN 6280-13 zugrunde zu legen, für die Verwendung in baulichen Anlagen für Menschenansammlungen nach DIN VDE 0100-718 der Anwendungsbereich 2 nach DIN 6280-13.

6.2.1 Umschaltzeit

Unter Umschaltzeit versteht man die Zeitspanne vom Beginn der Störung der allgemeinen Stromversorgung bis zum Wiederwirksamwerden der Stromversorgung durch das Aggregat. Sie wird auch als Bereitschaftszeit bezeichnet. Bei Aggregaten unterscheidet man

- solche ohne definierte Umschaltzeit,
- solche mit definierter (längerer) Umschaltzeit,
- Schnellbereitschaftsaggregate,
- Sofortbereitschaftsaggregate.

Aggregate ohne definierte Umschaltzeit sind solche, bei denen die Unterbrechungszeit aufgrund der betrieblichen Verhältnisse ohne Belang ist. Sie werden in der Regel manuell gestartet.

Aggregate mit definierter Umschaltzeit sind solche, bei denen die max. zulässige Unterbrechungszeit z. B. aufgrund betrieblicher oder gesetzlicher Vorgaben begrenzt ist, z. B. auf max. 15 s. Die DIN VDE 0100-718 spricht hierbei von einer mittleren Umschaltzeit. Zumindest der Start erfolgt bei diesen Aggregaten automatisch. Das Aggregat wird in der Regel aus dem Stillstand heraus gestartet.

Schnellbereitschaftsaggregate sind solche, bei denen die Unterbrechungszeit im Bereich von Millisekunden liegt. Die kann dadurch erreicht werden, dass z. B. der Generator oder eine Schwungmasse durch einen Elektromotor dauernd angetrieben wird. Die Schwungmasse dient dann als Energiespeicher und zum Starten des Verbrennungsmotors.

Sofortbereitschaftsaggregate sind solche, bei denen die Energieversorgung der angeschlossenen Verbraucher ohne Unterbrechung sichergestellt werden kann. In der Praxis wird dies z. B. dadurch erreicht, dass der Generator durch einen Synchronmotor ständig angetrieben wird und die Verbraucher immer vom Generator versorgt werden. Die Kombination von Motor, Generator und ggf. einer Schwungmasse dient bei Netzausfall sowohl als Energiespeicher als auch zum Starten des Verbrennungsmotors.

Schnell- und Sofortbereitschaftsaggregate sind im Prinzip „Energievernichtungsmaschinen“. Außerdem unterliegen die Anlagen einem hohen mechanischen Verschleiß.

Die zulässige Umschaltzeit ist zwischen Hersteller und Nutzer zu vereinbaren. Für Anlagen der Sicherheitsstromversorgung ist noch zu beachten, ab welcher Unterschreitung der Spannung das Aggregat starten muss. Siehe hierzu auch Kapitel 10.

6.2.2 Statische Betriebsgrenzwerte

Durch Regelvorgänge, Reglerabweichungen, mechanische Schwingungen usw. können Ausgangsspannung und -frequenz nicht absolut konstant gehalten werden, sondern werden um einen Mittelwert pendeln. Um Lastzuschaltung beim Hochlaufen besser beherrschen zu können, wird die Startfrequenz eines Aggregats meist auch über 50 Hz liegen (P-Grad!).

Für Stromerzeugungsaggregate sind die zulässigen Abweichungen im stationären (eingeschwungenen) Zustand (die sog. statischen Betriebsgrenzwerte) in DIN ISO 8528-5 und DIN 6280-13 enthalten. **Tabelle 6.1** fasst die für Planer und Betreiber einer Anlage praxisrelevanten Grenzwerte zusammen.

Darüber hinaus muss ein Generator bis 300 kVA eine Schiefast von 33 % und ein Generator über 300 kVA eine Schiefast von 15 % aushalten. Alle anderen in der Tabelle 6.1 nicht enthaltenen Werte sind entsprechend der Ausführungsklasse G2 der DIN ISO 8528-5 zu wählen.

Ausführungs-klasse		DIN 6280-13		ISO 8528-5		
		1	2	G1	G2	G3
Statische Frequenzabweichung ¹⁾	%	4	5	8	5	3
Frequenzpendelbreite	%	0,5	2	2,5	1,5	0,5
Statische Spannungsabweichung	%	±1	±2,5	±5	±2,5	±1
¹⁾ entspricht dem P-Grad						

Tabelle 6.1 Statische Betriebsgrenzwerte

Unter Schiefast versteht man eine unsymmetrische Belastung. Die Prozentangabe bezieht sich auf die Gesamtleistung des Generators und bezeichnet hier das Verhältnis des Stroms des Gegensystems zum Nennstrom. Der Wert 33 % Schiefast bedeutet, dass in einem Außenleiter kein Strom fließt, während die beiden anderen Außenleiter mit Nennstrom belastet sind. Der Wert 15 % Schiefast bedeutet, dass in einem Außenleiter $0,45 \cdot I_n$ fließen, während die beiden anderen Außenleiter mit Nennstrom belastet sind.

6.2.3 Dynamische Betriebsgrenzwerte

Jede Laständerung verursacht im Motor eine vorübergehende Drehzahländerung und im Generator eine vorübergehende Spannungsänderung, deren Höhe und Dauer durch die konstruktiven Eigenschaften von Motor (Leistung, Schwungmasse und Drehzahlregelsystem) und Generator (Stator, Rotor und Erregersystem) vorgegeben sind. Für Stromerzeugungsaggregate sind die zulässigen Abweichungen bei Laständerungen (die sog. dynamischen Betriebsgrenzwerte) in DIN ISO 8528-5 und DIN 6280-13 enthalten. **Tabelle 6.2** fasst die für Planer und Betreiber einer Anlage praxisrelevanten Grenzwerte zusammen.

Ausführungs-klasse		DIN 6280-13		ISO 8528-5		
		1	2	G1	G2	G3
Dynamische Frequenzabweichung/ Ausgangsfrequenz ¹⁾	%	–	–	+18 $-(15 + \delta_f)$	+12 $-(10 + \delta_f)$	+10 $-(7 + \delta_f)$
Dynamische Frequenzabweichung/ Nennfrequenz ²⁾	%	±10	±10	+18 –15	+12 –10	+10 –7
Frequenzausregelzeit	s	–	–	10	5	3
Dynamische Spannungsabweichung	%	±10	+20 –15	+35 –25	+25 –20	+20 –15
Spannungsausregelzeit	s	4	4	10	6	4
¹⁾ δ_f ist die tatsächliche statische Frequenzabweichung						
²⁾ für Gasmotoren sind größere Abweichungen zulässig						

Tabelle 6.2 Dynamische Betriebsgrenzwerte

Das Drehzahlverhalten kann schwer abgeschätzt werden. Jedoch ist davon auszugehen, dass ein moderner Motor mit einem Common-Rail-Einspritzsystem und einem elektronischen Drehzahlregler schneller ausregelt als ein Turbomotor mit mechanischem Drehzahlregler.

Zur Abschätzung des transienten Spannungsfalls Δu kann folgender Zusammenhang verwendet werden:

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_N} \cdot 100; \quad \Delta U = \sqrt{3} \cdot \Delta I \cdot (R_G \cdot \cos \varphi + X'_d \cdot \sin \varphi),$$

mit

Δu transienter Spannungsfall in %,

ΔU Spannungsfall in V,

U_N Generatornennspannung in V,

ΔI Stromänderung im Außenleiter (Zu-/Abschaltstrom) in A,

R_G Generator-(Stator-)Wirkwiderstand in Ω ,

X'_d transiente Reaktanz in Ω ,

φ Lastwinkel der Zuschaltleistung.

Da der Generatorwiderstand auch bei Niederspannungsgeneratoren in den meisten Fällen nicht mehr als 20 % der transienten Reaktanz beträgt, bedeutet eine Zuschaltleistung mit einer hohen induktiven Komponente (z. B. Asynchronmotor) immer einen relativ großen transienten Spannungsfall.

Beispiel

Bei einem Generator mit einer Nennleistung von 500 kVA soll eine Sprinklerpumpe mit einer Nennleistung von 110 kW zugeschaltet werden. Das Pumpendatenblatt gibt einen Anlaufstrom von 600 A bei Stern-Dreieck-Anlauf an. Der Lastwinkel während der Zuschaltung kann mit ca. 65° angenommen werden (entspricht $\cos \varphi = 0,42$ und $\sin \varphi = 0,91$).

Der Generator hat nach Herstellerangaben einen Wirkwiderstand von $8,6 \text{ m}\Omega$ je Außenleiter und eine transiente Reaktanz x'_d von 27 %. Die Umrechnung des bezogenen Reaktanzwerts in einen Widerstandswert erfolgt nach folgender Formel:

$$X'_d = \frac{x'_d}{100} \cdot \frac{U_N^2}{S_N}$$

Damit errechnet sich der zu erwartende Spannungseinbruch wie folgt:

$$X'_d = \frac{27}{100} \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{500 \text{ kVA}} = 0,0864 \Omega,$$