

Besonderheiten beim Einsatz von Stromerzeugungsaggregaten

1 Allgemeines

Bei der Auslegung von Stromerzeugungsaggregaten sind einige Besonderheiten zu beachten, die bei ausschließlicher Versorgung durch das öffentliche Netz nicht bzw. nicht in diesem Ausmaß in Erscheinung treten. Nachfolgend werden die wesentlichen charakteristischen Größen Frequenz und Spannung verglichen.

1.1 Frequenz

Im Verbundbetrieb herrscht durch die Vielzahl von einspeisenden Kraftwerken eine außerordentlich hohe Frequenzstabilität, sowohl im stationären Betrieb als auch bei großen Laständerungen. So hat beispielsweise das Europäische Verbundnetz (UCTE) derzeit eine Frequenzkonstanz von ca. ± 100 mHz. Durch den Verbundbetrieb teilen sich Laständerungen auf viele einspeisende Kraftwerke auf und bedeuten für die einzelne Einheit nur eine geringe Änderung.

Motoren für Stromerzeugungsaggregate sind im Inselbetrieb - bezogen auf ihre Bemessungsleistung - wesentlich größeren Laständerungen ausgesetzt. Dies führt insbesondere bei Motoren, die zur Leistungssteigerung mit Abgasturboladern versehen sind, zu erheblichen Frequenzänderungen.

1.2 Spannung

Im Verbundbetrieb wird durch die hohe Kurzschlußleistung, die in Nieder- und Mittelspannungsnetzen überwiegend durch den Innenwiderstand der Transformatoren bestimmt wird, eine gute Spannungskonstanz gewährleistet. Übliche Verteiltransformatoren haben Kurzschlußleistungen, die dem 16 - 25fachen ihrer Nennleistung entsprechen. Laständerungen bis zur Bemessungsleistung der Transformatoren verursachen dauerhafte Spannungsfälle bis maximal 6 % Nennspannung.

Generatoren von Stromerzeugungsaggregaten liefern je nach Verwendungszweck Kurzschlußleistungen, die zwischen dem 5 - 8fachen ihrer Bemessungsleistung liegen. Die Höhe dieser Kurzschlußleistung ist zudem zeitlich nicht konstant, sondern nimmt innerhalb weniger 100 ms erheblich ab (2 - 3fache Bemessungsleistung). Laständerungen bis zur Bemessungsleistung der Generatoren verursachen transiente Spannungsfälle bis zu 20 %, die normalerweise innerhalb weniger Sekunden durch den Spannungsregler kompensiert werden.

Die Wechselwirkung zwischen Frequenzänderung und Spannungsfall führt bei frequenzabhängigen Lasten, $\cos \varphi \neq 1$, (z. B. ohmisch-induktiv) zu Laständerungen während der Ausregelung und stellt hohe Anforderungen an das Regelsystem.

2 Motor

Zur Erzeugung der mechanischen Antriebsleistung für den Generator werden überwiegend Dieselmotoren und Gas-Ottomotoren eingesetzt. Dieselmotoren finden ihre Anwendung überwiegend als Notstromaggregate, während Gasmotoren hauptsächlich in Blockheizkraftwerken eingesetzt werden. Eine Besonderheit stellt der Zündstrahlmotor dar, der als Gasmotor mit ca. 10 %igem

Dieselanteil betrieben wird und während des Laufes vom Gas-Dieselbetrieb in reinen Dieselbetrieb umgeschaltet werden kann. Wesentliche Auslegungskriterien sind:

- ⇒ Dauerleistung;
- ⇒ maximale Zuschaltleistung in einer Stufe;
- ⇒ Drehzahl (Lebensdauer);
- ⇒ Wirkungsgrad (Dauerbetrieb);
- ⇒ Leistungsübernahmezeit (Notstrom);
- ⇒ Kraftstoffversorgung.

2.1 Dieselmotor

Dieselmotoren werden heute üblicherweise mit Abgasturboladern ausgerüstet. Je nach Aufladegrad ist eine Leistungssteigerung um bis zu 100 % möglich. Da die Wirkung des Turboladers vom Abgasvolumenstrom abhängig ist, kann auf einen leerlaufenden aufgeladenen Motor nur diejenige Leistung aufgeschaltet werden, die er ohne Turbolader hat (Saugmotorleistung). Werden größere Leistungen zugeschaltet, kann der Motor bis zum Stillstand abgebremst werden. Man spricht dann vom sogenannten "Turboloch". Muß die betrieblich notwendige Leistung in einer Stufe zugeschaltet werden, muß der aufgeladene Motor überdimensioniert werden und zwar um den Faktor, den der Turbolader zur Leistungssteigerung beiträgt. Es hat sich eingebürgert, daß die Motorenhersteller eine Lastzuschaltung in mehreren Stufen gewährleisten, die in 60 % - 40 % (geringer Aufladegrad) oder in 45 % - 30 % - 25 % (mittlerer Aufladegrad) Abstufungen ablaufen. Bei hohen Aufladegraden ($p_{me} > 18$ bar) kann eine Lastzuschaltung in mehr als drei Stufen erforderlich sein. Als Maß für den Aufladegrad gilt der mittlere effektive Kolbendruck p_{me} . Wenn keine Angaben vorliegen, kann die folgende Faustformel angewendet werden, daß "50 % der verbleibenden Leistung zugeschaltet werden kann".

Beispiel:

Leerlauf: verbleibende Leistung 100 % P_n → Zuschalten 50 % P_n
Belastung 50 %: verbleibende Leistung 50 % P_n → Zuschalten 25 % P_n

Die restlichen 25 % können dann in einer Stufe zugeschaltet werden.

Die erforderliche Wellenleistung des Antriebsmotors errechnet sich aus Verbraucherleistung, Verbraucherleistungsfaktor und Generatorwirkungsgrad nach der Beziehung:

$$P_{\text{Welle}} = \frac{S_{\text{Ver}} \cdot \cos\varphi_{\text{ver}}}{\eta};$$

Für die Motorleistung gilt der folgende Zusammenhang:

$$P = V_H \cdot Z \cdot p_{me} \cdot n / 1200;$$

P Motorleistung [kW]
 V_H Hubvolumen pro Zylinder [dm^3]
 Z Zylinderzahl [-]
 p_{me} mittlerer effektiver Kolbendruck [bar]
 n Drehzahl [min^{-1}]
1200 Umrechnungsfaktor

2.2 Gasmotor

Gasmotoren können - unabhängig vom Aufladegrad - keine 100 %ige Lastzuschaltung in einer Stufe übernehmen. Der Grund hierfür liegt im relativ niedrigen Gasvordruck und in der Trägheit der Gas-Regelstrecke. Im Gegensatz zu flüssigen Treibstoffen, die durch ihre Inkompressibilität sehr schnell auf Änderungen der Einspritzpumpe reagieren, verursacht die Kompressibilität gasförmiger Treibstoffe ein trägeres Regelverhalten. Gasmotoren, wie sie sehr häufig in Blockheizkraftwerken eingesetzt werden, können maximal ca. $\frac{2}{3}$ Nennleistung (Saugmotorleistung) in der ersten und maximal ca. 90 % Nennleistung in der zweiten Zuschaltstufe übernehmen.

Der Vorteil von Gasmotoren liegt insbesondere in der problemloseren Abgasreinigung und im geringen Aufwand beim Gewässerschutz.

Bei größeren Leistungseinheiten im MW-Bereich können Probleme entstehen, wenn bei Netzausfall die Unterbrechungszeit weniger als 15 Sekunden betragen muß. Im unteren Leistungsbereich (< 1 MW) kann diese Forderung zwischenzeitlich problemlos eingehalten werden.

3 Generator

Zur Erzeugung der elektrischen Leistung werden Synchrongeneratoren und Asynchrongeneratoren eingesetzt. Asynchrongeneratoren sind ohne zusätzliche Einrichtungen nicht Inselbetriebsfähig und werden hier nicht weiter behandelt. Wesentliche Merkmale bei der Auslegung von Synchrongeneratoren sind:

- ⇒ Bemessungsleistung;
- ⇒ Lastarten (z. B. motorisch, nichtlinear);
- ⇒ Transiente Spannungsänderung bei definierter Laständerung;
- ⇒ Inselbetrieb, Parallelbetrieb;
- ⇒ Kurzschlußleistung.

3.1 Bemessungsleistung

Die Bemessungsleistung des Generators ergibt sich aus der Summe der Leistungsaufnahme aller zu versorgenden Verbraucher multipliziert mit einem auf die Gesamtanlage zutreffenden Gleichzeitigkeitsfaktor. Zusätzlich ist die Charakteristik einzelner Verbraucher zu berücksichtigen. Insbesondere von Bedeutung sind:

- ⇒ Anlaufströme von Asynchronmotoren;
- ⇒ Einschaltströme von Transformatoren;
- ⇒ Verbraucher mit Rückspeisemöglichkeit, z. B. Aufzüge mit generatorischen Bremsrichtungen;
- ⇒ Oberschwingungsströme von Verbrauchern mit nichtlinearem Spannungs-Strom-Verhältnis, z. B. Gleichrichter, Frequenzumrichter, Energiesparlampen, Schaltnetzteile etc.

Diese Verbraucher sollten jeweils gesondert betrachtet werden, wenn deren maximaler Betriebsstrom einzeln oder gesamt (Energiesparlampen) mehr als 10 % des Generatornennstromes beträgt.

3.2 Transienter Spannungsfall

Jede Laständerung verursacht im Generator eine vorübergehende Spannungsänderung, deren Höhe und Dauer durch die konstruktiven Eigenschaften von Stator, Rotor und Erreger vorgegeben sind. Nach Abklingen der transienten Vorgänge wird die Spannungshöhe (bis zur Bemessungsleistung) ausschließlich durch die Wirksamkeit des Spannungsreglers beeinflusst. Zur Abschätzung des transienten Spannungsfalls Δu kann folgender Zusammenhang verwendet werden:

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_n} = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R_g \cdot \cos\varphi + X_d' \cdot \sin\varphi)$$

Δu	transienter Spannungsfall [p.u.]
ΔU	Spannungsfall [V]
U_n	Generatornennspannung [V]
I	Stromänderung (Zu-/Abschaltstrom) [A]
R_g	Generator (Stator) wirkwiderstand [Ω]
X_d'	transiente Reaktanz [Ω]
φ	Lastwinkel der Zuschaltleistung [-]

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

Beispiel:

Um bei einem Motor mit 140 kW Wellenleistung in Stern-Dreieck-Anlauf den transienten Spannungsfall $\Delta u \leq 10$ % einzuhalten, wird ein Generator mit ca. 750 kVA benötigt.

3.3 Kurzschlußleistung

Die Kurzschlußleistung eines Generators ist im Vergleich zur Netzeinspeisung wesentlich geringer und zudem in der Höhe nicht konstant. Der Einfluß der Verkettung der magnetischen Flüsse in Stator, Rotor und Erreger bewirkt einen zeitlich veränderlichen Kurzschlußstromverlauf. Bei Kurzschlußbeginn tritt ein relativ hoher Anfangskurzschlußstrom I_k'' auf, der nach ca. 15 - 25 ms in den transienten Kurzschlußstrom I_k' übergeht. Dieser klingt nach ca. 120 - 250 ms auf den Dauerkurzschlußstrom I_k ab. Beschrieben wird dieser Vorgang durch die subtransiente Reaktanz x_d'' , die transiente Reaktanz x_d' und die Synchronreaktanz x_d . Der Dauerkurzschlußstrom würde weniger als der Generatornennstrom betragen, wenn nicht durch den Einfluß des Spannungsreglers im Generator eine Polradspannung erzeugt werden würde, die einen Dauerkurzschlußstrom von 2 - 5 x I_{nG} verursacht. Überstromsicherheitseinrichtungen, die für ihre Funktion auf hohe Kurzschlußströme angewiesen sind (z. B. Schmelzsicherungen, Leistungsschalter mit hohen Einstellbereichen), sind ggf. ungeeignete Schutzseinrichtungen für den Generatorbetrieb. Synchrongeneratoren erzeugen durch ihren konstruktiven Aufbau größere 1polige als 3polige Kurzschlußströme.

Kurzschlußströme belasten nicht nur den Generator mechanisch (Stoßkurzschlußstrom, Wickelkopf) und thermisch (Wicklung), sie haben auch Rückwirkungen auf den Antriebsmotor. Bei Kurzschluß in elektrischer Nähe des Generators kann dieser keine Wirkleistung mehr abgeben (Kurzschlußstrom ist überwiegend induktiv) und es erfolgt eine Entlastung des Antriebsmotors mit

einem kräftigen Drehzahlanstieg. Ist der Kurzschlußort (elektrisch) weiter entfernt, wirken die ohmschen Anteile der Kabel als Wirklast und führen zu einer Überlastung des Motors. Insbesondere bei aufgeladenen Motoren kann dies zu Drehzahleinbrüchen auf 50 % und weniger führen. Der Spannungsregler ist dann nicht mehr in der Lage ausreichende Erregerleistung zu erzeugen; die Konsequenz ist ein drastischer Spannungseinbruch. Kurzschlußzeiten bei generatornahen Kurzschlüssen mit mehr als 1 s sollten deshalb aus Stabilitätsgründen vermieden werden. Da stromabhängig verzögerte Schutzeinrichtungen, wie z. B. Schmelzsicherungen, aufgrund der geringen Dauerkurzschlußströme u. U. nicht mehr (oder nicht rechtzeitig) auslösen, sollten in Netzen, die durch Generatoren im Inselbetrieb versorgt werden, nur Leistungsschalter mit definierter Zeitverzögerung bzw. für Endstromkreise (Verbraucherstromkreise) strombegrenzende Leistungsschalter eingesetzt werden.

3.4 Nichtlineare Verbraucher

Insbesondere im Inselbetrieb verursachen Oberschwingungsströme am - im Vergleich zur Netzeinspeisung - hohen Generatorinnenwiderstand Spannungsfälle, die zu erheblichen Verzerrungen der Generatorspannung führen können. Diese Rückwirkungen können zur Zerstörung des Spannungsreglers und zur thermischen Überlastung von Stator- und Rotorwicklung führen. Bei Oberschwingungsleistungen, die mehr als 10 % der Generatorscheinleistung betragen, sollte immer eine Einzelbetrachtung (Netzanalyse) durchgeführt werden.

Ein weiteres Problem stellen einphasige Lasten dar (Netzteile, Energiesparleuchten). Im Gegensatz zu 6/12pulsigen Brückenschaltungen verursachen diese Verbraucher Oberschwingungsströme 3. Ordnung. Diese Ströme addieren sich arithmetisch im Generatorsternpunkt und können zur thermischen Überlastung des Sternpunktes führen.

3.5 Unsymmetrische Belastung

Generatoren mit Nennleistung größer 300 kVA müssen für ein Unsymmetrieverhältnis $I_2/I_n \leq 0,15$ ausgelegt sein. Die unsymmetrische Belastung eines Drehstromsystems verursacht ein gegenläufiges Drehfeld, induziert dadurch im Generatorläufer ein Wechselfeld, welches durch Wirbelströme im nichtlamellierten Läufer erhebliche Erwärmungen hervorrufen kann. Dieses gegenläufige Drehfeld, das als Gegensystem bezeichnet wird, verursacht Pendel- und Rüttelmomente und belastet damit den Wellenstrang und auch das Fundament. Unsymmetrische Belastungen mit reiner Wirkleistung verursachen durch die Unsymmetrie Blindleistung und tragen zu zusätzlicher Erwärmung des Generators bei. Der Unsymmetriegrad kann nach folgender Beziehung überschlägig ermittelt werden:

Zwei Leiter unbelastet, Strom im dritten Leiter / 3 ergibt den Unsymmetriegrad.

3.6 Parallelbetrieb

Generatoren erzeugen durch ihre Wicklungstechnik Oberfelder, die bei entsprechender Schaltung Oberschwingungsströme ausbilden. Besonders kritisch sind hierbei Oberschwingungsspannungen 3. Ordnung. Diese Spannungen können sich über die Sternpunkte parallel geschalteter Transformatoren oder Generatoren kurzschließen und haben dann Oberschwingungsströme zur Folge, die sowohl die Verbraucherspannung verzerren als auch zur thermischen Überlastung des Generatorsternpunktes führen können. Wenn Parallelbetrieb vorgesehen ist, sollten deshalb bei Neuanlagen Generatoren mit 2/3gesehnter Wicklungstechnik verwendet werden. Bei Altanlagen, die z. B. für den monatlichen Probelauf auf Netzparallelbetrieb nachgerüstet werden, kann der Einbau einer Strombegrenzungs-drossel in den Generatorsternpunkt Abhilfe schaffen. Hierbei ist jedoch zu beachten, daß durch diese Drossel 1polige Kurzschlußströme ebenfalls beeinflusst wer-

den und dadurch ggf. die Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag unter Fehlerbedingungen nicht mehr eingehalten werden. Der Einbau einer Sternpunkt-drossel sollte deshalb sorgfältig untersucht werden.

Ein weiterer Punkt im Parallelbetrieb ist die Vermeidung von Rückleistung. Insbesondere im Inselparallelbetrieb kann dies dazu führen, daß ein Aggregat generatorisch, das andere motorisch arbeitet. Ursache hierfür ist der fehlende Abgleich bei der Wirk- und Blindleistungsverteilung. Zum Erkennen des unerwünschten Rückleistungsbetriebes sollte deshalb jedes Aggregat mit einem Rückleistungsrelais versehen werden.

4 Aggregat

Die bisher besprochenen Betriebsmittel stellen die wichtigsten Einzelkomponenten eines Stromerzeugungsaggregates dar. Weitere wichtige Faktoren sind:

- ⇒ Anlaßsystem;
- ⇒ Kraftstoffversorgung;
- ⇒ Raumbelüftung und -entlüftung;
- ⇒ Abgassystem;
- ⇒ Schallschutz;
- ⇒ Kupplung;
- ⇒ Amplitudenmodulation der Spannung (Flicker);
- ⇒ Schwingisolierung.

4.1 Ausführungsklasse

In DIN ISO 8528-5 sind vier Ausführungsklassen, G1 bis G4 definiert, in denen Betriebsgrenzwerte hinsichtlich Spannungs- und Frequenzverhalten aufgeführt sind.

- G1: geringe Anforderungen an Spannungs- und Frequenzverhalten (Beleuchtung, einfache Antriebe);
- G2: Anforderungen an Spannungs- und Frequenzverhalten entsprechen weitgehend dem öffentlichen Netz (haustechnische Einrichtungen, Lüfter, Aufzüge);
- G3: höhere Anforderungen an Spannungs- und Frequenzverhalten und an die Kurvenform (Fernmeldeeinrichtungen);
- G4: höchste Anforderungen an Spannungs- und Frequenzverhalten und an die Kurvenform (EDV-Anlagen);

Für Stromerzeugungsaggregate für Sicherheitszwecke gelten zusätzlich noch die Betriebsgrenzwerte gemäß DIN 6280-13:

Benennung	Formelzeichen	Einheit	Anwendungsbereich 1	Anwendungsbereich 2
Statische Frequenzabweichung	δf_{st}	%	4	5 ¹⁾
Statische Frequenzpendelbreite	βf	%	0,5	1,5 ¹⁾
Dynamische Frequenzabweichung	δf_{dyn}	%	± 10	± 10
Statische Spannungsabweichung	δU_{st}	%	± 1	$\pm 2,5$ ^{1) 2)}
Dynamische Spannungsabweichung	δU_{dyn}	%	± 10	+ 20 (ab) - 15 (zu)
Spannungsausregelzeit	$t_{u zu}$	s	4	4
	$t_{u ab}$		4	4
Schieflast	I_2 / I_n	%	33	33
			15	15
Oberschwingungsgehalt der Spannung	k_u	%	5 ⁴⁾	5 ³⁾
Frequenzausregelzeit	$t_{f zu}$	s	5	5 ¹⁾
	$t_{f ab}$		5	5 ¹⁾
Dauerkurzschlußstrom	keine Mindestanforderungen mehr enthalten			
Funktörgrad	Grenzwerte sind zwischen AN und AG abzustimmen			

- 1) Werte aus DIN ISO 85 28-5
- 2) ≤ 1 % bei Synchrongeneratoren im Parallelbetrieb
- 3) THF-Werte aus DIN ISO 85 28-3, gilt für $S_{nG} \geq 62,5$ kVA
für $S_{nG} < 62,5$ kVA darf THF = 8 % betragen
- 4) gilt auch für Sternspannung

Für die nicht aufgeführten Betriebsgrenzwerte gelten die Werte von Tabelle 3, Ausführungsklasse G2 von DIN ISO 8528-5.

4.2 Zuschaltleistung

Als Zuschaltleistung wird die Leistung bezeichnet, die auf das Aggregat in einer Stufe aufgeschaltet werden kann, ohne daß die vereinbarten Betriebsgrenzwerte hinsichtlich transienter Frequenz-/ Spannungsabweichung sowie deren Ausregelzeiten überschritten werden. Als Abschaltleistung gilt immer 100 %. Hierbei ist insbesondere die Einhaltung der maximalen Überfrequenz zu beachten, da Generatoren üblicherweise nur für 20 % Überdrehzahl ausgelegt werden. Entscheidend für den Nachweis der maximalen Zuschaltleistung des Aggregates ist die Art der zuzuschaltenden Leistung. Lastzuschaltungen mit nur ohmscher Belastung geben keine Auskunft über das Regelverhalten des Generators. Da Stromerzeugungsaggregate in den allermeisten Fällen ein Verbrauchernetz mit ohmsch-induktiv Verbrauchercharakteristik versorgen, ist der Nachweis der Lastannahme immer mit dem Bemessungsleistungsfaktor des Aggregates durchzuführen. Hierdurch werden die Wechselwirkungen zwischen Drehzahlregler und Spannungs-

regler besser nachgewiesen als bei rein ohmscher Last. Durch die induktive Komponente der Last ergibt sich bei Frequenzeinbrüchen ein steigender Laststrom, der das Erregersystem des Generators wesentlich stärker belastet, als dies bei nur ohmscher Belastung der Fall ist. Es empfiehlt sich ebenfalls, das Lastannahmeverhalten am Aufstellungsort nachzuweisen, da hierbei Modifikationen am Drehzahl- /Spannungsregler sofort überprüft werden können. Insbesondere Anlagen, die für Insel- und Parallelbetrieb vorgesehen sind, erfordern eine Feinabstimmung der Regler. Dies bedeutet, daß die Reglereinstellungen, mit denen das Lastannahmeverhalten im Herstellerwerk nachgewiesen wurde, ggf. nicht mehr zutreffen. Dieser Nachweis kann entfallen, wenn die Aggregate ausschließlich im Netzparallelbetrieb arbeiten, also keiner plötzlichen Lastannahme ausgesetzt werden.

4.3 Leistungsfaktorregelung

Im Netzparallelbetrieb wird das Stromerzeugungsaggregat in den meisten Fällen eine konstante Wirkleistung in das Netz einspeisen. Da die Wirkleistung proportional zur Frequenz ist, wird versucht, die Frequenz anzuheben. Da im Netzparallelbetrieb ein Steigern der Frequenz nicht möglich ist, führt dies zur erhöhten Wirkleistungsabgabe. Parallel dazu kann durch Verändern der Erregerspannung ein definierter Leistungsfaktor eingestellt werden. Es ist nicht empfehlenswert, Leistungsfaktoren um $\cos\varphi = 1$ einzustellen, da bei Spannungsschwankungen im Netz sehr leicht ein kapazitiver Betriebszustand erreicht werden kann. Bei kapazitiver Betriebsweise können im Netz vorhandene Oberschwingungen abgesaugt werden, die dann Rückwirkungen auf die Spannung verursachen können. Ein Leistungsfaktor $\cos\varphi > 0,97$ sollte deshalb nicht angestrebt werden.

4.4 Spannungsregelung

Im Inselbetrieb wird das Stromerzeugungsaggregat auf konstante Spannung und konstante Frequenz geregelt. Die Regelung auf konstanten Leistungsfaktor würde zu einer Spannungsüberhöhung führen, die ggf. Verbraucher zerstört. Beim Übergang vom Netzparallelbetrieb in den Inselbetrieb muß deshalb die Regelcharakteristik umgeschaltet werden.

Es bereitet immer wieder Schwierigkeiten, die Regelparameter so abzustimmen, daß sich einerseits im Netzparallelbetrieb ein "weiches" Regelverhalten ergibt, also insbesondere geringe Spannungsänderungen keine starken Blindlastschwankungen zur Folge haben und andererseits mit diesen Einstellungen die zugesicherten und nachgewiesenen Zuschaltleistungen eingehalten werden.

4.5 Kupplung

Die Kupplung ist das Verbindungselement zwischen Motor und Generator. Zusätzlich zur Übertragung der Motorleistung bis zur blockierten Leistung muß bei Stromerzeugungsaggregaten mit Notstromfunktion die Kupplung auch für die Belastung ausgelegt sein, die sich bei Klemmenkurzschluß bzw. bei Kurzschluß nach dem größten Abgangs-Schutzorgan an der Notstrom-Hauptverteilung ergibt. Zur Abschätzung des vom Generator gelieferten Stoßkurzschlußmomentes können folgende Beziehungen herangezogen werden:

$$M_{k3} = \frac{M_n}{x_d^n}; M_{k2} = 1,3 \cdot M_{k3}; M_n = \sqrt{3} \cdot U \cdot I / \omega;$$

Das Wellentorsionsmoment (bei starrer Welle) im Bereich der Kupplung wird dann:

$$m_{\text{MK } 3\text{max}} = \frac{1}{x_d''} \cdot \frac{J_M}{J_M + J_G} ;$$

$$m_{\text{MK } 2\text{max}} = \frac{1,3}{x_d''} \cdot \frac{J_M}{J_M + J_G} ;$$

M_{ki} : Kurzschlußmoment (Index i: 2pol, 3pol)

$m_{\text{MK } i\text{max}}$: Kurzschlußmoment an der Kupplung, bezogen auf Nennmoment M_n

x_d'' : subtransiente Reaktanz [p.u.]

J_M, J_G : Massenträgheitsmoment Motor, Generator

Da Motoren im Vergleich zu Generatoren relativ geringe rotierende Massen haben, reduziert sich die Kurzschlußbelastung auf die Kupplung beträchtlich.

(Anmerkung: Turbinen haben insbesondere im Niederdruckteil große rotierende Massen, so daß hier bei der Dimensionierung der Kupplung besonderes Augenmerk auf die Kurzschlußfestigkeit gelegt werden sollte.)

4.6 Flicker

Flicker sind periodisch wiederkehrende Leuchtdichteänderungen, hervorgerufen durch modulierte Spannungsamplituden. Ursache können ungleichförmige Drehbewegungen (Drehschwingungen) sein, die durch den Antriebsmotor oder die drehelastische Kraftübertragung (Kupplung) verursacht werden oder auch intermittierende Lasten (z. B. Kolbenkompressoren).

Abhilfe ist möglich auf der Motorseite durch die Auswahl von Motortypen, die keine Schwingungen anregen (mindestens Sechs-Zylinder-Motor), durch die korrekte Abstimmung der Kupplung (keine Resonanzanregung des Rotors) oder durch die Kompensation der intermittierenden Lasten durch geeignete schnelle Filter (z. B. aktives Oberschwingungsfilter).

4.7 Schutzeinrichtungen

Die Schutzeinrichtungen unterteilen sich in Einrichtungen, die ausschließlich dem

⇒ Motorschutz,

⇒ Generatorschutz

⇒ Aggregateschutz

dienen.

Als Mindestschutzeinrichtungen für den Motorschutz sind Überwachungseinrichtungen für Schmieröldruck, Kühlwasserüber Temperatur und Überdrehzahl erforderlich. Die weitergehenden Empfehlungen des Motorherstellers sollten beachtet werden.

Zum Schutz des Generators gegen Überstrom ist mindestens ein Leistungsschalter mit Überlastauslöser und zeitverzögertem Kurzschlußauslöser erforderlich (Einstellungsempfehlung:

$I_{>>} \leq 0,7 \cdot 3 \cdot I_n$; $t_{>>} = 300 \text{ ms}$). Sofern Aggregat und Generatorschalter nicht im gleichen Raum untergebracht sind, sollte die Verbindungsleitung zwischen Generator und Generatorschalter durch Differentialschutz-Relais in Verbindung mit Schnellentregung geschützt werden.

Für den Aggregateschutz ist mindestens eine Not-Aus-Einrichtung im Maschinenraum - möglichst an der Zugangstür - erforderlich. Falls Netzparallelbetrieb vorgesehen ist, muß die VDEW-Richtlinie: "Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Mittelspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU)" beachtet werden. Dies erfordert den Einbau eines

"Netzschutzrelais", zur Überwachung der Kriterien Unter-/Überspannung, Unter-/Überfrequenz. Bei Überschreiten der Auslösekriterien muß zum Schutz des Aggregates eine unverzögerte Trennung vom Netz erfolgen. Viele Hersteller empfehlen zusätzlich den Einbau eines sog. "Vektorsprungrelais". Dieses Relais mißt indirekt den Winkel zwischen Polradspannung und Netzspannung. Bei Überschreiten des eingestellten Wertes infolge einer großen Laständerung (z. B. Netzausfall, Kurzunterbrechung) erfolgt ebenfalls eine sofortige Trennung vom Netz. Der Vorteil dieses Relais liegt in dem sehr schnellen Erkennen von Netzfehlern (innerhalb einer Periode). Im Inselbetrieb müssen die Abstellfunktionen der Netzschutzrelais abgeschaltet werden.

Netzschutzrelais	Einstellbereich		Einstellempfehlung	
	min	max	min	max
Spannungsrückgangschutz	0,7 U_n	1,0 U_n	0,8 U_n	
Spannungssteigerungsschutz	1,0 U_n	1,15 U_n		1,10 U_n
Frequenzrückgangschutz	48 Hz	50 Hz	49,5 Hz	
Frequenzsteigerungsschutz	50 Hz	52 Hz		50,5 Hz

5 Blockheizkraftwerk (als Netzersatzanlage)

Für die Auslegung von Blockheizkraftwerken kann DIN 6280-14, Ausgabe 1997-08 herangezogen werden, wobei die dort gemachten Aussagen auch für Mittelspannungsgeneratoren bzw. für mittelspannungsseitige Verknüpfungspunkte mit dem öffentlichen Netz zutreffen.

Motoren und Generatoren von BHKW-Modulen werden aus wirtschaftlichen Gründen meistens mit ihrer Typleistung betrieben. Dies bedeutet, daß sich Lastannahmeverhalten, Kurzschlußleistung und Beeinflussung durch nichtlineare Verbraucher stärker auswirken als bei Stromerzeugungsaggregaten für den ausschließlichen Notstrombetrieb. BHKW-Module werden deshalb im Inselbetrieb häufig mit reduzierter Leistung betrieben.

Entgegen den Aussagen eines generellen Verbots von Otto-Motoren für Stromerzeugungsaggregate der Sicherheitsstromversorgung in der noch gültigen VDE-Bestimmung DIN VDE 0108 Teil 1 können seit der Entscheidung der zuständigen VDE-Komitees K223 und K227, veröffentlicht in der etz Bd. 114 (1993) Heft 12, Gas-Otto-Motoren unter gewissen Voraussetzungen als Antriebsmotoren für SV-Aggregate eingesetzt werden. Diese Voraussetzungen betreffen insbesondere:

- ⇒ die gesicherte Gasversorgung bei landesweitem Netzausfall;
- ⇒ die konsequent unabhängige Verlegung der elektrischen Einspeisung und der Gaseinspeisung sowohl im öffentlichen Bereich als auch innerhalb der Kundenanlage;
 (Für den öffentlichen Bereich ist dies durch die jeweiligen Versorgungsunternehmen in jedem Einzelfall gesondert zu bescheinigen.)
- ⇒ das Anlauf- und Lastübernahmeverhalten;
- ⇒ die Einhaltung der Betriebsgrenzwerte hinsichtlich Frequenz- und Spannungsregelung, Schief- last, Oberschwingungsgehalt und Funkentstögrad;
- ⇒ die gesicherte Abführung der Abwärme im Notstrombetrieb (z. B. Notkühler);
- ⇒ die Unterdrückung der Abstellfunktion von Störungsmeldungen, die nicht anlagengefährdend sind;

- ⇒ die ständige Betriebsbereitschaft auch in Zeiten der Anlagenwartung (dies schließt Ein-Modul-Anlagen im Allgemeinen aus);
- ⇒ die Unterdrückung von Leistungsanforderungen bei Fernsteuerung (Spitzenlastanforderung).