

Betrieb eines Inselsystems zur Stromversorgung von militärischen Liegenschaften

Josef Bogensperger

Schriftenreihe der
Landesverteidigungsakademie



UNSER HEER



Schriftenreihe der
Landesverteidigungsakademie

Josef Bogensperger

Betrieb eines Inselsystems zur Stromversorgung von militärischen Liegenschaften

2/2022

Wien, Jänner 2022

Impressum:

Medieninhaber, Herausgeber, Hersteller:

Republik Österreich / Bundesministerium für Landesverteidigung
Rossauer Lände 1
1090 Wien

Redaktion:

Landesverteidigungsakademie
Zentraldokumentation
Stiftgasse 2a
1070 Wien

Schriftenreihe der Landesverteidigungsakademie

Copyright:

© Republik Österreich / Bundesministerium für Landesverteidigung
Alle Rechte vorbehalten

Jänner 2022

ISBN 978-3-903359-41-3

Druck:

ReproZ W 22-1314
Stiftgasse 2a
1070 Wien

Vorwort des Kommandanten der LVAK

Seit mittlerweile mehr als 20 jährigem Bestehen der Partnerschaft mit dem VERBUND wird mit der LVAK ein intensiver interdisziplinärer Wissensaustausch gepflegt.

In verschiedensten Formaten erfolgt ein tiefgreifendes Kennenlernen der Besonderheiten und Abhängigkeiten dieser beiden Organisationen.

Auch im Einbringen von Expertenwissen über verschiedenste Fachleute wird ein ständiger Weiterentwicklungsprozess für beide Institutionen unterstützt.

Besonders mit vorliegender Publikation im Rahmen der „Schriftenreihe der Landesverteidigungsakademie“ wird unsere gelebte Partnerschaft verdeutlicht.

DI Dr. Josef Bogensperger als langjähriger Mitarbeiter im Verbund und Milizoffizier und Experte hat in seiner Fachbereichsarbeit zum höheren militärtechnischen Dienst einen weiteren Meilenstein dafür gelegt.

Der aktuellen Herausforderung zur Generierung resilienter Systeme kann nur mit fundiertem Wissen beigetreten werden. Dieses Wissen stellt eine wesentliche Basis für weitere zielgerichtete Entwicklungen und Maßnahmen zur Erhöhung der gesamtsstaatlichen Handlungsfähigkeit dar.

Unter dem Motto „Viribus Unitis“ können auch größte Herausforderungen der Zukunft gemeinsam gemeistert werde.

Der Kommandant der
Landesverteidigungsakademie

Mag. Erich Csitkovits, GenLt

Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung.....	11
1.1.	Motivation und Ziel	11
1.2.	Strategische Grundsätze	12
1.3.	Regeln für den Systementwurf	13
1.4.	Regeln für den Systembetrieb.....	19
2.	Einleitung und Motivation	25
2.1.	Österreichische Sicherheitsstrategie (2013) [BKA]	25
2.2.	Teilstrategie Verteidigungspolitik 2014 [BMLVS]	26
2.3.	Militärstrategisches Konzept 2017 [BMLVS]	27
2.4.	Resilienz kritischer Infrastruktur [2-1, Seite 268]	28
3.	Energiewirtschaftliche Grundlagen	30
3.1.	Stromausfall und Auswirkungen	30
3.2.	Energieprodukte Eigenversorgung.....	33
3.3.	Energieprodukte Volkswirtschaft	34
3.4.	Energieanwendungen / Energiebedarf.....	35
3.5.	Energieerzeugung (Energieumwandlung).....	40
3.6.	Energietransport.....	45
3.7.	Energiespeichertechnologien - Überblick.....	48
3.8.	Energiewirtschaftliche Planungsgrundlagen.....	52
4.	Elektrotechnische Grundlagen.....	58
4.1.	Gleichstromtechnik.....	58
4.2.	Wechselstromtechnik (Quasistationärer Fall)	60
4.3.	Drehstromtechnik (Quasistationärer Fall).....	69
5.	Mögliche Verbraucher in Inselnetzen	71
5.1.	Ohmsche Verbraucher (Lasten)	71
5.2.	Induktive Verbraucher (Lasten)	73
5.3.	Kapazitive Verbraucher (Lasten)	80
5.4.	Nichtlineare Verbraucher (Lasten)	84
6.	Spannungsqualitätskriterien und USV-Klassifizierung	88
6.1.	Mögliche Netzstörungen und USV-Klassen	88
6.2.	Vorschriften für den Netzbetrieb	91
6.3.	Stromausfall / Versorgungsunterbrechung.....	92
6.4.	Spannungsqualität.....	93
6.5.	Frequenzqualität	99
7.	Mögliche Erzeuger in Inselnetzen	100

7.1.	Energiebereitstellung.....	100
7.1.1.	Motoraggregate	100
7.1.2.	Photovoltaik	102
7.1.3.	Windkraftanlagen.....	104
7.1.4.	Kleinwasserkraft.....	106
7.1.5.	Brennstoffzellen.....	107
7.2.	Energiespeicherung	107
7.2.1.	Auswahlkriterien für Energiespeichersysteme.....	107
7.2.2.	Akkumulatoren (Elektrochemische Energie)	108
7.2.3.	Schwungmasseenergiespeicher (Kinetische Energie)	111
7.2.4.	Gas- / Wasserstoffspeicher (Chemische Energie).....	113
7.2.5.	Pumpspeicher (Potentielle Energie).....	116
7.3.	Stromerzeugung / Energieumwandlung.....	116
7.3.1.	Synchrongeneratoren	116
7.3.2.	Asynchrongeneratoren.....	120
7.3.3.	Wechselrichter.....	121
8.	Regeln für den Systementwurf von (Notstrom-) Inselnetzen.....	124
8.1.	Allgemeines zum Systementwurf.....	124
8.2.	Akzeptable Versorgungsunterbrechung.....	124
8.3.	Anlagenkonzepte	126
8.4.	Sternpunktbehandlung, Anlagenschutz und Personenschutz	132
8.4.1.	Schutz in elektrischen Anlagen.....	132
8.4.2.	Sternpunktbehandlung in Niederspannungsnetzen.....	133
8.4.3.	Schutz der Anlagenkomponenten	136
8.4.4.	Menschliche Reaktionen auf elektrischen Strom [8-4]	137
8.4.5.	Schutz gegen elektrischen Schlag	140
8.5.	Verbraucherorientierte Dimensionierung	153
8.6.	„Erzeugungsabwurf“	157
8.7.	Redundanz / N-1 Kriterium	158
8.8.	Aufstellungsort.....	160
8.9.	Dimensionierung der Leitungen.....	162
8.10.	Anlagenschutz	163
9.	Regeln für den Systembetrieb von (Notstrom-) Inselnetzen	164
9.1.	Allgemeines zum Systembetrieb.....	164
9.2.	Lastverteilung	164
9.3.	Regelreserven.....	166
9.4.	Unsymmetrische Belastung / Schiefast.....	166
9.5.	Betrieb und Koordination	167

10.	Regelung in Inselnetzen.....	169
10.1.	Allgemeines zur Regelung von Inselnetzen.....	169
10.2.	Drehzahlregelung (Wirkleistungsregelung).....	169
10.3.	Spannungsregelung (Blindleistungsregelung)	183
10.4.	Microgrids und Smart Grids [10-8].....	187
11.	Regeln für den Systembetrieb von USV/NEA-Anlagen.....	190
11.1.	Rückspeisungsschutz / ungewollte Inselbildung.....	190
11.2.	Rückleistungsschutz bei Motoraggregaten.....	191
11.3.	FRT-Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen.....	191
11.4.	Netzentkupplungsschutz.....	192
11.5.	Die Rückschaltung / Wiederschaltung	194
11.6.	Langzeit-Netzparallelbetrieb.....	198
11.7.	Drehfeldrichtung / Mobile Aggregate	198
11.8.	Mindesteinsatzzeiten sowie Mindeststillstandszeiten von Aggregaten.....	199
12.	Elektrotechnik für Fortgeschrittene	200
12.1.	Systemzustände in Wechselstromsystemen.....	200
12.2.	Trennungsmöglichkeit der Regelungen.....	200
12.3.	Stabilität in elektrischen (Insel)netzen.....	204
12.4.	Lastfluss in Niederspannungs-(Insel)netzen	208
12.5.	Simulationsrechnung Laststoß in Niederspannungs-(Insel)netzen	215
12.6.	Asymmetrische Belastung und Sternpunktverschiebung.....	218
13.	Vorschriften, Normen und Genehmigungen.....	220
14.	Literatur	222
15.	Anhang - Beispiele für Netzersatzanlagen.....	227
15.1.	Beispiele Notstromaggregat.....	227
15.2.	Beispiele Schwungmassespeicher.....	227
15.3.	Beispiele Hubspeicher	228
15.4.	Beispiele Hybride Lösungen	228
15.5.	Beispiele Brennstoffzellen.....	229
16.	Curriculum Vitae	231

Betrieb eines Inselsystems zur Stromversorgung von militärischen Liegenschaften (stromautarke Anlagen)

Fachbereichsarbeit (Hausarbeit) zur Erfüllung der Ausbildungsaufgaben für
die Überstellung in die Verwendungsgruppe O1
im Fachdienst höherer militärtechnischer Dienst

1. Zusammenfassung

1.1. Motivation und Ziel

Motivation

Aus der österreichischen Sicherheitsstrategie des Jahres 2013 wurde für das österreichische Bundesheer die Teilstrategie Verteidigungspolitik 2014 abgeleitet.

Die Teilstrategie Verteidigungspolitik 2014 definiert beim Thema Verteidigungspolitik folgenden Grundsatz:

„Österreichs Verteidigungspolitik ist integrales Element der nationalen umfassenden Sicherheitsvorsorge (USV). Sie wirkt mit der Außenpolitik und der Politik der inneren Sicherheit zusammen

(4) zur **Unterstützung der staatlichen Handlungsfähigkeit in Krisensituationen strategischen Ausmaßes,**“

Um dieser Forderung zu genügen, die ganz offensichtlich darauf abzielt, die Handlungsfähigkeit des Heeres als strategische Reserve der Republik klarzustellen, lässt sich folgendes ableiten:

Ziel

Als ein Schritt zur Erhöhung der Resilienz gilt die autarke Stromversorgung des österreichischen Bundesheeres (zumindest der höheren Kommanden). Dabei geht es um die Eigenversorgung und darum, die Handlungsfähigkeit des Bundesheeres auch bei Ausfall der Stromversorgung sicher zu stellen.

In dieser Arbeit werden die wesentlichen technischen Grundlagen für die Stromversorgung in Niederspannungsnetzen sowohl

- für Inselnetze, wie sie innerhalb von militärischen Camps existieren (ohne eine Möglichkeit eines Anschlusses an das öffentliche Netz) als auch
- für sogenannte Notstromanlagen (Netzersatzanlagen – NEA), die sowohl eine Stromversorgung durch den Verteilnetzbetreiber zulassen, als auch Versorgungslücken durch „Stromerzeugungsanlagen“ in der geforderten Art und Weise schließen,

komprimiert zusammengefasst.

Dabei werden jene Punkte, die beim Systementwurf und jene die beim Systembetrieb zu beachten sind aufgezeigt und beschrieben.

Auch wenn für zivile Einrichtungen und private Haushalte viele dieser Grundlagen in ähnlicher Form gelten, so sind diese Anlagen explizit nicht Ziel dieser Darstellung.

Eigenversorgung meint jene Energieprodukte, die das österreichische Bundesheer für die Erfüllung seiner Aufgaben braucht. Wenn das österreichische Bundesheer Hilfe leistet, so wird dies als Fremdversorgung bezeichnet. Die Fremdversorgung ist ebenfalls nicht Ziel dieser Arbeit.

1.2. Strategische Grundsätze

Erster strategischer Grundsatz: Resilienz immer mitdenken

Die Resilienz kritischer Infrastruktur ist bei jedem Bauvorhaben von Beginn an mit zu denken (mit zu planen). Damit wird sowohl budgetär (das Geld ist verfügbar) und zeitlich (im geplanten Zeitraum) als auch räumlich (der Platz/Raum ist verfügbar) eine Umsetzung von Risikomanagementmaßnahmen sichergestellt.

Zweiter strategischer Grundsatz: Dezentrale Konzepte vor zentralen Konzepten

Dezentrale Konzepte haben aufgrund ihrer räumlichen Verteilung implizit eine hohe „Schwarm-Resilienz“ und damit eine höhere Resilienz als zentrale Konzepte. Viele kleine Einzelziele erfordern einen hohen Kräfteinsatz, die Einzelziele an sich haben eine geringe Attraktivität.

Dritter strategischer Grundsatz: Kritische Geschäftsprozesse schützen

Resilienz bedeutet nicht, dass alles und jedes normal funktioniert. Eine „Business Impact“-Analyse zeigt jene kritischen Geschäftsprozesse auf, die es gilt im Krisenfall aufrechtzuerhalten. Dabei ist auch die mögliche Ausfallzeit des Geschäftsprozesses zu ermitteln.

Vierter strategischer Grundsatz: Bevorratung sicherstellen

Vorsorge für den Krisenfall/Notfall ist und bleibt ein wichtiges Thema.

1.3. Regeln für den Systementwurf

Ausgangspunkt ist die Frage, ob alle Verbraucher im Netz immer und zu jeder Zeit versorgt werden müssen. Mit mehr oder weniger geringen Einschränkungen ist die Antwort vermutlich nein.

Daher beginnt die Planung für die Eigenversorgung mit einer Abschätzung der **zulässigen Versorgungslücke**. Die systematische Grundlage dafür ist eine „Business Impact“-Analyse Stromausfall. Das Ergebnis sollte es erlauben die folgenden Fragen zu beantworten:

- (1) Welche Verbraucher, mit welchen Charakteristiken und mit welchem Leistungs- und Energiebedarf sollen notstromversorgt werden?
- (2) Kann der betreffende Schaltkreis obwohl er notstromversorgt wird in einer Engpasssituation abgeschaltet (automatisch „abgeworfen“ bzw. manuell abgeschaltet) werden (ohne dass dabei Menschen zu Schaden kommen oder Maschinen zerstört werden)?
- (3) In welcher Form sind Versorgungsunterbrechungen beim Umschalten auf die Notstromversorgung „akzeptabel“ (Dauer)?
- (4) Wie lange muss eine Notstromversorgung aufrechterhalten werden?
Im Fall Kritischer Infrastruktur wird üblicherweise mit 72 Stunden Durchhaltedauer ohne Anschlussversorgung geplant. Mit Anschlussversorgung ist dann der Durchhaltezeitraum durch die angelieferte Menge begrenzt.

Klassen von Versorgungsunterbrechungen können sein:

- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV und Netzersatzanlage – NEA),
- Unterbrechbare Stromversorgung <15 sec (automatisch schaltbare NEA),

- Unterbrechbare Stromversorgung <3h (manuell schaltbare NEA) – diese Verbraucher sind evtl. Kandidaten für (automatische) Abschaltung bei Erzeugungsgespässen,
- Stromversorgung nicht zwingend notwendig.

Für die Fremdversorgung durch das Österreichische Bundesheer ist der Bedarf durch das Staatliche Krisen- und Katastrophenmanagement (SKKM) zu definieren.

Bei der Planung militärischer Anlagen ist zu bedenken, dass jegliche Wärme- bzw. Kälteenergieleistung einen vielfach höheren Energieverbrauch hat als jede „mechanische“ Energiedienstleistung (siehe Kapitel „Energie-wirtschaftliche Grundlagen“).

Bei der **Netztopologie** ist in der Praxis oft zu beobachten, dass im Niederspannungsbereich Ringleitungen gelegt werden, die dann an festgelegten Stellen unterbrochen werden. In einem Fehlerfall können die Trennstellen schnell und leicht „verschoben“ werden (der Ring wird anderenorts geöffnet und dann die bestehende alte Trennstelle geschlossen) und so eine Versorgung rasch wieder aufgenommen werden. Der Charme der Ringleitung, dass die erste Leitungsunterbrechung zu keiner Versorgungseinschränkung führt geht bei der Anwendung des Trennstellenkonzepts leider verloren.

Die Vorgangsweise an festgelegten Trennstellen den Leitungsring zu unterbrechen ist durch zwei Themen begründet. Zum Einen kann es sein, dass im Kurzschlussfall der Kurzschlussstrom bei geschlossenem Ring nicht immer ausreicht, um eine gesicherte Abschaltung zu bewirken, zum Anderen braucht es eine entsprechende Ausbildung der Wartungsmannschaften, da bei geschlossener Ringleitung die Netzspannung von zwei Seiten an der Arbeitsstelle ansteht.

Zusammengefasst ist beim Ringbetrieb daher zu beachten:

- (1) Im Fall von durch zwei Trafostationen gespeisten Ringleitungen können Kreisströme entstehen, die zu hohen Netzverlusten führt.
- (2) Es kann sein, dass die Kurzschlussleistung nicht ausreicht, um einen zweiseitig gespeisten Kurzschluss zuverlässig abzuschalten.
- (3) Es braucht eine entsprechende Ausbildung der Wartungsmannschaften, da bei der geschlossenen Ringleitung die Netzspannung von zwei Seiten ansteht.

Für Anwendungen im Aufgabenbereich erscheint es sehr sinnvoll Ringleitungen (mit der gleichen Kabeltype!) zu verlegen, um Überlastungen durch Trennstellenverlegungen zu vermeiden.

Bei modernen Anlagen werden immer öfter verschiedene „Erzeugungs“-Technologien kombiniert. Notstromaggregate laden zum Beispiel Akkus, zusätzlich speist oft eine Photovoltaikanlage oder eine Windkraftanlage Strom ins System ein. Stromüberschüsse werden in einem Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt und damit saisonal gespeichert. Bei Bedarf (in den Nachtstunden) speist eine Brennstoffzelle bandförmig in das System ein. Solche Anlagen werden als Micro-Grid bezeichnet und bieten heutzutage eine wirtschaftlich attraktive Alternative zu den „klassischen“ Notstromaggregaten. Erneuerbare Erzeugungsanlagen liefern einen laufenden Beitrag zur Reduktion der Stromkosten und haben nur einen geringen Wartungsaufwand. Vor allem sind die erneuerbaren Erzeugungsanlagen logistisch „Inselfähig“, brauchen also keinen „Nachschub“ an Betriebsmitteln.

Zu den grundlegenden Bedingungen und Vorteilen eines Micro-Grids zählen folgende Faktoren: [7-10, Seite 5]

- Nutzung von Leistungselektronik zur Leistungs-Frequenzregelung für die schnelle Anpassung an Laständerung ohne die Notwendigkeit eines (zentralen) Kommunikationssystems (große Wechselrichter erforderlich).
- Bereitstellung von Leistung in Abhängigkeit der örtlichen Erzeugung. Damit können Teile der örtlichen Last unmittelbar und ohne große Transportwege abgedeckt werden, dies hat auch ökonomische Vorteile (reduzierte Verteilnetzverluste, ggf. Reduktion des Ausbaubedarfs von Netzinfrastrukturen im öffentlichen Stromnetz).
- Reduktion von Spannungsschwankungen an den Verbraucherklemmen durch lokale Spannungsregelung.
- Verbesserung der Systemstabilität durch lokale (lastnahe) Blind- und Wirkleistungsbereitstellung.
- Möglichkeit der Bildung von zellulären Netzteilen (inselfähige Teilnetze) im Fall von Verteilnetzzusammenbrüchen.

Regeln für den Systementwurf

Laststoß

Um den Laststoß zu begrenzen müssen die notstromberechtigten Anlagenteile gruppenweise zugeschaltet werden. Die zuschaltbare Last ist vom Aggregat und vom Regler abhängig, je nach Klassifikation können 10% bis maximal 25% der Nennleistung eines Motoraggregats auf einmal zugeschaltet werden. Eine Vorwärmung der Aggregate verbessert die Lastübernahmeeigenschaften und schont die Aggregate beim Anlauf. Details dazu sind im Kapitel „Verbraucherorientierte Dimensionierung“ zu finden. Wechselrich-

ter in Verbindung mit Akkumulatoren können 100% der Nennleistung sofort zur Verfügung stellen.

Spannungsabfall

Der Spannungsabfall auf der Leitung zum Verbraucher sollte kleiner als 4% sein. Werden die Leitungsverbindungen nach diesem Grundsatz ausgelegt, dann können Stabilitätsprobleme weitgehend ausgeschlossen werden. Dies verbessert auch die Funktion und Wirkungsweise der Schutzmaßnahmen (Abschaltung im Fehlerfall).

Es wird daher empfohlen die Leitungen „großzügig“ zu dimensionieren und damit den Spannungsabfall und die Netzverluste gering zu halten!

Aggregate

Viertakt-Dieselmotoren mit Synchronmaschinen verbinden gute Lastübernahme-eigenschaften und Robustheit mit hoher Regelfähigkeit.

Viertakt-Dieselmotoren mit vierpoligen Synchronmaschinen als Generator ($n = 1500 \text{ min}^{-1}$) verbinden gute Lastübernahme-eigenschaften und Robustheit mit hoher Regelfähigkeit. Diese Aggregate sind für nahezu alle Einsatzvarianten tauglich. Die Eigenschaften des Motors bestimmen das Lastübernahmeverhalten.

Asynchrongeneratoren sind nur für die Versorgung von ohmschen Verbrauchern sinnvoll einzusetzen.

Parallelbetrieb von Aggregaten

Beim Parallelbetrieb von zwei oder mehreren Aggregaten ist zu beachten, dass die Reglerkenngrößen aufeinander abgestimmt werden. Oft werden Aggregate mit Busleitungen verbunden, über die die Aggregate Lastaufteilungsinformationen austauschen können.

Werden Generatoren mit unterschiedlichen Sehnungsfaktoren der Wicklungen (in Europa oft 2/3 in den USA evtl. auch 5/6) zusammengeschalten und die Sternpunkte im Rahmen des Betriebserdungskonzepts verbunden, dann **kann es durch Oberschwingungen zu „Hot-Spots“ in der Ständerwicklung kommen, die dazu führen können, dass die Wicklung durchbrennt!**

Spannungsqualität und Netzurückwirkungen

In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass die Einhaltung der Normen bezüglich Netzurückwirkungen von Verbrauchern (inkl. Gleichrichter, Lade-regler, elektronische Netzteile etc.) als auch die Einhaltung von Normen bezüglich dem Oberschwingungsgehalt von Erzeugungseinheiten und Wechselrichtern wichtig sind. Dadurch werden Probleme im Bereich der Spannungsqualität in diesem Themenbereich stark reduziert bzw. vermieden.

1.4. Regeln für den Systembetrieb

Leittechnik und Automatisierung

Abhängig von der Charakteristik der angeschlossenen Verbraucher kann der Stromverbrauch nahezu gleichförmig sein (wie bei einem Rechenzentrum) oder stark schwankend (wie bei einer Klimaanlage). Je dynamischer der Lastgang ist, den es abzudecken gilt, umso höher ist der Anspruch an die Überwachung, die Lastverteilung und den Maschineneinsatz.

Für Zwecke der Systemüberwachung ist es sinnvoll, Messwerte für die Frequenz, Ströme und Spannungen an einem Ort zusammen zu führen, sodass diese Messwerte von einer Person leicht überwacht werden können. Heutzutage erfolgt dies häufig in einer Leittechnik Software, welche dann auch die Vorteile bietet, Inhalte fernabzufragen und übersichtlich darzustellen.

Die nächste Stufe der Automatisierung besteht darin, über die Leittechnik Maschinen starten und stoppen zu können. Existiert diese Funktion nicht im Leittechniksystem, so müssen die Maschinen vor Ort gestartet und gestoppt werden. Diese Aufgabe, in welcher Form auch immer, ist grundsätzlich von einem Mitarbeiter durchzuführen, der eine entsprechende Ausbildung und Einschulung hat und gemäß ÖNORM als Schaltberechtigter geführt wird.

Ein letzter Automatisierungsschritt besteht darin, über die Leittechnik in die Lastverteilung einzugreifen. Damit wird manuell in die Lastverteilung eingegriffen, wie sie sich durch die automatischen Regler für Primärregelung und Sekundärregelung ergibt. Für Inselnetze kann diese Vorgangsweise als Tertiärregelung angesehen werden.

Beim Betrieb elektrischer Anlagen sind eine Reihe von Vorschriften zu beachten, siehe dazu Kapitel Vorschriften.

Wartung und Instandhaltung

Wartung und Instandhaltung ist bei allen mechanisch beweglichen Teilen ein wichtiges Thema. Dazu ein kleines Beispiel:

Wenn ein Auto 1 Stunde pro Tag fährt bedeutet dies bezogen auf den Zeitraum eines Jahres eine relative Nutzungsdauer von $365/8760 = 4\%$. Bei Motoraggregaten im Inselbetrieb liegt der Wert bei 6.000 bis 8.000 Stunden also 68% bis 91%, der Motor ist nach einem Jahr so „alt“ wie ein 20 Jahre altes Auto!!

Dieser Umstand führt unweigerlich zu Wartungs- und Instandhaltungserfor-

dernissen bei Motoraggregaten. **Erfahrungen zeigen, dass Dieselaggregate den Benzinaggregaten bei Dauereinsatz eindeutig überlegen sind.**

Die elektrischen Teile der Anlage sind meist nahezu wartungsfrei. Schalter sollten zumindest einmal im Jahr geschaltet werden.

Regeln für den Systembetrieb

Sternpunktbehandlung

Beim Einsatz von mehreren Erzeugungsanlagen ist sicherzustellen, dass die **Sternpunktbehandlung** und die Schutzmaßnahmen im Fehlerfall nach den gleichen Grundsätzen durchgeführt werden. [8-3, Seite13]

Inselnetze werden häufig mit isoliertem Sternpunkt (als isolierte Netze) betrieben. Der große Vorteil von isoliert betriebenen Netzen ist die höhere Versorgungssicherheit, da diese Systeme im ersten Fehlerfall (1-poliger Erdschluss / Isolationsfehler) weiterbetrieben werden dürfen. Erst ein weiterer Erdschluss auf einem anderen Außenleiter führt zu einem 2-poligen (Erd) Kurzschluss. Bei dieser Betriebsweise fließt beim ersten Fehlerfall nur der (meist geringe) kapazitive Fehlerstrom.

Darüber hinaus ergeben sich in vielen Fällen folgende Vorteile:

- Höhere Brandsicherheit,
- höhere Unfallsicherheit durch niedrigere Berührungsströme bei einpoligem Erdschluss,
- höherer zulässiger Erdungswiderstand und
- Informationsvorsprung durch die Isolationsüberwachung.

Isolierte Netze (I-Netze) werden vorwiegend dort eingesetzt, wo hohe Anforderungen an die Versorgungssicherheit gestellt werden. Stark verbreitet ist diese Variante im medizinischen Bereich, z.B. in Krankenhäusern, aber auch im Bergbau, in Umspannwerken, bei Industrieanlagen, bei der Notstromversorgung und auf Schiffen oder Schienenfahrzeugen. [8-7, Seite 16] Fehlt in einem IT-System die Isolationsüberwachung, so wird der erste Isolationsfehler nicht erkannt und es muss sichergestellt werden, dass auch doppelte Isolationsfehler im IT-Netz sicher abgeschaltet werden. Um dies zu gewährleisten müssen Grenzen für die Schleifenimpedanz eingehalten werden. Abbildung 8-15 zeigt so einen Doppelfehler.

Für eine zulässige Schleifenimpedanz von 1,5 Ohm ergibt sich für ein Kabel mit einem Drahtquerschnitt von 2,5 mm² eine Leiterlänge von 218 Meter und damit eine maximale Kabellänge zwischen zwei (schadhaften) Geräten von etwa 100 Meter!

Statik der Regler

Bei Erzeugungseinheiten sollte immer die **gleiche Statik** eingestellt werden, um eine annähernd gleiche „Belastung“ der geregelten Erzeugungseinheiten durch Regeleingriffe herzustellen. Die Leistungszahl ist dabei dann je nach Größe der Einheit unterschiedlich.

Um einen stabilen Betrieb (Arbeitspunkt) sicherzustellen darf die Statik nicht zu klein sein (nicht unter 3%). Typische Werte liegen bei 4%. Details zum Thema Statik findet man in [10-5]. Diese Art der Lastverteilung führt zu einer großen Schwankungsbreite der Frequenz (häufig 49 bis 52 Hz). Ist die Schwankungsbreite nicht zulässig, so ist zusätzlich ein PI-Regler erforderlich. Details dazu siehe Kapitel Drehzahlregelung.

Diese Prinzipien gelten auch für die Statik des Spannungsreglers.

Unsymmetrische Belastung

Problematisch wird es, wenn man die Spulen eines 3-phasigen Generators um **mehr als 50% ungleich belastet** werden (je größer der Generator umso geringer die Schieflasteigenschaften!). Da ein Synchrongenerator immer nur eine Stellgröße für die Ausgangsspannung besitzt (den Erregerstrom), kann bei ungleicher Belastung (Schieflast) die Spannung nicht mehr korrekt ausgeglichen werden. Darüber hinaus kann es durch das Auftreten eines erheblichen Gegensystems bei starken unsymmetrischen Belastungen zu Rüttelschwingungen und starker Läufererwärmung kommen.

Polradstabilität

Nimmt die Synchronmaschine Blindleistung auf (untererregter Betrieb) so wird die magnetische Kopplung zwischen Läuferfeld und Statorfeld geschwächt. Dies kann bei Laststößen und im Kurzschlussfall zu Instabilitäten führen. Eine Stoßerregereinrichtung im Kurzschlussfall, als Teil der Spannungsregelung, kann hier gute Dienste leisten.

Weitere Möglichkeiten der Spannungsregelung

Die Spannungsregelung kann durch Kondensatorbatterien unterstützt werden, die in Teilschritten zu bzw. abschaltbar sind. Dabei ist zu bedenken, dass die „Blindleistungswirkung“ der Kondensatorbatterien vom aktuellen Spannungsniveau abhängt. Die Kondensatorbatterien erbringen also am unteren Rand des Spannungsbandes einen geringeren Beitrag zur Spannungshaltung als im oberen Bereich des Spannungsbandes.

Rotierende Blindleistungskompensatoren (Phasenschieber) haben den großen Vorteil, dass sie auch am unteren Rand des Spannungsbandes ihre volle Blind-Nennleistung ins Netz einspeisen können.

Netzparallelbetrieb

ACHTUNG: Beim Test eines Aggregates im Netzparallelbetrieb ist zu beachten, dass der Netzparallelbetrieb reglerseitig stromgeführt erfolgt (der eingespeiste Strom wird konstant gehalten) und damit im Wesentlichen eine konstante Leistung an den Generatorklemmen eingespeist wird. Bei dieser Reglerfunktion „leistungsgeführter Betrieb“ erfolgt keine Frequenzregelung!

Die Reglerfunktion „frequenzgeführter Betrieb“ (die Frequenz wird konstant gehalten) kann daher so nicht getestet werden und damit ist nicht klar, ob der Regler die Frequenz bei Lastaufschaltung im Inselbetrieb erfolgreich ausregeln kann. Diese Funktion kann nur durch einen Inselbetriebsversuch getestet werden. Dafür ist eine „echte“ Netztrennung durch Ausschalten des Hauptschalters und Trennung der gesamten Anlage vom Versorgungsnetz Voraussetzung.

Rückschaltbedingungen

Um die Anlage zu schonen bzw. bei nicht vorhandener USV nicht weitere Versorgungsunterbrechungen in Kauf nehmen zu müssen stellt sich zunächst die Frage: „Welche Vorbedingungen an die Spannungsqualität müssen erfüllt sein, damit eine Rückschaltung erfolgen soll?“.

Rückschaltbedingung 1: (Zeitkriterium – Klassifikationskriterium)

Das Zeitkriterium unterscheidet zwischen Versorgungsausfällen unter 30 Minuten, bei denen die Netzberuhigungszeit gleich wie die Netzausfallszeit gewählt wird, jedoch mindestens 5 Minuten und jene Versorgungsausfällen, die 30 Minuten und mehr betragen.

Bei Störungen, die zu Versorgungsausfällen von mehr als 30 Minuten führen,

könnten die folgenden Kriterien für Frequenz (Kriterium 2) und Spannung (Kriterium 3) Anwendung finden.

In den TOR Erzeuger wird für Erzeugungsanlagen die Fähigkeit gefordert für einen Dauerbetrieb im Frequenzbereich von 49 bis 51 Hz geeignet zu sein [11-1, Seite 17] (also maximal 2% Abweichung von der Nennfrequenz). Das gleiche gilt für die Fähigkeit für einen Spannungsbereich von 0,9 bis 1,1 p.u. dauerhaft geeignet zu sein (also maximal 10% Abweichung von der Nennspannung).

Die Übertragungsnetze werden von den Regelzonenführern im Sinne des Betriebskonzepts und des Systemschutzplanes betrieben. Im Systemschutzplan der APG ist ersichtlich, dass jede Abweichung von mehr als 0,2 Hz von der Nennfrequenz bereits zu automatischen Systemeingriffen führt [8-2, Seite 11 und 18]. Auch die TOR Erzeuger sehen Maßnahme bei Überfrequenz vor (siehe dazu [11-1, Seite 17]). Daher kann der Frequenzbereich von 49,8 und 50,2 Hz als „Normalbetrieb“ gesehen werden.

Aus den genannten Rahmenbedingungen wird das folgende Frequenzkriterium abgeleitet, das sicher stellen soll, dass sich die Frequenzsituation im Verbundnetz beruhigt hat:

Rückschaltbedingung 2: (Frequenzkriterium – globales Kriterium)

Das Frequenzkriterium ist erfüllt, wenn die aktuelle Frequenz sich im Wertebereich zwischen 49,9 und 50,1 Hz liegt.

Für die Netzspannung wird an dieser Stelle empfohlen, in Anlehnung an den im Entkupplungsschutz verwendeten Kennwert „Überwachung des gleitenden 10 min – Mittelwertes“ eine Überwachung der Netzspannung angelehnt an diesen Kennwert durchzuführen. Dabei wird aus den gleitenden Durchschnittswerten laufend ein Maximalwert U_{Max} und ein Minimalwert U_{Min} ermittelt.

Daraus wird das folgende Spannungskriterium abgeleitet:

Rückschaltbedingung 3: (Spannungskriterium – lokales Kriterium)

Ist die Bandbreite der Spannungsschwankungen bezogen auf die Nennspannung U_N

$(U_{\text{Max}} - U_{\text{min}})/U_N$ in einem Zeitraum von 20 Minuten nach der Spannungswiederkehr im VNB-Netz kleiner als 5%, so kann, aus Sicht der Netzspannung, rückgeschaltet werden.

Drehfeldrichtung

In einem Drehstromsystem gibt es eine bestimmte Abfolge in der die einzelnen Phasen des Dreiphasensystems ihr Spannungsmaximum erreichen. Diese Reihenfolge wird als Drehfeld bezeichnet. Das Drehfeld bestimmt die Drehrichtung von Drehstrommotoren.

Für den Fall, dass ein Aggregat niemals mit dem öffentlichen Netz in Verbindung steht und keine Drehstrommotoren in der zu versorgenden Verbrauchergruppe vorhanden sind, ist die Drehfeldrichtung unwichtig.

Sind Drehstrommotoren in der Verbrauchergruppe vorhanden und ist das Drehfeld (die Phasenfolge) des mobilen Notstromaggregats anders als jene des VNB-Netzes (es gibt nur zwei Möglichkeiten), so drehen sich die Drehstrommotoren bei Versorgung durch das (mobile) Aggregat in die entgegengesetzte Richtung, also in die andere Richtung als jene Drehrichtung, die sie haben, wenn sie an das VNB-Netz angeschlossen werden.

Wird ein mobiles Notstromaggregat an das öffentliche Netz angeschlossen und ist die Drehfeldrichtung nicht korrekt, so **kommt es zu schweren Schäden am Notstromaggregat**, da dann der Generator in die andere Richtung drehen möchte als das der (Diesel-) Motor tut.

2. Einleitung und Motivation

Grundlagen für das Ziel der Autarkie der oberen Kommanden sind:

- Österreichische Sicherheitsstrategie (2013) [BKA]
- Teilstrategie Verteidigungspolitik 2014 [BMLVS]
- Militärstrategisches Konzept 2017 [BMLVS]

2.1. Österreichische Sicherheitsstrategie (2013) [BKA]

Herausforderungen, Risiken und Bedrohungen:

„Dazu zählen vor allem: der internationale Terrorismus; die Verbreitung von Massenvernichtungswaffen, auch unter nicht-staatlichen Akteuren; die Europa betreffenden oder globalen Auswirkungen innerstaatlicher und regionaler Konflikte oder Umwälzungen; das »Scheitern« von Staaten; natürliche und von Menschen verursachte Katastrophen; **Angriffe auf die Sicherheit der IT-Systeme** (»Cyber Attacks«); die **Bedrohung strategischer Infrastruktur**; die grenzüberschreitende Organisierte Kriminalität, Drogenhandel, Wirtschaftskriminalität, Korruption, illegale Migration; nicht gelingende Integration; **Knappheit von Ressourcen** (Energie, Nahrungsmittel, Wasser), Klimawandel, Umweltschäden und Pandemien; Piraterie und die Bedrohung der Verkehrswege sowie die sicherheitspolitischen Auswirkungen der internationalen Finanz- und Wirtschaftskrise.“

Sicherheitspolitische Werte, Interessen und Ziele

„Österreich verfolgt folgende Interessen und politisch-strategische Ziele:

- ...
- Sicherstellung der Verfügbarkeit lebensnotwendiger Ressourcen.
- Stärkung der Widerstandsfähigkeit des öffentlichen und privaten Sektors gegen natürliche oder von Menschen verursachte Störungen und Katastrophen.

- Aufrechterhaltung einer leistungsfähigen Volkswirtschaft und Vorsorge gegen krisenbedingte Störungen der Wirtschaft; Sicherstellung der Versorgung der Bevölkerung mit lebensnotwendigen Gütern sowie Schutz kritischer Infrastruktur.
- ...“

2.2. Teilstrategie Verteidigungspolitik 2014 [BMLVS]

Verteidigungspolitik

„Österreichs Verteidigungspolitik ist integrales Element der nationalen Umfassenden Sicherheitsvorsorge (USV). Sie wirkt mit der Außenpolitik und der Politik der inneren Sicherheit zusammen

- (1) zur Gewährleistung der vollen staatlichen Souveränität und Integrität,
- (2) zum Schutz der verfassungsmäßigen Einrichtungen und der kritischen Infrastruktur,
- (3) zum Schutz der Bevölkerung, auch im Bereich der Katastrophenhilfe,
- (4) zur **Unterstützung der staatlichen Handlungsfähigkeit in Krisensituationen strategischen Ausmaßes**,

Die Bewältigung von **subkonventionellen Bedrohungen oder von neuen Gefährdungen in Folge von Cyber-Angriffen** kann zu einem neuen militärischen Aufgabenfeld werden. ...

Darüber hinaus hat das Bundesheer eine wichtige Rolle bei der **Aufrechterhaltung der inneren Sicherheit**. Es müssen alle Aufgaben bewältigbar sein, die sich aufgrund von Assistenzanforderungen ziviler Behörden ergeben. Dazu zählen etwa Assistenzleistungen zur Unterstützung sicherheitspolizeilicher Aufgaben, Hilfeleistungen bei Katastrophen oder Beiträge zum Schutz kritischer Infrastrukturen.“

2.3. Militärstrategisches Konzept 2017 [BMLVS]

Einsatzaufgaben im Inland (2.1.2. Beitragsleistung inneren Sicherheit)
„Anlassbezogen Aufgaben nach Heranziehung durch ein zuständiges Organ
bzw. eine zuständige Behörde:

- **Assistenz zur Katastrophenhilfe im Rahmen des Staatlichen Krisen und Katastrophenschutzmanagements (SKKM)** bei Elementarereignissen und Unglücksfällen außergewöhnlichen Umfangs

Mögliche Aufgaben des ÖBH als strategische Handlungsreserve:

- **Aufrechterhaltung der politischen Führungsfähigkeit** durch Schutz und Versorgung der relevanten Organe der politischen Führung, **Bereitstellen geschützter Ausweichversammlungsorte** sowie Unterstützung bei einer **gesicherten internen und externen Kommunikation durch redundante IKT-Systeme**
- **Unterstützung bei der Notversorgung der Bevölkerung** durch Mitwirkung an der Verteilung von Versorgungsgütern und Unterstützung bei der SanVers“

Autarkie

„Kritische Infrastrukturen und Notversorgungseinrichtungen sind besonders verwundbar. Gerade bei der **Energieversorgung**, der Rohstoff- und Ernährungsbasismuss schon nach wenigen Stunden mit signifikanten Engpässen gerechnet werden. Dies erfordert eine Stärkung der Resilienz Österreichs im Allgemeinen sowie des ÖBH im Speziellen, damit das **ÖBH in derartigen Krisensituationen so lange wie nötig autark einsatzfähig** ist.“

2.4. Resilienz kritischer Infrastruktur [2-1, Seite 268]

Der Autor stellt immer wieder fest, dass das Thema Sicherheit für viele Teile der Bevölkerung kein allgegenwärtiges Thema ist. Dies ist einerseits erfreulich und ist ein Beweis für den hohen Grad an Sicherheit, den wir in Österreich erreicht haben, führt jedoch dazu, dass Vorsorge- und vorbereitende Schutzmaßnahmen häufig vergessen werden.

Unsere Infrastruktur in Europa ist hochleistungsfähig, jedoch auch sehr sensibel bezüglich Störungen. Bereits kleine Störungen können zu großen Kapazitätseinbußen bei der Leistungserbringung führen (Beispiel: Ein Fahrstreifen auf der Autobahn ist gesperrt und schon kommt es zu massiven Stauungen). Asymmetrische Bedrohungen sind dadurch bei kritischer Infrastruktur besonders wirksam. Terrorismus ist eine Form der asymmetrischen Bedrohungen, dabei wird mit geringem Mitteleinsatz eine große Wirkung erzielt.

Diese, oben erwähnte, gefühlte Sicherheit führt leider dazu, dass wir bei der Planung kritischer Infrastruktur oft auf das Thema Resilienz vergessen und erst in einem zweiten Schritt über den Schutz und die Schutzmöglichkeiten der kritischen Infrastruktur nachdenken.

Erster strategischer Grundsatz: Resilienz immer mitdenken

Die Resilienz kritischer Infrastruktur ist bei jedem Bauvorhaben von Beginn an mit zu denken (mit zu planen). Damit wird sowohl budgetär (das Geld ist verfügbar) und zeitlich (im geplanten Zeitraum) als auch räumlich (der Platz/Raum ist verfügbar) eine Umsetzung von Risikomanagementmaßnahmen sichergestellt.

Das Gesetz der steigenden Skalenerträge (economy of scale) führt typischerweise zu zentralen Konzepten, um hohe Stückzahlen und damit geringe Stückkosten zu erreichen. Zentrale Konzepte sind jedoch wesentlich verletzlicher als dezentrale Konzepte. Dezentrale Konzepte haben aufgrund ihrer räumlichen Verteilung implizit eine hohe „Schwarm-Resilienz“. Dies gilt für das Beispiel Autobahnen versus Landstraßen genauso wie für Kraftwerke versus Photovoltaikanlagen am eigenen Hausdach. Photovoltaikanlagen, auf Dächern montiert, stellen eine Vielzahl von kleinen Kraftwerken dar und tragen in Verbindung mit Akkus zur dezentralen Stromversorgung mit der

Möglichkeit zur Notstromversorgung bei. Diese dezentralen Produktionseinheiten können nur schwer großflächig gestört bzw. zerstört werden. Im Gegensatz dazu sind zukünftige Versorgungs-/Sicherheitsinseln (beispielsweise zum Betanken von Behördenfahrzeugen) Beispiele für zentrale Konzepte, Großkraftwerken gleich, stellen sie interessante Angriffsziele dar.

Zweiter strategischer Grundsatz: Dezentrale Konzepte vor zentralen Konzepten

Dezentrale Konzepte haben aufgrund ihrer räumlichen Verteilung implizit eine hohe „Schwarm-Resilienz“ und damit eine höhere Resilienz als zentrale Konzepte. Viele kleine Einzelziele erfordern einen hohen Kräfteinsatz, die Einzelziele an sich haben eine geringe Attraktivität.

Findet man einen Weg, Tankstellen verbreitet mit Notstromanlagen auszustatten (mit Photovoltaik/Akkus oder Diesellaggregat), so wird ein Ausstattungsgrad von etwa 30 % einerseits eine große Anzahl an Zielen bedeuten (in Österreich gibt es etwa 2600 Tankstellen) und andererseits den Druck einer möglichen Treibstoffverknappung (und damit mögliche Hamsterkäufe, Kriminalität an den wenigen verfügbaren Tankstellen etc.) gar nicht erst entstehen lassen.

Dritter strategischer Grundsatz: Kritische Geschäftsprozesse schützen

Resilienz bedeutet nicht, dass alles und jedes normal funktioniert. Eine „Business Impact“-Analyse zeigt jene kritischen Geschäftsprozesse auf, die es gilt im Krisenfall aufrechtzuerhalten. Dabei ist auch die mögliche Ausfallzeit des Geschäftsprozesses zu ermitteln.

In Krisenzeiten funktioniert die Beschaffung notwendiger Versorgungsgüter typischer Weise nicht oder nicht gut (auch die Vertragstreue von Outsourcing-Partner ist zum Teil nicht gegeben!). Das bedeutet, Dinge die man in Friedenszeiten von der Stange kaufen kann werden plötzlich zur Mangelware.

Vierter strategischer Grundsatz: Bevorratung sicherstellen

Vorsorge für den Krisenfall/Notfall ist und bleibt ein wichtiges Thema.

3. Energiewirtschaftliche Grundlagen

3.1. Stromausfall und Auswirkungen

Die E-Control hat mit Redaktionsschluss 6.8.2020 die neueste „Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich 2020“ (mit den Daten für das Kalenderjahr 2019) publiziert. Diesem Bericht kann man entnehmen, dass österreichische Haushalte im Jahr 2019 durchschnittlich 25 Minuten (SAIDI) ungeplant (ausgenommen regionale außergewöhnliche Ereignisse) und 14 Minuten geplant ohne Strom waren. Dies ist international ein absoluter Spitzenwert und verzerrt möglicherweise unsere Wahrnehmung und unser Problembewusstsein.

Die Ursachen für die Nichtverfügbarkeiten werden nach verschiedenen Kategorien erfasst [3-1, Seite 8] und ausgewertet. Beispiele im Rahmen dieser Kategorien sind:

- Blitze, Schnee, Hitze, Erdbeben etc. (Atmosphärische Einwirkungen)
- Tiere, Bagger, Vandalismus u.ä. (Fremde Einwirkung)
- Abnutzung, Überalterung, Überlastung etc. (Netzbetreiber intern)
- Erzeugerausfall, Rückwirkungen aus anderen Netzen (Versorgungsausfall / Rückwirkungsstörung)
- Starkregenereignis, Erdbeben etc. (Regional außergewöhnliches Ereignis)

Abbildung 3-1 zeigt die prozentualen Anteile der verschiedenen Ursachen für Versorgungsunterbrechungen in den letzten Jahren. Während sich das Hochwasser 2013 nicht auf die Ausfallszeiten auswirkten war dies bei den Schneestürmen in den Jahren 2014 und 2017 sehr wohl der Fall. Auch die Tiefdrucklagen „Andre“ und „Florenz“ im Januar und „Detlef“ im November 2019 haben ihre Spuren in der Statistik hinterlassen.

	Aufteilung der ungeplanten Versorgungsausfälle						
	geplant	ungeplant	Atmosph.	Fremde	VNB intern	Vers. / Rückw.	Reg. Außerg.
2013	47,0	53,0	21,5	12,4	14,3	1,8	3,0
2014	41,5	58,5	17,9	9,0	11,7	1,1	18,8
2015	48,9	51,1	17,0	10,8	14,5	1,6	7,3
2016	49,7	50,3	20,8	10,4	15,5	1,5	2,2
2017	39,8	60,2	24,7	10,0	12,1	1,8	11,6
2018	45,8	54,2	19,4	11,7	15,4	1,6	6,1
2019	43,7	56,3	18,1	10,5	13,9	1,7	12,5

Abb. 3-1: Übersicht über die Anteile der Ursachen für Versorgungsunterbrechungen [1, Seite 10]

In Abbildung 3-2 zeigt die jährliche (2004 – 2019) gerundete ungeplante kundenbezogene Nichtverfügbarkeit (SAIDI) in Minuten für das Kalenderjahr 2019 in Österreich. Dabei sind die Werte ohne RAE in blauen Balken und die Werte mit RAE als blaue Linie dargestellt.

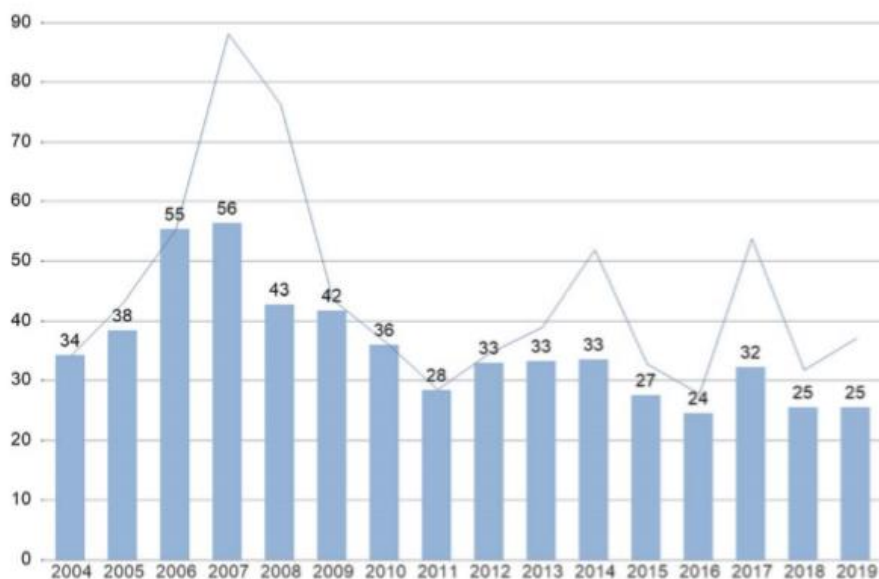


Abb. 3-2: Jährliche (2004 – 2019) gerundete ungeplante kundenbezogene Nichtverfügbarkeit (SAIDI) in Minuten 2019 in Österreich (ohne RAE in blauen Balken und mit RAE als blaue Linie)

Häufig (und auch in der Statistik der E-Control) findet man Mittelwerte der Dauer je Versorgungsunterbrechung unterteilt nach Ursachen in Stunden. Atmosphärische Einwirkungen und geplante Versorgungsunterbrechungen

haben rund doppelt so hohe Werte (rund 8 Stunden pro Jahr) wie fremde Einwirkungen, netzbetreiberinterne Versorgungsunterbrechungen und Rückwirkungsstörungen. Da diese Werte Mittelwerte darstellen bedeutet das, dass die Versorgungsunterbrechung auch deutlich mehr als 8 Stunden betragen kann. Größere Betreiber von Verteilnetzen haben im Regelfall einige wenige mobile, meist auf Container-Technik basierende Notstromanlagen zur Verfügung, um innerhalb von wenigen Stunden wesentliche Verbraucher und / oder Netzbereiche wieder mit Strom versorgen zu können. Abbildung 3-3 zeigt eine Detailauswertung (Dauerlinie – Einzelereignisse gereiht nach der Größe Nichtverfügbarkeit) für die Versorgungsunterbrechungen, die einem regional außergewöhnlichen Ereignis zugeordnet werden konnten. Im Jahr 2016 gab es einen Fall in dem die lokale Versorgungsunterbrechung knapp über 50 Stunden lag, die zweitlängste Unterbrechung war knapp unter 50 Stunden. In etwa 200 Fällen lag die Unterbrechung über einer Stunde. Obwohl diese den Netzbetreiber vor große Herausforderungen stellen, dauerte die Behebung der Stromversorgungsunterbrechung im Fall von außergewöhnlichen regionalen Ereignissen für den Großteil der Fälle weniger als einen Tag (24 Stunden). [3-1, Seite 17]

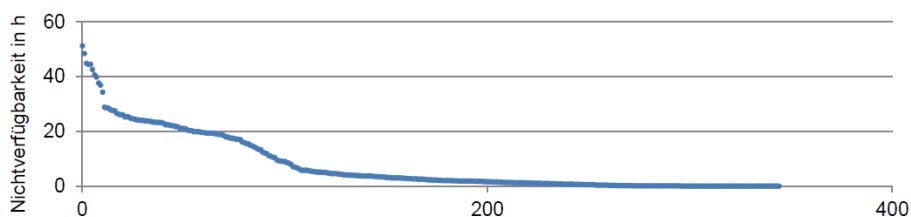


Abb 3-3: Nichtverfügbarkeiten durch regional außergewöhnl. Ereignisse 2016 [3-1, Seite 17]

Je nachdem wie exponiert eine militärische Anlage im Verteilnetz liegt können also Versorgungsunterbrechungen bis zu 50 Stunden auftreten.

Die Auswirkungen von Stromversorgungsausfällen können grob in folgende Gruppen gegliedert werden:

- Gefährdung der Sicherheit von Personen

Beispiele: Aufzüge, elektrische Türen, Beleuchtung, Belüftung, (automatische) Wiedereinschaltung, u.ä.

- Schäden an Maschinen und Einrichtungen

Beispiele: Überhitzungen, Synchronisationsprobleme, Spannungsspitzen, u.ä.

- Versorgungs- / Entsorgungsausfall

Beispiele: Wasser, Abwasser, Lebensmittel, Medikamente, Kraftstoffe, Bankomaten, Kommunikation/IKT, Unterbrechung der Kühlkette u.ä.

- Wirtschaftliche Folgen

Beispiele: Materialausschuss, Lieferprobleme, Reparaturkosten, u.ä.

3.2. Energieprodukte Eigenversorgung

Eigenversorgung mein hier jene Energieprodukte, die das österreichische Militär für seine Kernaufgaben braucht.

Wenn das österreichische Militär Hilfe leistet, so wird dies als Fremdversorgung bezeichnet.

Speziell für Kommandoeinheiten können folgende Energieprodukte relevant sein:

Strom

- Frischwasserpumpen
- Abwasserpumpen
- Lebensmittel kühlen
- Lebensmittel einfrieren
- Licht
- Informationen empfangen (Radio, Fernsehen)
- Kommunikation (Telefon, Handy)
- Internet (Information und Kommunikation - IKT)
- Steuern / regeln
- Räume kühlen

Strom / Gas

- Warmwasser
- Kochen
- Räume heizen

Ölprodukte

- Transport / Mobilität

3.3. Energieprodukte Volkswirtschaft

Aus staatlicher Sicht ist speziell die Kritische Infrastruktur schützenswert. Unternehmen der Kritischen Infrastruktur sind potentielle Adressaten für Fremdversorgungs- / Hilfeinsätze des österreichischen Bundesheers.

Strom

- Rundfunk, Fernsehen (Information)
- Telekommunikation (Telefon, Handy)
- Internet (Information und Kommunikation)
- Zahlungsverkehr
- Frischwasserversorgung (Pumpen)
- Abwasser (Pumpen)
- Tankstellen
- Sicherheit (Dunkelheit)
- Mobilität (Sicherheitskräfte)
- Steuern / regeln (Ampeln etc.)
- Öffentlicher Verkehr (Elektrische Triebfahrzeuge)
- Fabriken (Standmotoren, Beleuchtung)

Gas

- Fabriken / Produktionsbetriebe (Industriedampf, -wärme)

3.4. Energieanwendungen / Energiebedarf

Mit der Energie von 1 kWh kann eine Masse von 1000 kg 367 m gehoben werden.

Diese Überlegung leitet sich aus der Gleichung für die potentielle Energie ab und vernachlässigt alle Wirkungsgrade, die in der Realität auftreten. Ein Beispiel für eine Masse von 1000 kg ist ein Lift mit etwa zehn Personen.

Die Gleichung für potentielle Energie lautet:

Energie E ist Masse m mal Erdbeschleunigung g mal Höhendifferenz hd, abgekürzt:

$$E [J] = m [kg] * g [m/s^2] * hd [m].$$

$$E = 1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J}$$

$$hd = E / m / g = 3.600.000 / 1.000 / 9,81 = 367 \text{ m}$$

Mit der Energie von 1 kWh kann eine Masse von 1000 kg auf 305 km/h beschleunigt werden.

Diese Überlegung leitet sich aus der Gleichung für die kinetische Energie ab und vernachlässigt alle Wirkungsgrade, die in der Realität auftreten. Als Beispiel könnte hier ein mittelgroßer PKW mit etwa 1000 kg dienen.

Die Gleichung für die kinetische Energie lautet:

Energie E ist Masse m mal Geschwindigkeit v zum Quadrat durch zwei, abgekürzt:

$$E \text{ [J]} = m \text{ [kg]} * v^2 \text{ [m/s]}^2 / 2$$

$$v = \text{WURZEL}(2 * E / m) = \text{WURZEL}(2 * 3.600.000 / 1.000) = 85 \text{ m/s} \\ = 305 \text{ km/h}$$

Mit der Energie von 1 kWh können 1000 l Wasser um 0,8 °C erwärmt werden.

Diese Überlegung leitet sich aus der Gleichung für die Erwärmung von Stoffen ab und vernachlässigt alle Wirkungsgrade, die in der Realität auftreten. Als Beispiel könnte hier ein Industrieller Warmwasserspeicher mit 1000 Liter Inhalt dienen.

Die Gleichung für die Erwärmung von Stoffen lautet:

Energie E ist Masse m mal Wärmekapazität c mal Temperaturdifferenz Td, abgekürzt:

$$E \text{ [J]} = m \text{ [kg]} * c \text{ [J/kg K]} * Td \text{ [m]}.$$

$$Td = E / m / c = 3.600.000 / 1.000 / 4.187 = 0,86^\circ\text{C}$$

Mit der Energie von 1 kWh kann eine (LED) Lampe mit 10W 100 Stunden betrieben werden.

Energie E ist Leistung P mal Zeit t.

$$E [\text{kWh}] = P [\text{kW}] * t [\text{h}].$$

$$t = E / P = 1 / 0,010 = 100 \text{ h}$$

Mit der Energie von 1 kWh kann ein PC mit 250 W 4 Stunden betrieben werden.

Energie E ist Leistung P mal Zeit t.

$$E [\text{kWh}] = P [\text{kW}] * t [\text{h}].$$

$$t = E / P = 1 / 0,25 = 4 \text{ h}$$

Man erkennt, dass vor allem Energiedienstleistungen im Bereich der Wärme (kochen, Warmwasser, heizen, kühlen) besonders energieintensiv sind.

Begriffsdefinitionen

Endenergie [3-2]

Endenergie ist der nach Energiewandlungs- und Übertragungsverlusten übrig gebliebene Teil der Primärenergie, die den Hausanschluss des Energienutzers passiert hat, wobei zu den Energienutzern neben den privaten Haushalten auch der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), die Industrie und der Verkehr gehört.

Endenergie kann als Primärenergieträger vorliegen (z. B. Erdgas) oder in eine sekundäre Energieform umgewandelt worden sein. Beispielsweise wird die chemische Energie von Kohle in Kraftwerken in elektrische Energie umgewandelt und als elektrischer Strom bereitgestellt oder Rohöl (Erdöl) wird in Raffinerien in Kraftstoffe umgewandelt. Da bei der Umwandlung und

beim Transport ein Teil der Energie verloren geht (bzw. physikalisch korrekt in eine nicht mehr weiter nutzbare Energieform umgewandelt wird), ist die Summe des Endenergiebedarfs geringer als die Summe des Primärenergiebedarfs. Der Primärenergiebedarf enthält also auch alle Umwandlungs- und Übertragungsverluste. In Energiebilanzen werden üblicherweise sowohl Primär- als auch Endenergiebedarf ausgewiesen.

Nutzenergie [3-3]

Auch beim Endnutzer erfolgt noch vielfach eine Energieumwandlung in Nutzenergie zur Bereitstellung einer Energiedienstleistung. Werden die Verluste dieser Umwandlungsstufe vom Endenergiebedarf abgezogen, so wird das Ergebnis Nutzenergiebedarf genannt.

Formen der Nutzenergie sind Wärme zur Raumheizung, Kälte zur Raumkühlung, Licht zur Arbeitsplatzbeleuchtung oder mechanische Arbeit als Antrieb für Arbeitsmaschinen.

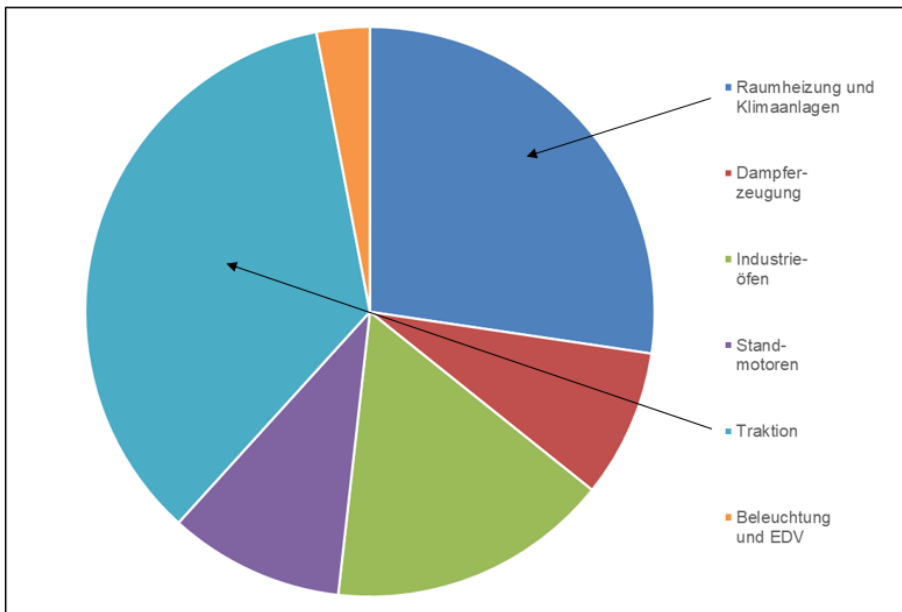


Abb. 3-4: Nutzenergieanalyse Österreich 2016 (Grafik: Autor, Daten siehe [3-4])

Die Nutzenergiekategorien umfassen:

- **Raumheizung und Klimaanlage** (Raumheizung, Klimaanlage, Warmwasserbereitung und Kochwärme)
- **Dampferzeugung** (Prozesswärme $< 200^{\circ}\text{C}$)
- **Industrieöfen** (Prozesswärme $> 200^{\circ}\text{C}$; Industrieöfen, Backwarenherstellung, Brennöfen in der Keramikindustrie, Schmelzöfen in der Metallgießerei etc.)
- **Standmotoren** (Antrieb von selbstfahrenden Arbeitsmaschinen, die nicht für den öffentlichen Verkehr zugelassen sind, wie z.B. Hubstapler und Baumaschinen sowie nicht-selbstfahrenden Arbeitsmaschinen, wie z.B. Pumpen und Ventilatoren, Band- und Kreissägen, Hobelmaschinen, Förderbänder, Pressen, Kräne, etc.)
- **Traktion/Transport** (Verbrauch aller Anwendungen zum Zwecke des Transports von Gütern oder Personen zu Land, Wasser und Luft)
- **Beleuchtung und EDV**

Die Verfügbarkeit von Strom ist zwar für nahezu alle Nutzenergieanwendungen Voraussetzung, dennoch braucht es eine erhebliche Menge an anderen Endenergieformen um die wesentlichen Energiedienstleistungen abzudecken.

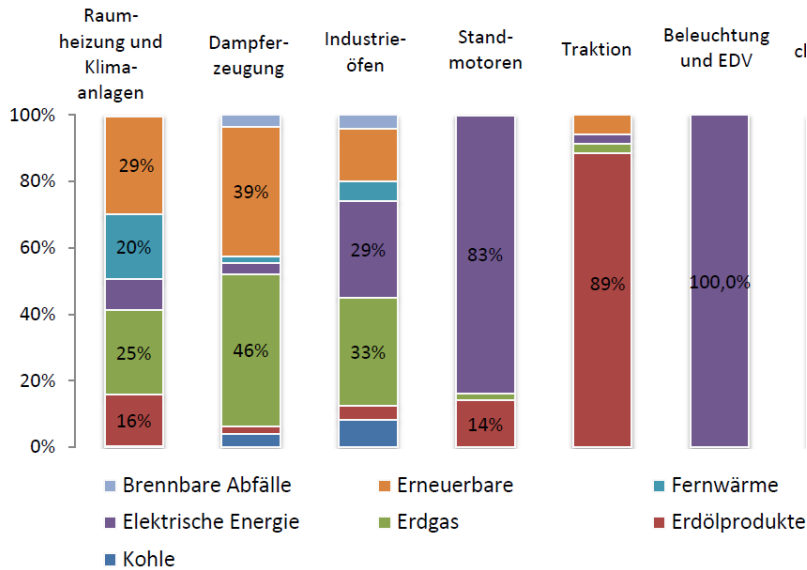


Abb. 3-5: Endenergiebereitstellung je Nutzenergiekategorie Ö 2016 (Grafik: Autor, Daten siehe [3-4])

Wie bereits oben gezeigt wurde, nehmen die „Wärmeanwendungen“, in diesem Fall **Raumheizung und Klimaanlage einen erheblichen Anteil des Nutzenergieeinsatzes** (etwa ein Drittel) in Anspruch.

3.5. Energieerzeugung (Energieumwandlung)

Wie allgemein bekannt ist, kann Energie nicht „produziert“, sondern nur von einer Energieform in eine andere umgewandelt werden. Dennoch spricht man in der Energiewirtschaft von Energieerzeugung, wenn eine Energieumwandlung in die gewünschte Endenergieform, in der die Energie dem (End)verbraucher zur Verfügung gestellt wird erfolgt. Gleiches gilt für das Thema Energieverbrauch. Energie kann nicht „verbraucht“ sondern

nur als Nutzenergie eingesetzt werden. Dennoch spricht man in der Energiewirtschaft von Energieverbrauch, wenn Energie für eine bestimmte Energiedienstleistung eingesetzt wird. Der Energieeinsatz bewirkt dabei eine Umformung in potentielle Energie, kinetische Energie und / oder Wärme.

Für die Energieproduktion aus fossilen Energieträgern ist der (untere) Heizwert das Maß der Dinge. Der obere Heizwert oder Brennwert ist nur im Zusammenhang mit Brennwertgeräten relevant. Brennwertgeräte können die Energie, die im Wasserdampf der Abluft enthalten ist zurückgewinnen.

Brennstoffe haben den großen strategischen Vorteil, dass sie gelagert und damit bevorratet werden können. Besonders leicht ist die Lagerung für feste Brennstoffe möglich (Restrisiko Selbstentzündung auf großen Halben), flüssige Brennstoffe sind leicht lagerbar (geringer Druck; Restrisiko Tankleck, Dieselpest u.ä.) und bei gasförmigen Brennstoffen ist bereits eine aufwendige Tank- und Sicherheitstechnik erforderlich (hoher Druck in Gastanks; Restrisiko Gasleck, unkontrollierter / unerkannter Druckverlust, Gasseen bei einem Leck, Explosionsgefahr bei einem Leck u.ä.).

Energieträger	Natürliche Einheit	Heizwert/kwh
Steinkohle	kg	7,554
Steinkohlenbriketts	kg	8,723
Steinkohle Koks	kg	7,983
Braunkohle	kg	2,499
Braunkohlebriketts	kg	5,412
Erdöl (rot)	kg	11,807
Ottokraftstoffe	kg	11,745
Flugturbinenkraftstoff	kg	11,889
Dieselmkraftstoff	kg	11,847
Dieselmkraftstoff	Liter	9,700
Heizöl, leicht	kg	11,893
Heizöl, schwer	kg	11,206
Flüssiggas	kg	11,965
Kokereigas, Stadtgas	m ³	4,443
Gichtgas, Konvertergas	m ³	1,163
Erdgas	m ³	10,100
Grubengas	m ³	4,925

Abb. 3-6: Durchschnittliche Heizwerte (Daten siehe [3-5])

Kraftwerkstypen	Wirkungsgrad
Photovoltaikanlagen	~ 15 %
Windkraftanlagen	~ 50 %
Steinkohlekraftwerke	< 46 %
Braunkohlekraftwerke	< 44 %
Gasturbinenkraftwerke (open cycle)	< 40 %
Gas und Dampfkraftwerke (GUD)	< 60 %
Kernkraftwerke	~ 35 %
Wasserkraftwerke	~ 90 %
Biomassekraftwerke	~ 40 %
Ölkraftwerke	~ 45 %
Geothermiekraftwerke	~ 45 %

Abb. 3-7: Tabelle Wirkungsgrade von Kraftwerken (Daten siehe [3-7])

Beispiel Kohlekraftwerk und Kohlebedarf:

Die Produktion einer kWh Strom in einem Steinkohlekraftwerk (Wirkungsgrad 46% gemäß Abbildung 3-7, Energiegehalt der Steinkohle 7,554

kWh_{therm}/kg gemäß Abbildung 3-6) erfordert:

$1 \text{ kWh}_{\text{el}} / 0,46 = 2,17 \text{ kWh}_{\text{therm}}$ Steinkohle oder $2,17 / 7,554 = 0,29 \text{ kg}$ Steinkohle.

Ein im internationalen Vergleich mittelgroßes Steinkohlekraftwerk mit einer Blockleistung von 300 MW_{el} (z. B. Dampfkraftwerk Dürnrohr) verbrennt daher pro Stunde:

$300.000 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{h} * 0,29 \text{ kg/kW}_{\text{el}} = 87.000 \text{ kg/h}$ oder 87 t/h Steinkohle also etwa den Inhalt zweier Kohlewaggons.

Wie man in Abbildung 3-8 erkennt werden 2016 in Österreich etwa 20% der Nutzenergie in Form von Strom zur Verfügung gestellt. Über 55% der Nutzenergie wird ausgehend von Gas- oder Ölprodukten konsumiert. Der Anteil von Kohle und Koks beträgt nur etwa 5%. Die restlichen 20 % verteilen sich auf Fernwärme, Brennholz, Biogene Brenn- und Treibstoffe, brennbare Abfälle und Umgebungswärme (für Wärmepumpen).

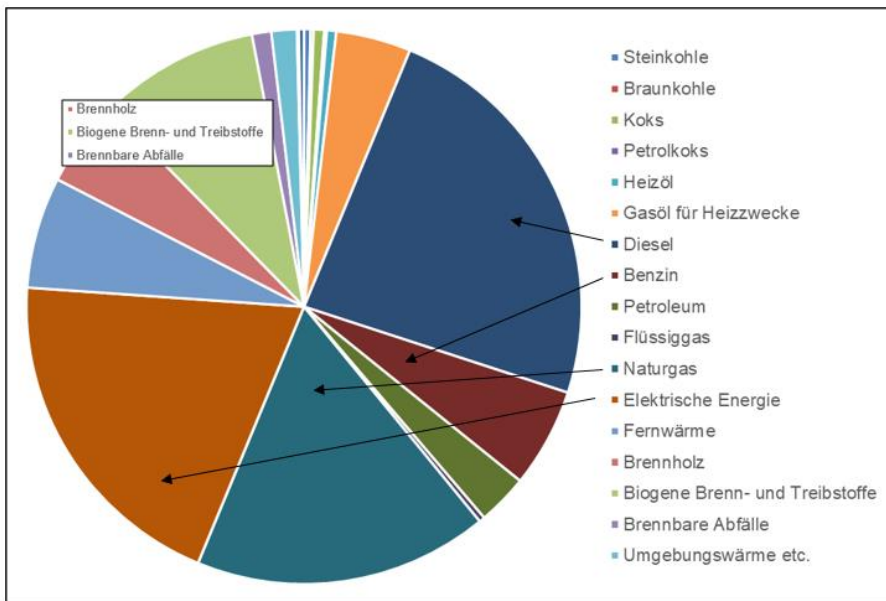


Abb 3-8: Endenergie zur Bereitstellung der Nutzenergie 2016 (Grafik: Autor, Daten siehe [3-4])

3.6. Energietransport

Abbildung 3-9 gibt einen Überblick über Energietransportkapazitäten verschiedener leitungsgebundener Energietransportsysteme. Als Basis für den Kapazitätsvergleich wird hier eine Fernwärmeleitung verwendet, daher die Zahl eins links neben dem Technologiesymbol.

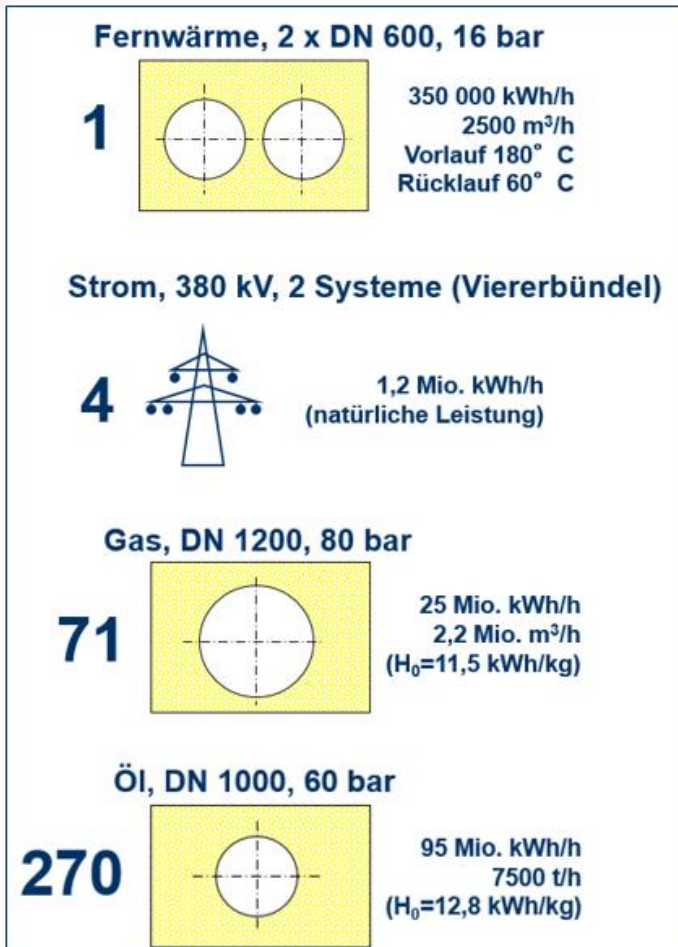


Abb. 3-9: Vergleich von Energietransportkapazitäten (Grafik: Autor)

Zwei Höchstspannungsdrehstromsysteme mit 380kV Nennspannung und einem Strom von etwa 900 A können vier Mal mehr Energie transportieren als die obige Fernwärmeleitung.

Ein Waggon Kohle enthält etwa (je nach Bauart und Kohlequalität) 150.000 kWh Energie. Wenn pro Stunde ein Zug mit 20 Waggons eintrifft, dann entspricht das etwa 3 Mio. kWh/h und damit etwa dem Faktor 8 in diesem Vergleich.

Eine Gas-Pipeline kann bereits das 71-fache und eine Öl-Pipeline das 270-fache transportieren.

Dieser Vergleich steht auch symbolisch für die Energiedichte der einzelnen Energieträger.

Stromtransportnetze

Elektrische Netze werden je nach Spannungsebenen unterschiedlich gebaut und betrieben. Die verschiedenen Netzebenen in Österreich werden in Abbildung 3-10 aufgelistet. Für das überregionale Transportnetz (Netzebene 1) gelten besondere Anforderungen, da ein Ausfall dieser Netzebene massive Einschränkungen in den darunter liegenden Netzen bewirkt.

Netzebene	Nennspannung
1	Höchstspannung (380 KV und 220 KV), einschließlich 380/220-kV-Umspannung
2	Umspannung von Höchst- zu Hochspannung
3	Hochspannung (110 kV, einschließlich Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36 kV und 220 kV)
4	Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung
5	Mittelspannung (mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV sowie Zwischenumspannungen)
6	Umspannung von Mittel- zu Niederspannung
7	Niederspannung (1 kV und darunter)

Abb. 3-10: Netzebenen in Österreich (Grafik: e-control, Quelle [3-8])

Gastransportnetz

Das GWG 2011 definiert unter § 84 verschiedene Leitungsebenen.

Die Fernleitungsebene besteht aus den Leitungsanlagen der Fernleitungsbetreibern. Der Betriebsdruck der Fernleitungen liegt typischer Weise zwischen 50 und 100 bar.

Davon abgegrenzt ist der Bereich der Verteilerleitungsanlagen, die in die Netzebenen 1, 2 und 3 gegliedert wird.

Die Netzebene 1 wird nicht über Druckwerte vom Rest abgegrenzt sondern die Leitungen dieser Ebene werden für das Marktgebiet Ost (österreichisches Bundesgebiet ohne Tirol und Vorarlberg) explizit unter § 84 Anlage 1 GWG2011 aufgelistet. In den Marktgebieten Vorarlberg und Tirol gelten die grenz- und marktgebietsüberschreitenden Leitungen als Leitungen der Netzebene 1.

Aufgrund der europaweit einheitlichen Definition von Fernleitung und Verteilung ist das als Primärverteilungssystem entstandene Gasnetz in Österreich heute teilweise dem Fernleitungsnetz und teilweise dem Verteilernetz zugeordnet.

Die Unterscheidung zwischen Ebene 2 und 3 wird lediglich anhand des Betriebsdruckes vorgenommen. Leitungen der Netzebene 2 haben einen Betriebsdruck > 6 bar, Leitungen der Netzebene 3 hingegen haben einen Betriebsdruck < 6 bar.

3.7. Energiespeichertechnologien - Überblick

In möglichen zukünftigen von erneuerbaren Energien geprägten Systemen ist das Thema Energiespeicherung eine zentrale Komponente.

Beim Aspekt der Energiespeicherung wird zwischen Kurzzeitspeichern zur Netzstabilisierung, Tagesspeichern zur Tag-Nacht-Umlagerung und saisonalen Speichern zur Sommer-Winter-Umlagerung unterschieden. Letztere sind natürlich auch für Tag-Nacht-Umlagerungen geeignet.

Anforderungen an Speichertechnologien sind [3-6, Seite 5]

Energetische Effizienz hohe Energiedichte

- hohe Leistungsdichte
- niedriger kumulierter Energieaufwand
- geringe Verluste
- geringe Selbstentladung
- geringer Hilfsenergieverbrauch
- hoher Systemnutzungsgrad

Sicherheit

- hohe Betriebssicherheit
- geringes Schadenspotenzial

Lebensdauer

- hohe kalendarische Lebensdauer
- hohe Anzahl möglicher Ein- und Ausspeicherzyklen

Umweltverträglichkeit

- bei der Herstellung
- bei der Nutzung
- beim Recycling bzw. bei der Entsorgung

Wirtschaftlichkeit

- niedrige Kosten für die Investition
- Lebenszyklus wirtschaftlich

In [8-10, Seite 6] werden die Energiespeicher gemäß Abbildung 3-11 in drei Typen eingeteilt:

Speicher- zeitraum	Minuten- bis Stundenspeicher	Minuten- bis Tagesspeicher	Langzeit- speicher
Einsatzbe- reiche	Systemdienstleis- tungen, Sekundärregelung, Minutenreserve, Blindleistung	Spitzenlastabdeckung, Netz beziehungsweise Einspeisemanagement, Ausnutzung vom Preis- differenzen	saisonaler Ausgleich
Energieab- gabe bei Volllast	weniger als 15 Minuten	bis zu 10 Stunden	viele Tage
Zyklenzahl	viele am Tag	ein bis zwei am Tag	wenige im Jahr
Beispiele	Redox- Flow- Batterie	Tages- und Wochen- pumpspeicher, Druck- luftspeicher	Jahrespump- speicher, Wasserstoff, Power-to- Gas

Abb. 3-11: Typisierung von Stromspeichern (Grafik: Grünwald 2012, Quelle [3-6])

Beim Blick auf Abbildung 3-12 ist es wichtig die logarithmische Achse zu beachten. Werden im Bereich der elektro-chemischen Speicher bereits beachtliche Speicherkapazitäten realisiert, so ist für die großtechnologische saisonale Umlagerung vermutlich nur die Pumpspeichertechnologie und die Wasserstofftechnologie (inkl. Power-to-Gas – synthetisches Gas) im nächsten Jahrzehnt realistisch.

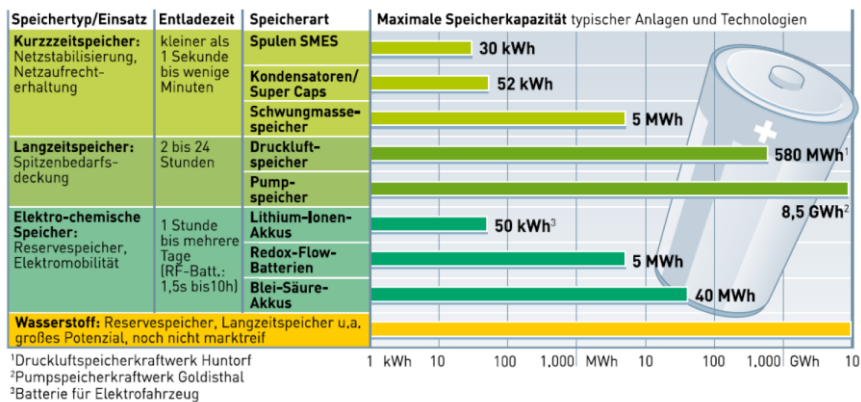
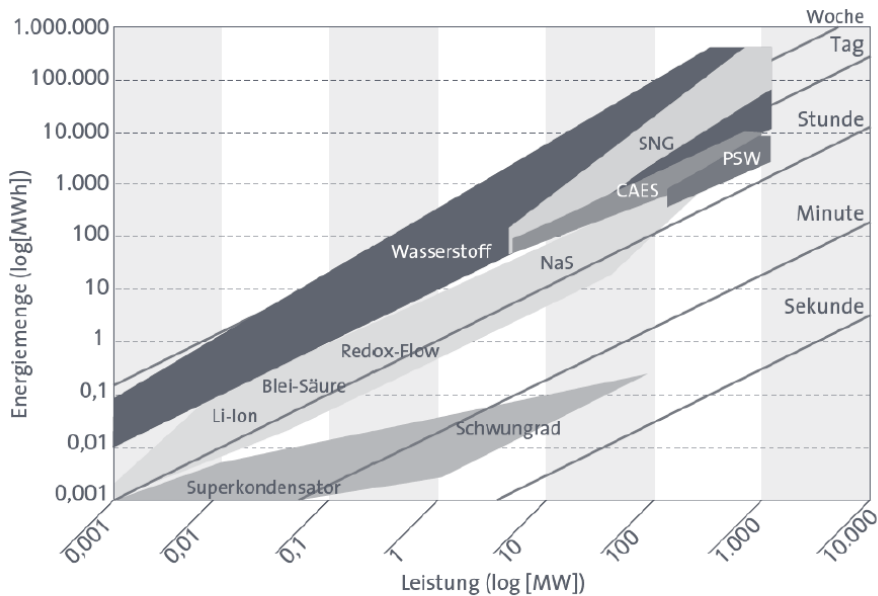


Abb. 3-12: Kapazitäten von Stromspeichern (Grafik: IFEU, Quelle Mahnke)

Abbildung 3-13 verdeutlicht die obige Einschätzung noch stärker.



Li-Ion: Lithiumionen; NaS: Natrium-Schwefel, CAES: Druckluftspeicher; SNG: synthetisches Methan (»power to gas«); PSW: Pumpspeicherkraftwerke

Abb. 3-13: Einsatzbereiche verschiedener Speichertechnologien (Grafik: Grünwald 2012, Quelle [3-6])

Einen guten – allerdings etwas veralteten - Überblick zum Thema Wirkungsgrade von Stromspeichern gibt Abbildung 3-14.

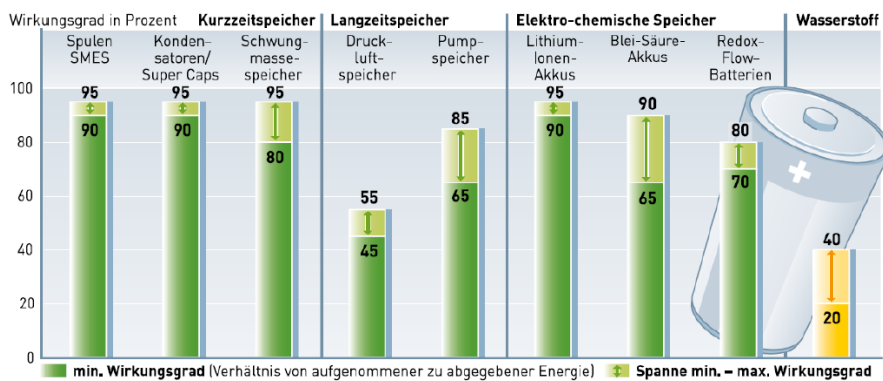


Abb. 3-14: Wirkungsgrade verschiedener Stromspeicher (Grafik: IfEU, Quelle Mahnke)

3.8. Energiewirtschaftliche Planungsgrundlagen

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad wird häufig als Verhältnis von Leistungen definiert und ist damit ein temporärer Wert.

$\text{Wirkungsgrad} = \text{Eingangsleistung} / \text{Ausgangsleistung} = \text{Nutzleistung} / \text{zugeführte Leistung}$

Nutzungsgrad

Der Nutzungsgrad ist typischerweise ein Verhältnis von Energiemengen. Daher fließt auch die Zeit in die Berechnung ein und Leerlauf- oder Bereitstellungsverluste werden in dieser Kennzahl ebenfalls abgebildet.

$\text{Nutzungsgrad} = \text{Eingangsenergie} / \text{Ausgangsenergie} = \text{Nutzenergie} / \text{Endenergie}$

Jahresnutzungsgrad [3-9]

Die dem System zugeführte Heizenergie kann mit Hilfe der tatsächlich verbrauchten Brennstoffmenge (Gaszähler, Ölzähler), vermindert um Abgasverlust, Kesselverlust, Stillstandsverluste, Verluste von Warmwasserspeichern und Verteilungsverluste (Schätzung) abgeschätzt werden. Messen lässt sich diese wichtige Größe nur mit Wärmezählern, die der Heizungsanlage direkt nachgeschaltet sind.

Gemessen über ein Jahr und geteilt durch die im Brennstoff enthaltene Energiemenge, ergibt sich der Jahresnutzungsgrad der Anlage. Dieser kann, auf den oberen Heizwert bezogen, bei guten Anlagen 90 % betragen, d. h. 10 % der im Brennstoff enthaltenen Energie kann nicht genutzt werden.

Einem „Norm-Nutzungsgrad“ von 85 % kann ein tatsächlicher Jahresnutzungsgrad von nur 30 % gegenüberstehen. Insbesondere im Sommer sind die Bereitstellungsverluste einer gängigen Heizungsanlage relativ hoch (Leeraufflamme). So können ohne Weiteres 30–50 % des Brennstoffbedarfs nur für Bereithaltung und die Aufwärmverluste der Anlage anfallen.

Lastprofil

Auch als Lastgang, Lastkurve, Lastganglinie, Lastgangkennlinie oder, je nach Zeitachse, auch Tages- oder Jahreslastgang bezeichnen in der Elektrizitätswirtschaft bzw. Energieversorgung den zeitlichen Verlauf der abgenommenen Leistung pro Maßeinheit (z. B. mittlere elektrische Leistung pro 15min

oder der Gas- oder Wärmeleistung) in einem festgelegten Zeitraum. Der Lastgang unterliegt in der Regel starken tageszeitlichen Schwankungen, die wiederum meist wochentagsabhängig und saisonal unterschiedlich sind. [3-10]

Im Falle einer grafischen Darstellung spricht man auch von einer zeitlich geordneten Zeitreihe bei der die zeitlichen Zusammenhänge (Informationen) erhalten bleiben.

Gleichzeitigkeitsfaktor

Der Gleichzeitigkeitsfaktor dient zur Abschätzung, wie stark ein System typischerweise ausgelastet werden wird, um es auf Basis dieser Annahme passend zu dimensionieren. Der Gleichzeitigkeitsfaktor beruht auf Erfahrungswerten und ist in den einschlägigen Vorschriften festgelegt. [3-11]

Mathematisch berechnet sich der Gleichzeitigkeitsfaktor g aus

$g = \text{Maximale Systemgesamtleistung} / \text{Summe (über alle Anschlussleistungen)}$

Werden beispielsweise für ein Neubaugebiet die Versorgungsleitungen für Wasser, Strom, Gas und Kommunikation ausgelegt, so muss einerseits die Versorgung zu Spitzenzeiten sichergestellt sein und andererseits soll keine Überdimensionierung mit höheren Herstellkosten erfolgen. Wenn alle Anschlüsse gleichzeitig zu 100% beansprucht werden, dann ist der Wert des Faktors am Einspeisepunkt 1. Werden maximal in Summe nur 10% der Anschlussleistungen am Einspeisepunkt abgerufen, beträgt dieser entsprechend 0,1.

Betriebsstunden [3-12]

Die Betriebsstunde ist eine technische Zeiteinheit, die zur Messung der aktiven Betriebszeit wie auch zur Angabe der Lebensdauer einer technischer Anlage, einer Maschinen oder eines Systeme verwendet wird.

In Betriebsstunden wird in der Technik beispielsweise die Dauer in Stunden angegeben, die eine technische Anlage zwischen zwei Wartungen in Betrieb bleiben kann, ohne mit schwerwiegenden Schäden wie dem Ausfall von Komponenten, Baugruppen oder Subsystemen aufgrund von Abnutzung oder Verschleiß rechnen zu müssen.

Benutzungsstunden [3-13]

Benutzungsstunden werden **auch als Volllaststunden bezeichnet** und sind ein Maß für den Benutzungsgrad einer technischen Anlage. Mit Volllaststunden wird die Zeit bezeichnet, über die eine Anlage bei Nennleistung betrieben werden müsste, um die tatsächlich erzeugte elektrische Arbeit innerhalb eines festgelegten Zeitraums zu erzeugen. Die Angabe bezieht sich meist auf einen Zeitraum von einem Kalenderjahr und wird vor allem auf Kraftwerke angewendet.

Benutzungsstunden = Jahresenergie / installierte Leistung

Die Benutzungsstunden beschreiben also die Auslastung der Anlage und sind indirekt auch ein Maß für die Produktionseinheiten auf die die Investitionskosten umgelegt werden können (Fixkostenanteil).

Die Zahl der Volllaststunden einer Anlage schwankt von Jahr zu Jahr wegen unterschiedlichen Revisionsdauern, Kraftwerkseinsatzfahrplänen, ungeplanten Störungen und Ausfällen und wegen unterschiedlicher Witterungsbedingungen insbesondere bei Erneuerbaren Energiequellen.

Beispiel Heizkessel

Nachfolgend soll anhand des Beispiels in [3-14] die Problematik der Auslegung einer Anlage kurz dargestellt werden.

Abbildung 3-15 zeigt das Erzeugungsprofil eines Gasheizkessels (mittlere wöchentliche Heizleistung pro Zeitschritt) über das Jahr. Die höchsten Leistungen treten Anfang und Ende des Jahres auf, also im Winter. Der Gasverbrauch im Sommer ist sehr gering, weil eine Solaranlage in diesem Zeitraum den Großteil der Warmwasserbereitung übernimmt. In einer Woche im Sommer geht die Leistung in diesem Beispiel sogar auf null.

In Industrieanlagen könnte der Wartungszeitraum im Sommer sogar mehrere Wochen betragen, in denen der Heizkessel nicht zur Verfügung steht. Aus diesen Gründen und generell aus Verfügbarkeitsgründen kann es daher auch zielführend sein nicht einen großen Kessel sondern zwei Kessel mit der halben Spitzenleistung zu installieren. Außerdem sind bei der Auslegung Ausbauprognosen des Geschäftsbetriebes mit zu bedenken.

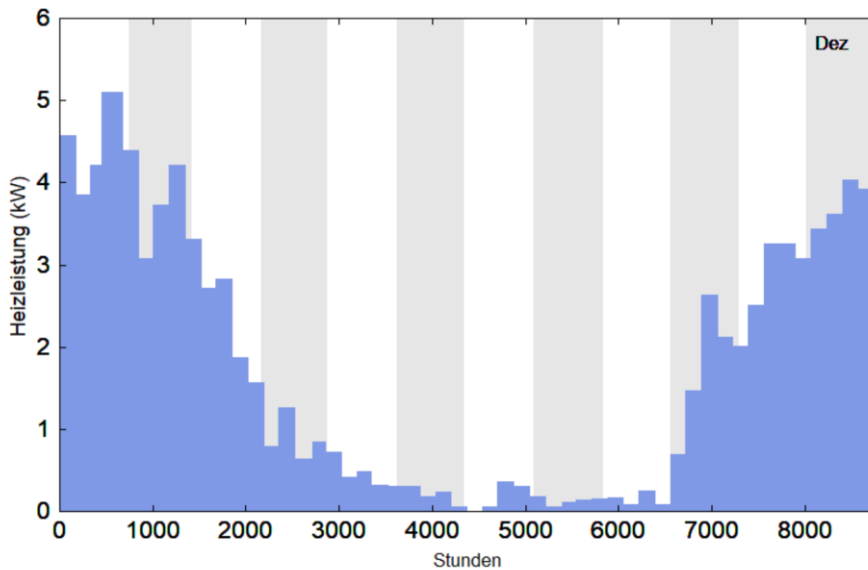


Abb. 3-15: Beispiel: Erzeugungsprofil eines Heizkessels (Grafik: Paschotta, Quelle [3-14])

Abbildung 3-16 zeigt die Dauerlinie für diesen Heizkessel. Man spricht dabei auch vom geordneten Wertediagramm. Dabei werden die einzelnen Messwerte nach ihrer Größe gereiht dargestellt. Bei dieser Vorgangsweise geht der zeitliche Zusammenhang verloren. Der Vorteil besteht darin, dass man sich schnell einen Überblick über die relevanten Einsatzgrenzen machen kann.

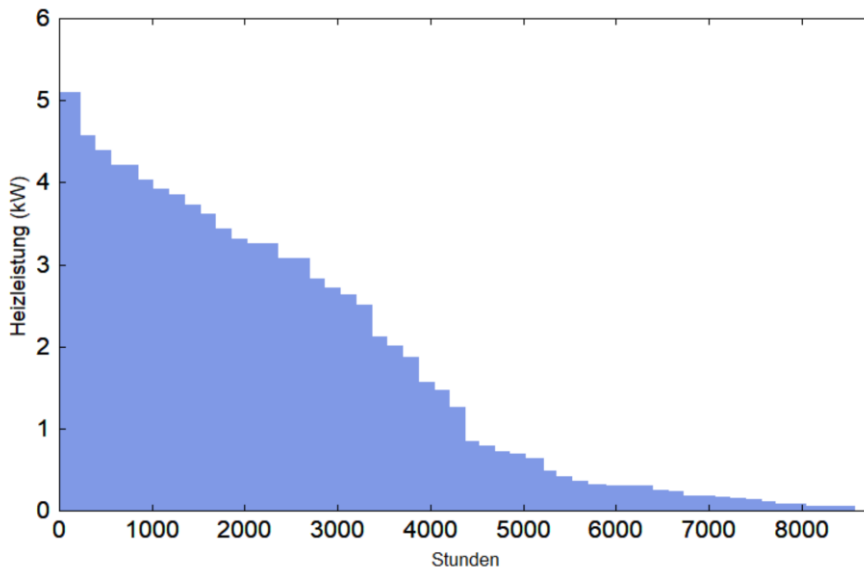


Abb. 3-16: Beispiel: Dauerlinie eines Heizkessels (Grafik: Paschotta, Quelle [3-14])

In Abbildung 3-16 erkennt man, die Maximalleistung beträgt etwa 5 kW, die Minimalleistung beträgt null kW. Am rechten Ende der Kurve sieht man, dass mit einer sehr kleinen Reserveanlage (etwa 0,1 kW) einige 100 Stunden für Wartungszwecke freigemacht werden könnten. Natürlich ist auch ein „Lastabwurf“ möglich, dann kann in dieser Zeit keine Wärmebereitstellung erfolgen.

Die Jahresdauerlinie verläuft am oberen Rand der Balken. Sie würde noch ein wenig anders aussehen, wenn die Daten mit höherer zeitlicher Auflösung aufgenommen würden, z. B. durch eine tägliche Zählerablesung: An einzelnen Tagen wäre die Heizleistung noch geringfügig höher als der höchste Wert in Abbildung 3-15, so dass die Spitze ganz links in Abbildung 3-16 noch etwas erhöht würde. Natürlich würde die Kurve auch noch glatter verlaufen; die groben Stufen resultieren ja aus der geringen Auflösung. [3-14]

An der Jahresdauerlinie kann man Folgendes ablesen:

- Eine Heizleistung von mehr als 4 kW wird nur während ca. 1000 Stunden (ca. 6 Wochen) im Jahr benötigt.
- Für die Hälfte der Zeit wird weniger als 1 kW benötigt, für ca. 3500 Stunden sogar weniger als 0,5 kW.
- Selbst wenn ein Mikro-Blockheizkraftwerk mit einer maximalen Heizleistung von nur 3 kW verfügbar wäre, würde dieses nur für weniger als 3000 Stunden pro Jahr mit Volllast betrieben. Wäre die Leistung 5 kW, so würde diese volle Leistung fast nie benötigt.

Die Fläche unter der Kurve entspricht der gelieferten Jahresenergie. Die Volllaststunden liegen in diesem Beispiel bei knapp 2.900 Stunden.

4. Elektrotechnische Grundlagen

4.1. Gleichstromtechnik

Anhand der folgenden Schaltung sollen grundsätzliche Zusammenhänge der Elektrotechnik erklärt werden. Dabei wird eine Spannungsquelle (mit Innenwiderstand) („Erzeuger“) über eine Leitung mit einer Arbeitsmaschine („Verbraucher“) verbunden.

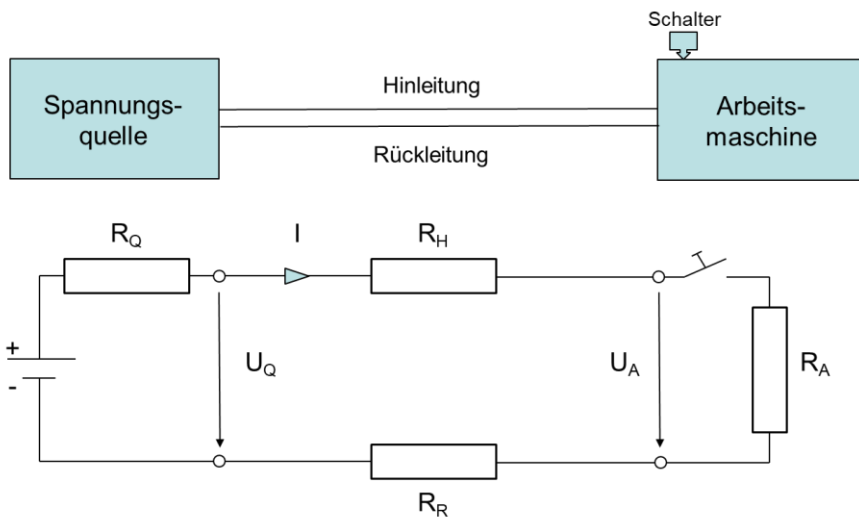


Abb. 4-1: Einfache Gleichstromschaltung (Grafik: Autor)

- U_Q Spannung an den Klemmen der Spannungsquelle (Volt - V)
- U_A Spannung an den Klemmen der Arbeitsmaschine (Volt)
- I Strom, der im Stromkreis fließt (Ampere - A)
- R_Q Innenwiderstand der Quelle (Ohm - Ω)
- R_A Widerstand der Arbeitsmaschine (Ohm)
- R_H Widerstand der Leitung (von der Quelle zur Arbeitsmaschine) – Hinleitung (Ohm)
- R_R Widerstand der Leitung (von der Arbeitsmaschine zur Quelle) – Rückleitung (Ohm)

Allgemein gilt [4-1, Seite 28]: **Spannung U = Widerstand R mal Strom I**
(Ohmsches Gesetz)

Allgemein gilt [4-1, Seite 31]: **Leistung P = Spannung U mal Strom I**

Die Leistung der Arbeitsmaschine ist daher:

$$P_A = U_A * I$$

P_A Leistung der Arbeitsmaschine (Watt - W)
 U_A Spannung an den Klemmen der Arbeitsmaschine (Volt)
 I Strom, der über die Arbeitsmaschine fließt (Ampere)

Die „verbrauchte“ Energie der Arbeitsmaschine ist:

$$E_A = P_A * t_{\text{Betr}}$$

E_A Von der Arbeitsmaschine „verbrauchte“ Energie (kilo-
Watt*Stunden - kWh)
 P_A Leistung der Arbeitsmaschine (kiloWatt – kW)
 t_{Betr} Zeit in der die Arbeitsmaschine betrieben wird (Stunden – h)

Je länger die Leitung zur Arbeitsmaschine ist umso höher ist der „Spannungsverlust“ zwischen Spannungsquelle und Arbeitsmaschine.

Die Leitungsverluste werden ebenfalls mit der Leistungsformel berechnet.

$$V_L = U_L * I$$

$$U_L = (R_H + R_R) * I$$

Setzt man die zweite Gleichung in die erste ein ergibt sich:

$$V_L = (R_H + R_R) * I^2$$

V_L Verlustleistung auf der (Zu- und Rück-)leitung zur Arbeitsmaschine (Watt)
 U_L Spannungsverluste auf der (Zu-)leitung zur Arbeitsmaschine (Volt)
 I Strom, der durch die (Zu- und Rück-)leitung zur Arbeitsmaschine fließt (Ampere)
 R_H Widerstand der Leitung (von der Quelle zur Arbeitsmaschine) – Hinleitung (Ohm)
 R_R Widerstand der Leitung (von der Arbeitsmaschine zur Quelle) – Rückleitung (Ohm)

Die „Leitungsverluste“ V_L errechnen sich daher aus dem Leitungs(gesamt)widerstand ($R_H + R_R$) multipliziert mit dem Quadrat des Stromes, der durch die Leitung fließt.

Dieser Sachverhalt bedeutet in der Praxis, dass der „Stromtransport“ immer mit einer möglichst hohen Spannung erfolgen sollte, denn damit ist für eine vorgegebene Übertragungsleistung der Strom möglichst klein (Leistung ist Spannung mal Strom!).

In der Wechselstromtechnik ist das „Transformieren“ von Spannungen sehr einfach (durch Transformatoren) möglich. Daher hat sich die verlustärmere Wechselstromtechnik schon vor über 100 Jahren gegen die Gleichstromtechnik durchgesetzt.

Im Jahr 1891 gelang anlässlich der Internationalen Elektrotechnischen Ausstellung in Frankfurt am Main zwischen Lauffen am Neckar und Frankfurt über eine Entfernung von 176 km die weltweit erste Fernübertragung in dreiphasiger Drehstromtechnik. Realisiert wurde sie unter Leitung des Drehstrom-Pioniers Michail Ossipowitsch Doliwo-Dobrowolski von AEG und der Maschinenfabrik Oerlikon. Verantwortlich für den Beitrag der Maschinenfabrik Oerlikon war kein geringerer als Charles Eugene Lancelot Brown, einer der späteren Gründer der Brown, Boveri & Cie (BBC). [4-2, Seite 47]

4.2. Wechselstromtechnik (Quasistationärer Fall)

Anhand der folgenden Schaltung sollen die für Wechselstrom notwendigen Erweiterungen der Gleichstromtechnik erklärt werden. Dabei wird ein Generator (Spannungsquelle mit Innenwiderstand - „Erzeuger“) über eine Leitung mit einem Motor („Verbraucher“) verbunden.

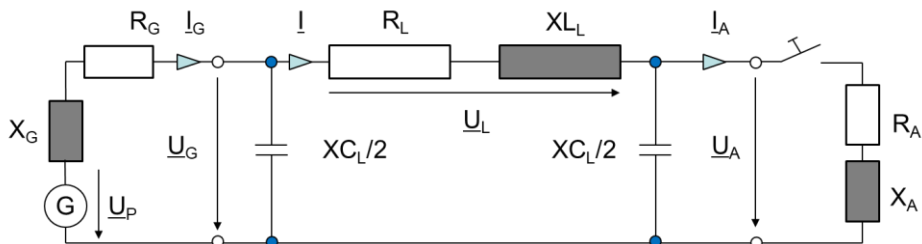


Abb. 4-2: Einfache (einphasige) Wechselstromschaltung (Grafik: Autor)

Zur besseren Überschaubarkeit wurde der ohmsche Widerstand der Hin- und Rückleitung zu einem Element zusammengefasst. Die induktiven und kapazitiven Reaktanzen der Leitung (ebenfalls zusammengefasst) wurden ergänzt. Im Zusammenhang mit Überlegungen zu unsymmetrischen Belastungen in Drehstromsystemen führt die Zusammenfassung von Hin- und Rückleitung zu falschen Ergebnissen.

Der ohmsche Widerstand der Arbeitsmaschine aus der Gleichstromtechnik wird nun zur Impedanz, die mit ihren beiden Komponenten als komplexe Zahl dargestellt wird.

Impedanz der Arbeitsmaschine: $\underline{Z}_A = R_A + j\underline{X}_A$

Impedanz der Leitung: $\underline{Z}_L = R_L + j\underline{X}_{L_L}$ (ohne Leitungskapazitäten)

(Innen-) Impedanz des Generators: $\underline{Z}_G = R_G + j\underline{X}_G$

Alle Ströme und Spannungen sind komplexe Zahlen. Dies wird durch den Unterstrich symbolisiert.

Wie man in Abbildung 4-2 erkennt erhöhen die Leitungskapazitäten die Komplexität der Lastflussberechnung deutlich. Daher wird an dieser Stelle die Frage gestellt und beantwortet, welcher Rechenfehler entsteht, wenn die Leitungskapazitäten nicht abgebildet werden.

Je nach Kabeltype und Leiterquerschnitt werden von Herstellern (Beispiel 4-3, Seite 6] für Niederspannungskabel Werte von 340 bis 1000 nF/km und für Niederspannungsfreileitungen 10 nF/km angegeben.

Damit ergibt sich für eine 1000 m lange Niederspannungskabelstrecke bei einer Nennspannung $U_N = 230\text{V}$ und einer Nennfrequenz von 50Hz für den maximalen Kennwert 1000nF/km eine kapazitive Ladeleistung QC pro Phase von

$$QC = U_N^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_N \cdot C_L = 230 \cdot 230 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,000001 = 16,61 \text{ Var}$$

bzw. ein kapazitiver Querstrom IC von

$$IC = U_N \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_N \cdot C_L = 230 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,000001 = 0,07 \text{ A}$$

Damit ist klar, Leitungskapazitäten sind in Niederspannungsnetzen eine eindeutig vernachlässigbare Größe.

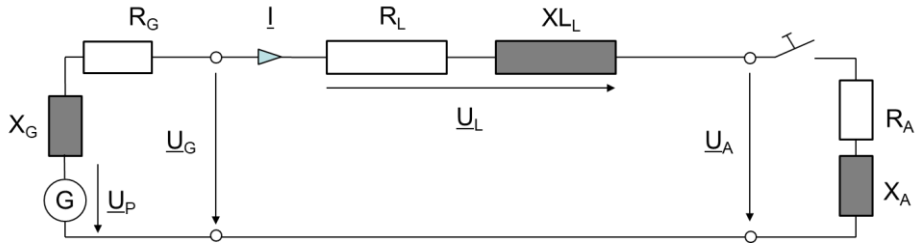


Abb. 4-3: Vereinfachte (einphasige) Wechselstromschaltung (Grafik: Autor)

Damit sind die Ströme $\underline{I}_G = \underline{I} = \underline{I}_A$ aus Abbildung 4-2 gleich groß und Abbildung 4-2 vereinfacht sich wie in Abbildung 4-3 dargestellt.

Für die Leistungsverlustleistung V_L gilt:

$$V_L = R_L \cdot \underline{I}^2 \text{ (Watt)}$$

Die Leistung in der Gleichstromtechnik, die mechanische Arbeit verrichtet wird in der Wechselstromtechnik zur **Wirkleistung**.

Induktivitäten und Kapazitäten schieben sich gegenseitig die Energie zum Feldaufbau zu, die Feldenergie pendelt also zwischen dem elektrischen und dem magnetischen Feld hin und her. Man nennt diese Eigenschaft Blindleistung. **Blindleistung** verrichtet keine mechanische Arbeit, dennoch fließen diese Ströme in den Leitungen und verursachen „reale“ (ohmsche) Verlust, sie können sogar zu Überlastungen führen.

Für die durch die Arbeitsmaschine „geleistete Arbeit“ (genaugenommen die Leistung der Arbeitsmaschine) gelten die Zusammenhänge in Abbildung 4-4.

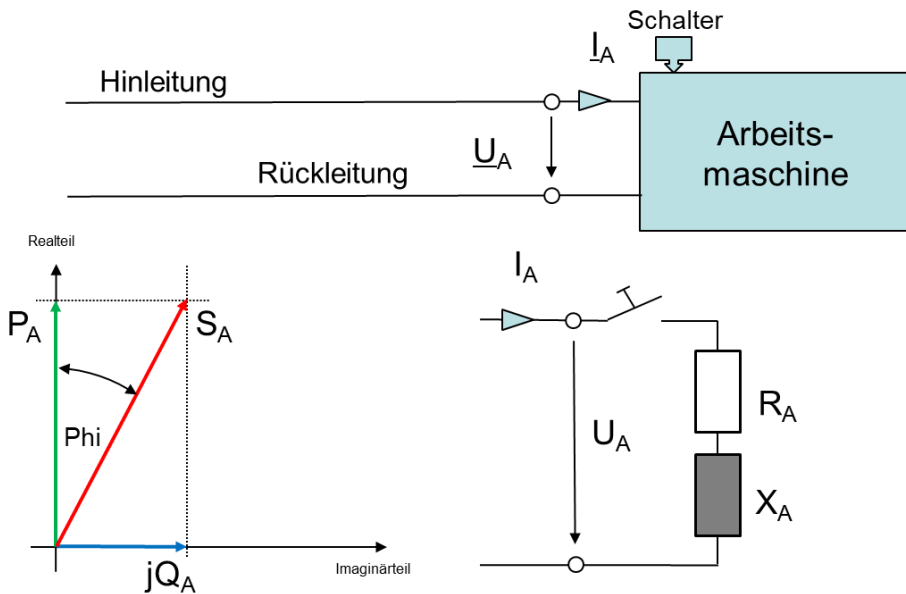


Abb. 4-4: Leistungskomponenten in der Wechselstromtechnik (Grafik: Autor)

Man erkennt, die Scheinleistung ist die Vektorsumme aus Wirk- und Blindleistung.

Der Zusammenhang zwischen Scheinleistung S , Wirkleistung P und Blindleistung Q ist daher:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \text{ und gegebenenfalls gilt } Q = Q_L - Q_C.$$

Damit ergeben sich folgende Leistungen:

(Wirk-) Leistung der Arbeitsmaschine: $P_A = \underline{U}_A * \underline{I}_A * \cos(\Phi)$ (Watt – W)

Blindleistung der Arbeitsmaschine: $Q_A = \underline{U}_A * \underline{I}_A * \sin(\Phi)$ (VoltAmpere-reaktiv – Var)

Scheinleistung der Arbeitsmaschine: $\underline{S}_A = \underline{U}_A * \underline{I}_A$ (VoltAmpere – VA)

Dabei beschreibt Φ den Winkel zwischen dem Wirkleistungsvektor und dem Scheinleistungsvektor.

Allgemein gilt (auch im Fall von Oberschwingungen) der Leistungsfaktor k ist der Quotient von Wirkleistung zu Scheinleistung:

$$k = P / S$$

Für die Grundschiwingung (wenn keine Oberschwingungen vorhanden sind) gilt, der Leistungsfaktor k ist gleich $\cos(\Phi)$.

$\cos \phi$	P	Q	S
(-)	(kW)	(kVAr)	(kVA)
0,70	10	10,20	14,29
0,80	10	7,50	12,50
0,90	10	4,84	11,11
0,95	10	3,29	10,53

Abb. 4-5: Wertebeispiele für $\cos\Phi$ (Grafik: Autor)

Man erkennt, bei einem typischen Wert für $\cos(\Phi) = 0,8$ beträgt die Blindleistung 75% des Wirkleistungswertes und selbst bei $\cos(\Phi) = 0,95$ ist der Wert der Blindleistung immer noch bei 33% des Wirkleistungswertes.

Exkurs Wechselstromtechnik

Im Fall der quasi-stationären Wechselstromtechnik muss die Gleichstromtechnik, die nur ohmsche Lasten („Verbraucher“) kennt um die Elemente Induktivität (Spule) und Kapazität (Kondensator) ergänzt werden.

Ohmsche Lasten gibt es auch in der Wechselstromtechnik. Diese Elemente erzeugen Wärme (z.B. Kochplatten), erbringen mechanische Leistung oder repräsentieren Verluste (ebenfalls Wärme, aber nicht erwünscht).

Ein unter Spannung stehender leitender Gegenstand (ein elektrisches Gerät) baut ein elektrisches Feld zwischen den beiden Spannungspunkten (Polen) auf. Für diesen Feldaufbau braucht der Gegenstand (das elektrische Gerät) kapazitive Leistung (Feldenergie für das elektrische Feld). Der Feldaufbau wird auch als Ladevorgang bezeichnet. Verändert sich die Spannung so ändert sich der Ladezustand. Bei Wechselstrom kommt es daher permanent zu Umladevorgängen die als kapazitiver Blindwiderstand modelliert werden. Der Blindwiderstand der „Kapazität“ (Kondensator) berechnet sich nach:

$$X_C = 1 / (\omega * C)$$

$$\omega = 2 * \pi * f$$

X_C Scheinwiderstand (Reaktanz) der Kapazität (des „Kondensators“) [Ohm]

w	Winkelgeschwindigkeit der Wechselspannung [rad/Sekunde – rad/s]
C	Kapazität des Kondensators [Farad - F]
Pi	die Kreiszahl Pi [-]
f	Frequenz der Wechselspannung [Hertz - Hz]

Eine Leitung, in der Strom fließt baut ein magnetisches Feld auf. Für diesen Feldaufbau braucht die Leitung (das Bauelement) induktive Leistung (Feldenergie für das magnetische Feld). Verändert sich die Stromstärke so verändert sich auch das magnetische Feld. Dieser Vorgang wird als induktiver Blindwiderstand modelliert. Der Blindwiderstand der „Induktivität“ (Spule) berechnet sich nach:

$$XL = w * L$$

$$w = 2 * Pi * f$$

XL	Scheinwiderstand (Reaktanz) der Induktivität (der „Spule“) [Ohm]
L	Induktivität der Spule [Henry - H]

In der Wechselstromtechnik werden Ströme und Spannungen häufig mit sogenannten Zeigerdiagrammen dargestellt. Diese Zeiger symbolisieren die Lage (die Phasenverschiebung) zwischen den einzelnen Strom- und Spannungsverläufen. Die Grundidee dabei zeigt Abbildung 4-6.

Der Zeiger für den Strom I liegt am Beginn in der x-Achse und beginnt sich dann gegen den Uhrzeigersinn mit der Winkelgeschwindigkeit w zu drehen. Wird die Projektion des Zeigers auf die Zeitachse in einem Strom-Zeit-Diagramm (rechtes Bild) grafisch dargestellt, so ergibt sich eine Sinus-Kurve. In der Wechselstromtechnik ist nur die relative Lage der Zeiger zueinander wichtig, daher reduziert man die Darstellung typischer Weise auf die Zeigerdarstellung, das sogenannte Zeigerdiagramm.

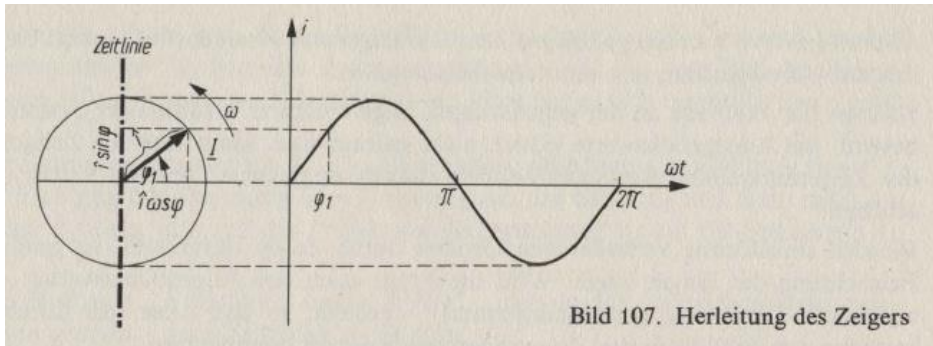


Abb. 4-6: Einfache (einphasige) Wechselstromschaltung [4-1, Seite 117] (Grafik: Haug)

In Abbildung 4-7 sind die Eigenschaften der drei verschiedenen Zweipole der Wechselstromtechnik noch einmal übersichtlich zusammengefasst.

Während bei ohmschen Zweipolen zwischen Strom und Spannung keine Phasenverschiebung auftritt, eilt der Strom bei Kapazitäten der Spannung 90° vor. Bei Induktivitäten läuft der Strom der Spannung 90° nach. Die Ströme von Kapazitäten und Induktivitäten sind also gegenläufig und heben sich gegenseitig auf. Daher können die quasi-stationären Vorgänge in einem Wechselstromnetz in einem zweidimensionalen Achsensystem vollständig abgebildet werden. Der Zahlenraum der komplexen Zahlen mit seinem real und imaginär Teil ist wie geschaffen dafür diese Verhältnisse in Form von Zeigerdiagrammen abzubilden.

Werden die genannten Zweipole gemischt / kombiniert so spricht man von Impedanzen. Impedanzen werden typischer Weise als komplexe Zahlen dargestellt.

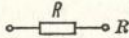
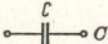
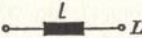
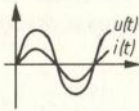
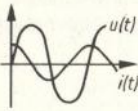
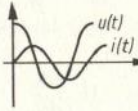

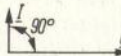
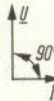
Grund-Zweipol			
Gesetz	$u = R \cdot i$	$i = C \frac{du}{dt}$	$u = L \frac{di}{dt}$
Annahme	$i = \sqrt{2} I \cdot \sin \omega t$	$u = \sqrt{2} U \cdot \sin \omega t$	$i = \sqrt{2} I \cdot \sin \omega t$
Folgerung lt. Gesetz	$u = R \cdot \sqrt{2} I \cdot \sin \omega t$	$i = \omega C \cdot \sqrt{2} U \cdot \cos \omega t$	$u = \omega L \cdot \sqrt{2} I \cdot \cos \omega t$
Beziehung zw. d. Eff.-Werten	$U = R \cdot I$	$I = \omega C \cdot U$	$U = \omega L \cdot I$
(Schein-) Widerstand	$U/I = R$	$U/I = 1/\omega C$	$U/I = \omega L$
Liniendiagramm			
Zeigerdiagramm			

Abb. 4-7: Das Verhalten der Zweipole in der Wechselstromtechnik [4-1, Seite 126] (Grafik: Haug)

Häufig sieht man daher Zeigerdiagramme wie in Abbildung 4-7 um die Verhältnisse bei einem Wechselstromverbraucher darzustellen. Diese Zeigerdiagramme können Spannungen und Ströme oder Leistungen darstellen. In Abbildung 4-8 wird gezeigt wie (positive) induktive Blindleistung durch die (negative) kapazitive Blindleistung einer Kapazität „kompensiert“ werden kann, da sich induktive und kapazitive Ströme (bzw. Blindleistungen) gegenseitig aufheben.

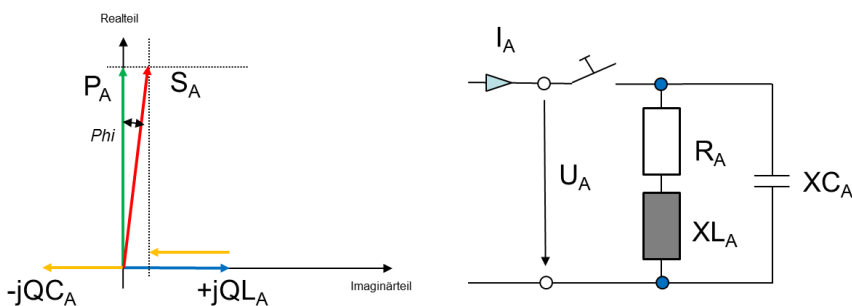


Abb. 4-8: Blindleistungskompensation (Grafik: Autor)

Da Ströme und Spannungen in der Wechselstromtechnik sich ständig verändern stellt sich die Frage, welcher Wert für die Höhe der Spannung und des Stromes herangezogen werden soll. Da die Berechnungsergebnisse nach den dargestellten Formeln bei Gleichstrom und bei Wechselstrom vergleichbar sein sollen wurde festgelegt, dass die Ströme und Spannungen so definiert werden, dass an einem ohmschen Widerstand die gleiche Wärmewirkung entsteht. Der Leistungsverlauf am ohmschen Widerstand ist in Abbildung 4-9 dargestellt.

Da die Wirkleistung P durch die Gleichung Widerstand mal Strom zum Quadrat definiert ist gilt:

$$P = R \cdot I^2$$

Sucht man den flächengleichen Wechselstromwert der dem Gleichstromwert entspricht so findet man diesen bei $I_{\max}/\sqrt{2}$ bzw. $U_{\max}/1,41$. Dieser Wert wird Effektivwert genannt.

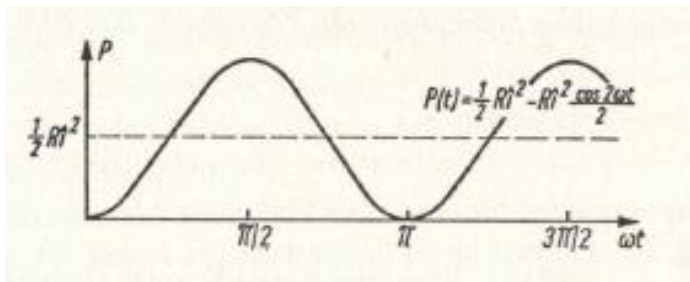


Abb. 4-9: Augenblicksleistungen am ohmschen Widerstand [4-1, Seite 121] (Grafik: Haug)

4.3. Drehstromtechnik (Quasistationärer Fall)

Drehstrom wird erzeugt indem mehrere Spulen räumlich versetzt im Generator angeordnet werden. Abbildung 4-10 zeigt schematisch einen Drehstromgenerator, das Ersatzschaltbild und die drei Phasenspannungen im Zeigerdiagramm.

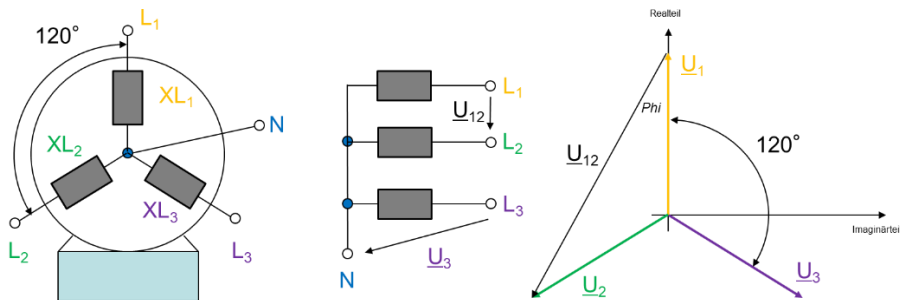


Abb. 4-10: Drehstromsysteme (Grafik: Autor)

Die räumliche Versetzung um 120° bewirkt eine Phasenverschiebung der einzelnen Phasenspannungen um 120° im Zeigerdiagramm. Die Phasenspannung (Außenleiter zu Neutraleiter z.B. \underline{U}_1) ist bei Niederspannung typischerweise 230 Volt, die verkettete Spannung (Außenleiter zu Außenleiter z.B. \underline{U}_{12}) 400 Volt, Drehstrom wird oft auch als „Kraftstrom“ bezeichnet. Wie man erkennt ist die verkettete Spannung um den Faktor Wurzel(3) größer als die Phasenspannung.

Die drei Wicklungen werden so wie hier meist in Stern geschaltet, die auch mögliche Dreieckschaltung ist bei Generatoren selten. Zum einen muss bei der Sternschaltung die Generatorwicklung nur mit der Phasenspannung gegen Masse isoliert werden, durch die Verschaltung entsteht dann aber eine höher Spannung (Phasenspannung mal 1,73) und da ein Generator oft auch einphasige Verbraucher versorgen soll, muss der sogenannte Sternpunkt in diesen Fällen als Nullleiter oder Neutraleiter herausgeführt werden.

Die Scheinleistung des Drehstromgenerators berechnet sich wie folgt:

$$\underline{S}_G = \underline{U}_1 * \underline{I}_1 + \underline{U}_2 * \underline{I}_2 + \underline{U}_3 * \underline{I}_3$$

\underline{S}_G (gesamte) Scheinleistung des Drehstromgenerators (VA)

\underline{U}_1 Strangspannung Phase 1 (V)

\underline{I}_1 Strangstrom Phase 1 (A)

Für symmetrische Belastung gilt damit

$$S_G = 3 * \underline{U}_{ph} * \underline{I}_{ph} = 1,73 * \underline{U}_{ver} * \underline{I}_{ph} \quad (\text{Hinweis: } 1,73 \text{ repräsentiert } \sqrt{3})$$

\underline{S}_G (gesamte) Scheinleistung des Drehstromgenerators (VA)

\underline{U}_{ph} Strangspannung (je Phase gleich) (V)

\underline{I}_{ph} Strangstrom (je Phase gleich) (A)

\underline{U}_{ver} verkettete Spannung (Außenleiter zu Außenleiter) (V)

Die Generatorleistung ist bei unsymmetrischer Belastung die Summe aus den drei einzelnen Phasenleistungen und bei symmetrischer Belastung drei Mal die Phasenleistung bzw. 1,73 mal verkettete Spannung mal Phasenstrom.

5. Mögliche Verbraucher in Inselnetzen

5.1. Ohmsche Verbraucher (Lasten)

Wie immer in der Elektrotechnik wird Strom (Energie) nicht wirklich verbraucht sondern nur die dem Anwender zur Verfügung gestellt Endenergie in eine andere Energieform (Nutzenergie) umgewandelt. Bei ohmschen Verbrauchern ist dies immer (auch) Wärme. Damit liefern diese Verbraucher automatisch auch einen Beitrag zur Raumheizung.

Ohmsche Verbraucher haben keinen (nennenswerten) Blindleistungsbedarf (abgesehen von Luftspuleneffekten durch Heizwendeln o.ä. und Streureaktanzen). Der Leistungsfaktor ist also annähernd eins.

Typische ohmsche Verbraucher sind:

- Herdplatten
- Backofen
- Bügeleisen
- Heizspiralen
- Lötkolben
- elektrische (Raum-)heizungen
- „klassische“ Glühlampen
- Elektrolyseure (z.B. für die Wasserstoffherzeugung)

Ohmsche Widerstände sind weitgehend **frequenzunabhängig und spannungsunabhängig**.

Dabei ist zu beachten, dass sich **die Leistungsaufnahme des ohmschen Verbrauchers** mit der Frequenz nicht, **mit der Spannungshöhe sehr wohl ändert**. Dies kann zu einer Erwärmung des Bauelements führen und dann ändert sich der Widerstand des Bauelements. Typischer Weise haben die meisten Metalle bei höherer Temperatur auch einen höheren Widerstand. Dieser Effekt dämpft die Leistungserhöhung.

Erhöht sich die Spannung über die Nennspannung erhöht sich auch die Leistungsaufnahme (und damit der Energieverbrauch) quadratisch. Dies kann zum „Abbrennen“ des Gerätes führen. Umgekehrt nimmt die Leistungsaufnahme (und damit die Nutzenergie) bei Unterspannung quadratisch ab und damit kann die Dienstleistung nicht mehr vollständig erbracht werden, da

Leistung $P = U^2 / R$ = Spannung U zum Quadrat durch Widerstand R ist.

Die tägliche Energieaufnahme ist bei Heiz- und Kühlanwendungen temperaturabhängig, bei Beleuchtungsanwendungen ist das Tageslicht bei der Prognose des Energieverbrauches zu berücksichtigen.

Klassische Glühlampen „produzieren“ zu 95% Wärme und sind sehr empfindlich was Überspannungen betrifft. Überspannungen von mehr als 10% über der Nennspannung zerstören bereits die meisten Glühlampen.

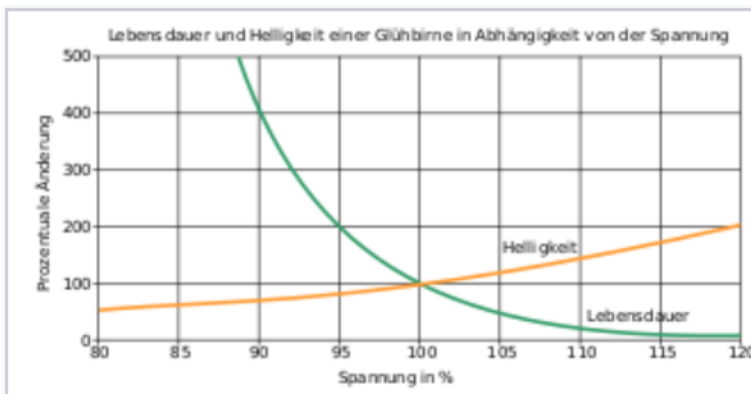


Abb. 5-1: Lebensdauer einer „klassischen“ Glühlampe in Abhängigkeit von der Betriebsspannung [5-1]

Das Schaltverhalten von ohmschen Verbrauchern ist weitgehend als unproblematisch zu bezeichnen.

Dennoch gibt es Starteffekte wie in Abbildung 5-2 für Glühlampen und Halogenlampen gezeigt wird. Die einzelne Lampe ist dabei natürlich nie ein Problem, wenn man jedoch ein Festzelt mit Glühlampen ausleuchten will und alle Lampen auf einem Schaltkreis hängen (und die Nennleistung des Leitungsschutzes die Anschlussleistung der Lampen deckt) kann es dennoch zu Problemen kommen.

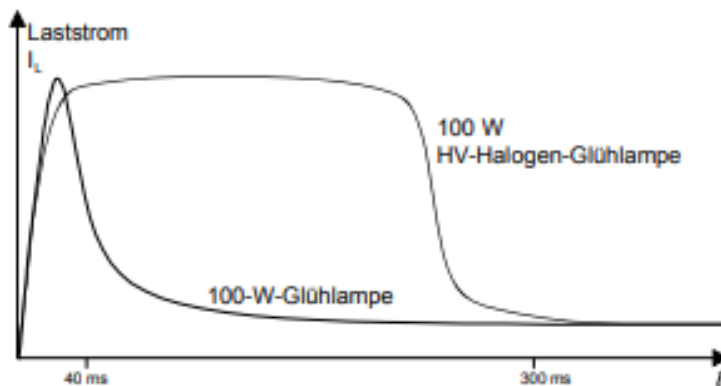


Abb. 5-2: Einschaltstrom von Glühlampen und Halogenlampen [5-2]

5.2. Induktive Verbraucher (Lasten)

Bei einem induktiven Verbraucher wird vom Erzeuger gelieferte Blindleistung verwendet, um das magnetische Feld im „Verbraucher“ aufzubauen. Die Energie wird zunächst im Magnetfeld gespeichert, mit dem periodischen Wechsel im Vorzeichen der Spannung wird das Feld jedoch wieder abgebaut und die Energie ins Netz zurückgespeist. Um diese induktive Blindleistung von jener der kapazitiven Verbraucher unterscheiden zu können gibt man der induktiven Blindleistung ein positives Vorzeichen (und der kapazitiven Blindleistung ein negatives Vorzeichen), man spricht in diesem Zusammenhang auch vom Blindleistungsbedarf für induktive Verbraucher. Diesen Verbrauchern muss also Blindleistung „geliefert“ werden.

Induktive Verbraucher haben Blindleistungsbedarf. Der Leistungsfaktor von Motoren ist oft im Bereich 0,8 bis 0,85. Dabei ist zu beachten, dass der Blindleistungsbedarf im Leerlauf wie bei Vollast annähernd gleich ist, die aufgenommene Wirkleistung bei Leerlauf jedoch sehr gering ist, der Leistungsfaktor bei Leerlauf ist also im Bereich 0,1 bis 0,2.

Typische induktive Verbraucher sind:

- Spulen jeder Art,
- Motoren (ohne elektronische Drehzahlregelung),
- Transformatoren,
- Relais,
- Elektromagneten,
- Schweißtrafos.

In der Praxis treiben die Motoren oft Arbeitsmaschinen wie Ventilatoren, Kompressoren (Klimaanlagen), Pumpen, Kreissägen etc. an.

Dabei ist zu beachten, dass sich die Leistungsaufnahme der induktiven Verbraucher mit der Frequenz und mit der Spannungshöhe sehr wohl ändert (obwohl sich die Induktivität aus der Geometrie und den Materialeigenschaften der Geräte ergibt und diese weitgehend konstant bleibt).

Beispiel Asynchronmotor (Charakteristika und Betriebsverhalten)

Abbildung 5-3 zeigt das Ersatzschaltbild einer Asynchronmaschine, die mechanische Belastung wird dabei durch den „Nutzwiderstand“ $R_2 \cdot (1-s)/s$ repräsentiert (s steht für Schlupf – je höher die Belastung umso höher der Schlupf). Der Schlupf ist der Drehzahlunterschied zwischen Synchrodrehfeld des Stators und der Drehzahl des Läufers (Rotors).

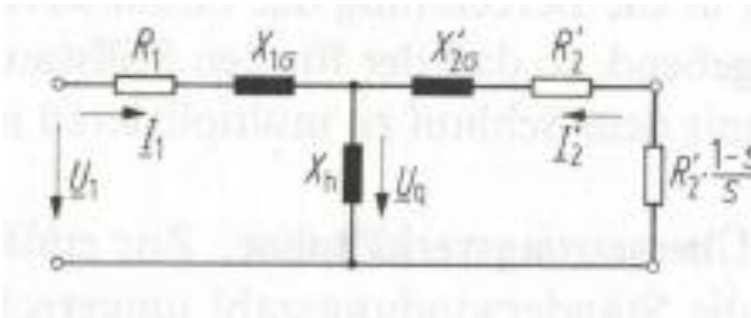


Abb. 5-3: Ersatzschaltbild eines Asynchronmotors [5-3, Seite 182] (Grafik: Fischer)

Der „Arbeitspunkt“ des Motors (mit der Arbeitsmaschine) stellt sich beim Drehmomentengleichgewicht ein (Drehmoment des Motors und Drehmoment der Arbeitsmaschine sind gleich). Sowohl im Hochlauf- als auch im Betriebsbereich der Asynchronmaschine können labile Arbeitspunkte auftreten. Damit im motorischen Betrieb ein normaler Betriebszustand eintreten kann, d.h. $0 < s < s_{\text{Kipp}}$, darf die Lastkennlinie keinen stabilen Betriebspunkt im Hochlauf erreichen (dies ist im Beispiel in Abbildung 5-4 für $M_{L,3}$ etwa bei halber Nenndrehzahl der Fall!). Dies würde aufgrund des großen Anlaufstromes zu einer übermäßigen Erwärmung der Maschine führen (d.h. Dauerbetrieb ist im Hochlaufbereich nicht möglich).

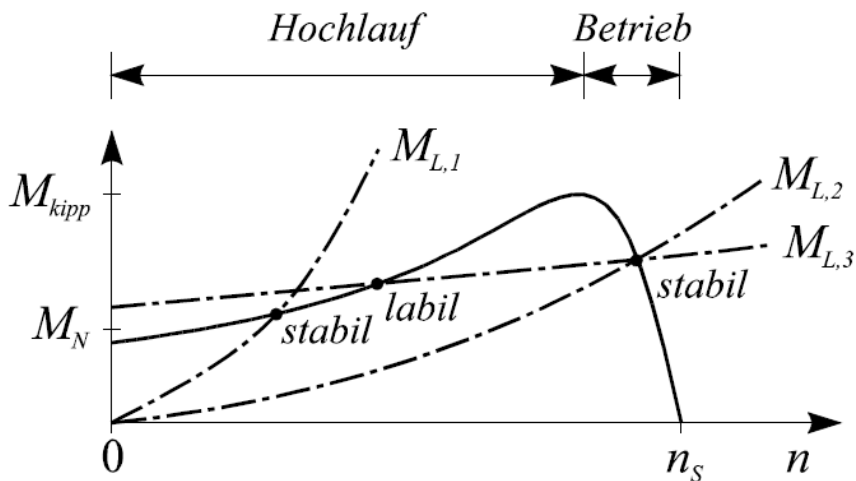


Abb. 5-4: Hochlauf und Betrieb eines Asynchronmotors [5-4, Seite 20] (Grafik: Saniter)

Die Leistung eines (Drehstrom) Asynchronmotors ist

$$\text{Leistung } P = 2 \cdot \pi \cdot \text{Drehzahl } n \cdot \text{Drehmoment } M = U_N \cdot I_N \cdot 1,73$$

Abbildung 5-5 zeigt typische Verläufe in Abhängigkeit der Stabform des Kurzschlussläufers.

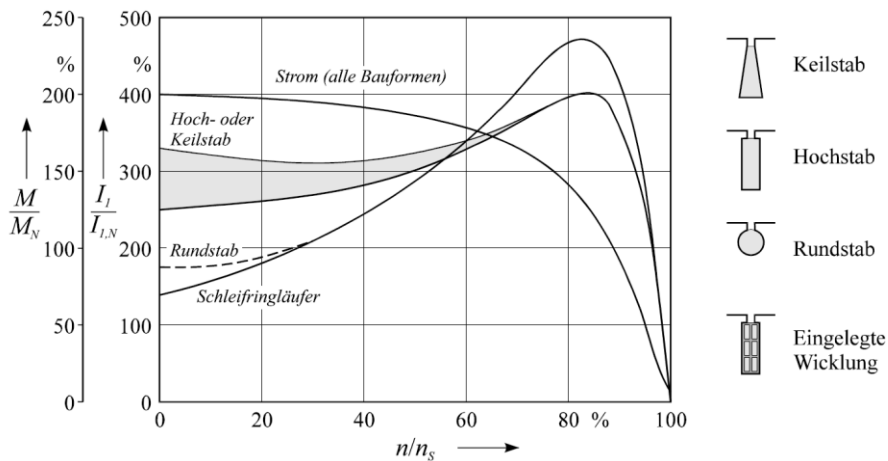


Abb. 5-5: Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie eines Asynchronmotors [5-4, Seite 22] (Grafik: Saniter)

Der Asynchronmotor zieht je nach Bauform einen erhebliche Anlaufstrom (das drei bis sechsfache des Nennstromes!).

Bei Leitungsschutzschaltern ist zur Beherrschung der Anlaufströme einer Asynchronmaschine der Type C zu verbauen.

Wird der Asynchronmotor über das Kippmoment hinaus belastet (siehe Abbildung 5-6) so fällt bei anhaltendem Drehmoment der Arbeitsmaschine die Drehzahl auf null. Wird der Motor aus diesem Zustand nicht „befreit“ (abgeschalten), dann brennt die Wicklung (und evtl. der Motor) ab.

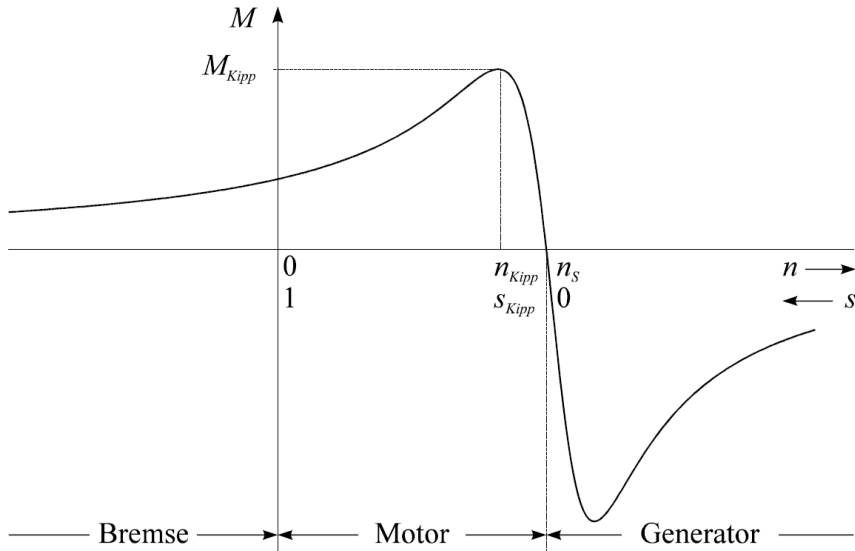


Abb. 5-6: Belastungskennlinie eines Asynchronmotors [5-4, Seite 18] (Grafik: Saniter)

Ändert sich die Spannung an den Motorklemmen (bei konstanter Nennfrequenz und damit gleichbleibender Synchronfrequenz), so ändert sich der magnetische Fluss in der Maschine proportional zur Spannung (lineare magnetische Verhältnisse vorausgesetzt). Das Drehmoment des Asynchronmotors ändert sich dann proportional zum Quadrat der Spannung.

Bei 80 % der Spannung beträgt das Drehmoment daher etwa 64 % (siehe Abbildung 5-7). Bei 120 % der Spannung beträgt das Drehmoment 144 %.

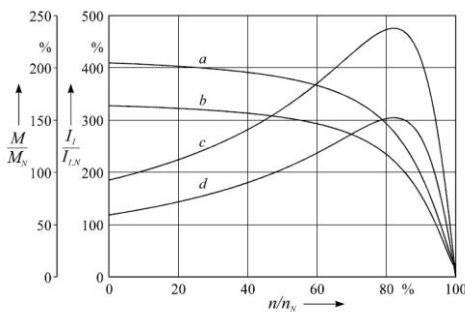


Abb. 5-7: Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie eines Asynchronmotors abhängig von der Klemmenspannung [5-4, Seite 28] (Grafik: Saniter)

Bild 27: Strom- und Momentenverlauf bei Spannungsänderung:

$$f_1 = f_N$$

a. Stromverlauf bei U_N

b. Stromverlauf bei $0,8U_N$

c. Momentenverlauf bei U_N

d. Momentenverlauf bei $0,8U_N$

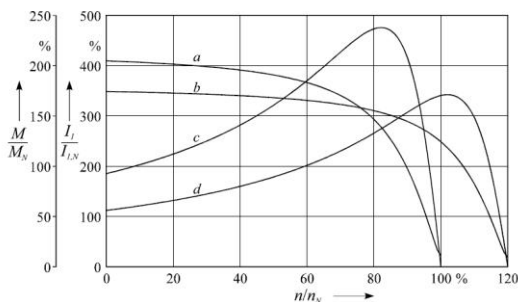


Bild 26: Strom- und Momentenverlauf bei Frequenzänderung:

$$U = U_N$$

a. Stromverlauf bei f_N

b. Stromverlauf bei $1,2f_N$

c. Momentenverlauf bei f_N

d. Momentenverlauf bei $1,2f_N$

Abb. 5-8: Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie eines Asynchronmotors abhängig von der Betriebsfrequenz [5-4, Seite 28] (Grafik: Saniter)

Ändert sich die Frequenz an den Motorklemmen (bei konstanter Nennspannung), so ändert sich der magnetische Fluss in der Maschine umgekehrt proportional zur Frequenz (lineare magnetische Verhältnisse vorausgesetzt ist daher die Spannung proportional dem Produkt magnetischer Fluss mal Frequenz). Das Drehmoment des Asynchronmotors ändert sich dann umgekehrt proportional zum Quadrat der Spannung.

Bei 120 % der Frequenz beträgt das Drehmoment daher etwa 69 % (siehe Abbildung 5-8). Bei 80 % der Frequenz beträgt das Drehmoment daher etwa 156 %.

Ein Ansteigen der Frequenz als auch ein Absinken der Spannung können daher zu einer Überlastung und in weiterer Folge zu einem Motorschaden führen.

Beispiel Leuchtstofflampe (Charakteristika und Betriebsverhalten) [5-5]

Charakteristisch für Leuchtstofflampen ist ihre röhrenartige Form aus Glas, die von innen mit einem Leuchtstoff beschichtet ist. Das Innere des Glases ist mit Quecksilber und Argon gefüllt. Durch den Stromfluss kommt es zur Gasentladung und es entsteht Quecksilberdampf - daher auch die Bezeichnung Metalldampf Lampe oder Niederdruck-Gasentladungsröhre.- der UV-Licht emittiert. Die Leuchtstoff-Beschichtung sorgt dafür, dass das UV-Licht sichtbar gemacht wird – und es leuchtet.

Die Lampen können nur mit Hilfe von Vorschaltgeräten betrieben werden,

die heute meist im Leuchtenkörper eingebaut sind. Unterschieden werden:

- Konventionelle Vorschaltgeräte (KVG) mit Eisenkern und Spule
- Elektronische Vorschaltgeräte (EVG)

Konventionelle Vorschaltgeräte (KVG) mit Eisenkern und Spule (die sogenannte „Drossel“) sind relativ schwer und verursachen Energieverluste. Leuchtstofflampen mit Drosseln erzeugen Blindstromkomponenten im Netz. Der Leistungsfaktor liegt in einem Wertebereich von 0,4 ... 0,6 induktiv. Zur Verbesserung des Leistungsfaktors auf etwa 0,95 müssen Kompensationskondensatoren parallel zum Netz geschaltet werden. **Vorsicht: Parallelkondensatoren können Rundsteuersignale des EVUs stören!**

Elektronische Vorschaltgeräte (EVG) sind wesentlich leichter und verlustarmer (Energieeinsparung), begrenzen den Einschaltstrom und haben eine stabile Ausgangsspannung. Damit wird eine wesentlich höhere Lebensdauer der Leuchtstofflampen erreicht. Eine Lichtsteuerung (Dimmen) ist wirtschaftlich überhaupt nur mit elektronischen Vorschaltgeräten (EVG) möglich. Neue Leuchtenanlagen werden heute nahezu ausnahmslos mit elektronischen Vorschaltgeräten (EVG) mit Leistungsfaktor 0,95 (kapazitiv!) geliefert, so dass sich eine Blindstromkompensation erübrigt. Weitere Vorteile der EVG-betriebenen LS-Lampen sind die flackerfreie und geräuschlose Zündung, kein Elektrodenflimmern und kein stroboskopischer Effekt, geringere Leistungsaufnahme bei gleichem Lichtstrom (Energieeinsparung), Sicherheitsabschaltung bei defekter Lampe und es ist kein separater Starter notwendig.

Das Schaltverhalten von induktiven Verbrauchern

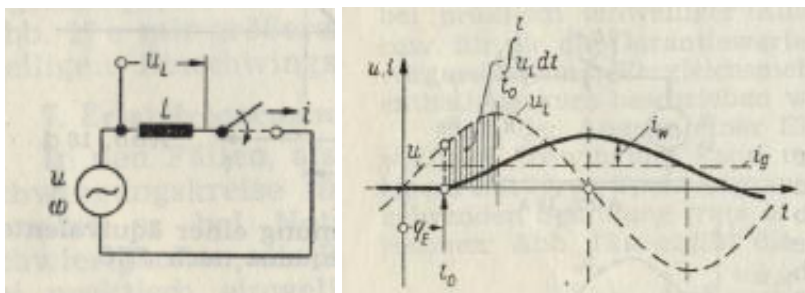


Abb. 5-9: Einschaltverhalten von (reinen) Induktivitäten [5-6, Seite 18] (Grafik: Rziha)

Wie Abbildung 5-9 zeigt ist beim Einschalten von Induktivitäten eine Gleichstromkomponente im Strom vorhanden, die dazu führt, dass der Momentanwert des Stromes im ungünstigsten Fall (Einschaltzeitpunkt beim Spannungsnulldurchgang) den doppelten Wert des Scheitelwertes des stationären Stromes erreichen kann. Der günstigste Wert ergibt sich beim Einschalten im Scheitelpunkt der Spannung (Gleichstromkomponente ist null).

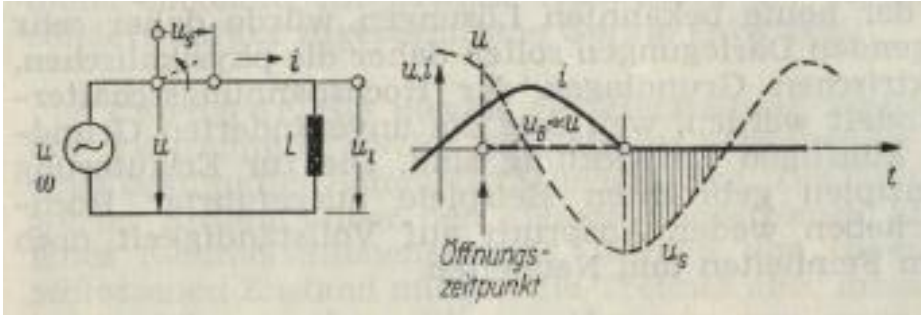


Abb. 5-10: Ausschaltverhalten von (reinen) Induktivitäten [5-6, Seite 4] (Grafik: Rziha)

Induktive Lasten haben die unangenehme Eigenschaft, dass beim Abschalten eines elektrischen Stroms ein Spannungsimpuls „versucht“ den "aktuellen" Stromfluss aufrechtzuerhalten. Wenn die Kontakte sich trennen beginnt zunächst ein Lichtbogen zu brennen, der meist beim ersten Nulldurchgang erlischt, die Spannung am Schalter U_S springt dann auf die Maximalspannung und der Stromkreis ist unterbrochen, siehe dazu Abbildung 5-10.

5.3. Kapazitive Verbraucher (Lasten)

Kapazitive Verbraucher bauen ein elektrisches Feld auf und beziehen dafür kapazitive Blindleistung. Diese kapazitive Blindleistung schwingt genau gegengleich zur induktiven Blindleistung. Um diese kapazitive Blindleistung von jener der induktiven Verbraucher unterscheiden zu können gibt man der kapazitiven Blindleistung ein negatives Vorzeichen (und der induktiven Blindleistung ein positives Vorzeichen), man spricht in diesem Zusammenhang auch von Blindleistungseinspeisung.

Diese Verbraucher „speisen“ also Blindleistung ins Netz.

Typische kapazitive Verbraucher sind:

- Kondensatoren bzw. Kondensatorbatterien,
- Erdkabel,
- Leuchtstofflampen mit elektronischem Vorschaltgerät,
- Schaltnetzteile.

Kompensierte Schaltnetzteile mit einem Leistungsfaktor von 0,95 haben beispielsweise eine Wirkleistung von 3 kW und eine Scheinleistung von 3,16 kVA. Gleichzeitig liefern sie eine Blindleistung von 1 kVAr ins Netz! Schaltnetzteile haben also ein erheblich kapazitiv geprägtes Verbraucherverhalten.

Das Thema der Schaltnetzteile wird im nächsten Kapitel genauer dargestellt.

Das Schaltverhalten von kapazitiven Verbrauchern

Wie Abbildung 5-11 zeigt ist beim Einschalten von kapazitiven Verbrauchern theoretisch kurzfristig ein unbegrenzter (Lade-)Strom vorhanden. Dieser Ladestrom wird durch die vorhandenen ohmschen Widerstände und gegebenenfalls durch vorhandene Vorschaltwiderstände gedämpft. Damit wirken kapazitive Verbraucher zum Einschaltzeitpunkt ähnlich wie ein Kurzschluss.

Nähern sich die Schaltkontakte, so kommt es bereits vor der Berührung der Kontakte (bei Erreichen der Durchschlagsspannung) zu einem Überschlag, der dazu führt, dass der Schaltkontakt im ungünstigsten Fall (Energieumsatz im Lichtbogen ist nicht unerheblich) beschädigt wird.

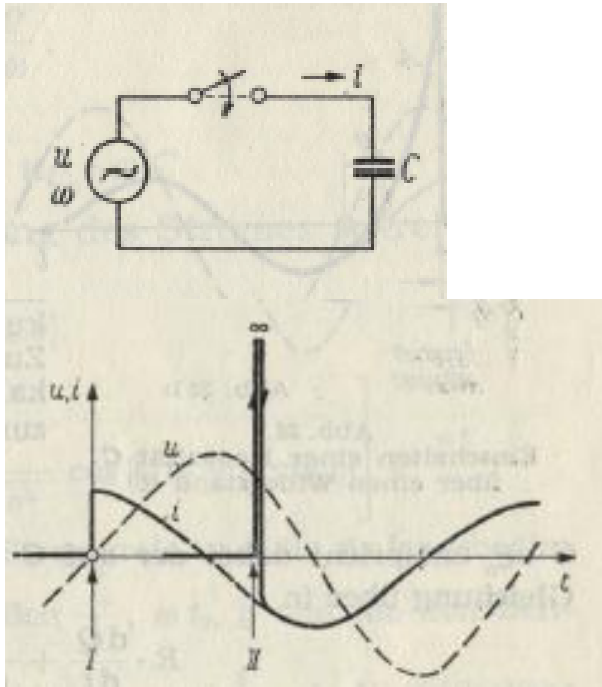


Abb. 5-11: Einschaltverhalten von (reinen) Kapazitäten [5-6, Seite 23] (Grafik: Rziha)

Kapazitive Lasten haben die unangenehme Eigenschaft, dass beim Abschalten eines elektrischen Stroms die Spannung am Schalter auf das doppelte Spannungsmaximum ansteigt. Wenn die Kontakte sich trennen beginnt zunächst ein Lichtbogen zu brennen, der meist beim ersten Nulldurchgang erlischt und der Stromkreis ist unterbrochen, die Spannung am Schalter U_s beginnt dann kontinuierlich anzusteigen und erreicht dabei, wie Abbildung 5-12 zeigt, die doppelte Maximalspannung.

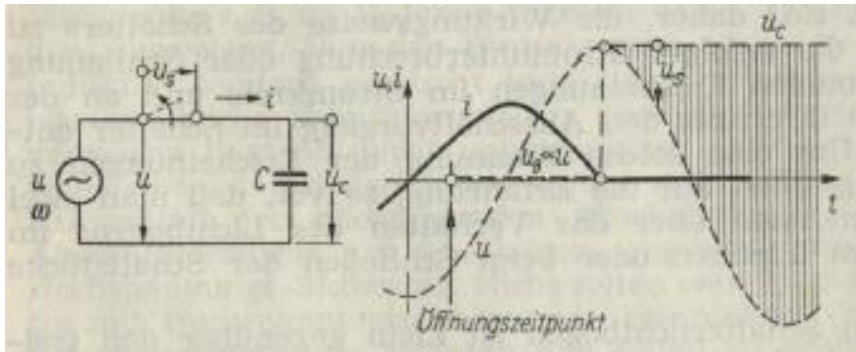


Abb. 5-12: Ausschaltverhalten von (reinen) Kapazitäten [5-6, Seite 4] (Grafik: Rziha)

In realen Schaltstromkreisen sind fast immer alle drei Komponenten präsent, daher kommt es bei Schaltsituationen zu einer Kombination der Effekte. Wie Abbildung 5-13 zeigt werden die Effekte dabei zusätzlich von Schwingungen zwischen Kapazitäten und Induktivitäten überlagert.

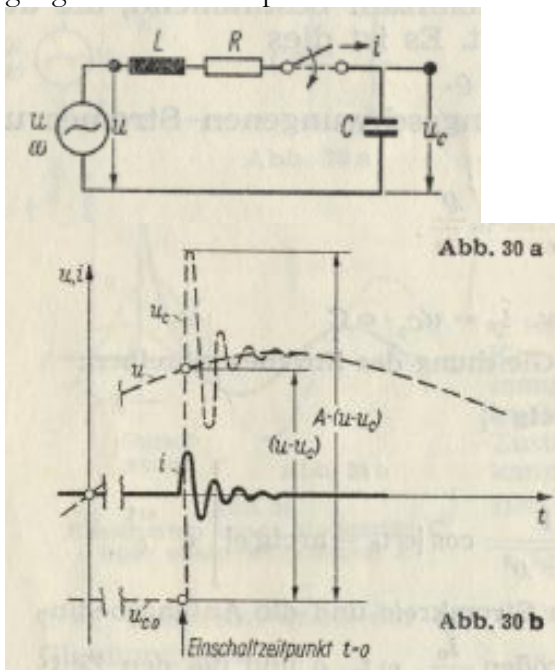


Abb. 5-13: Einschaltverhalten in realen Stromkreisen [5-6, Seite 26] (Grafik: Rziha)

5.4. Nichtlineare Verbraucher (Lasten)

Viele der oben dargestellten Verbraucher sind sogenannte lineare Lasten, da die Strom-Spannungs-Kennlinie im Strom-Spannungsdiagramm eine Gerade und daher linear ist (siehe die beiden Grafiken in Abbildung 5-14 auf der linken Seite und rechts). Nichtlineare Lasten sind z.B. Lichtbogenöfen und Spulen mit Eisenkern. Beim Einsatz von moderner (Leistungs-) Elektronik kommt es aufgrund der nichtlinearen Strom-Spannungs-Kennlinie (Beispiel siehe Abbildung 5-14 zweite Grafik von rechts) laufend zu spannungsabhängigen Widerstandsänderungen der Bauelemente.

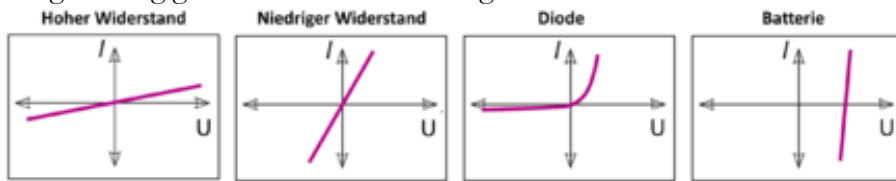


Abb. 5-14: Strom-Spannungskennlinien von Bauelementen [5-7]

Leistungselektronik wird speziell für Zwecke der Drehzahlregelung oder in sogenannten Schaltnetzteilen, zur Sicherstellung einer stabilen Versorgungsspannung, mit geringer Schwankungsbreite des Spannungsniveaus am Ausgang, eingesetzt.

Neben der besprochenen (Verschiebungs-)Blindleistung, wie sie bei induktiven und kapazitiven Lasten auftritt, gibt es noch eine weitere Art der Blindleistung: die Verzerrungsblindleistung. Sie tritt bei „nichtlinearen“ Lasten auf. Bei linearen Lasten sind Spannung und Strom sinusförmig und es existiert nur die Grundschiwingung (Nennfrequenz). Nichtlineare Lasten haben verzerrte Strom-/Spannungsverläufe, diese sind nicht länger sinusförmig.

Mit Hilfe der Fourier-Analyse kann man diesen verzerrten Verlauf in eine Summe von Sinusschwingungsanteile zerlegen, die bestimmte Amplituden und Phasenverschiebungen aufweisen. Die Frequenzen sind ganzzahlige Vielfache der Grundschiwingung. So ist ein Rechtecksignal die Summe aller ungeradzahlgigen Harmonischen (Oberschwingungen der Grundschiwingung), deren Amplitude gleich dem Kehrwert der Harmonischen ist und diese Oberschwingungen haben in diesem Beispiel keine Phasenverschiebung zur Grundschiwingung. [5-8]

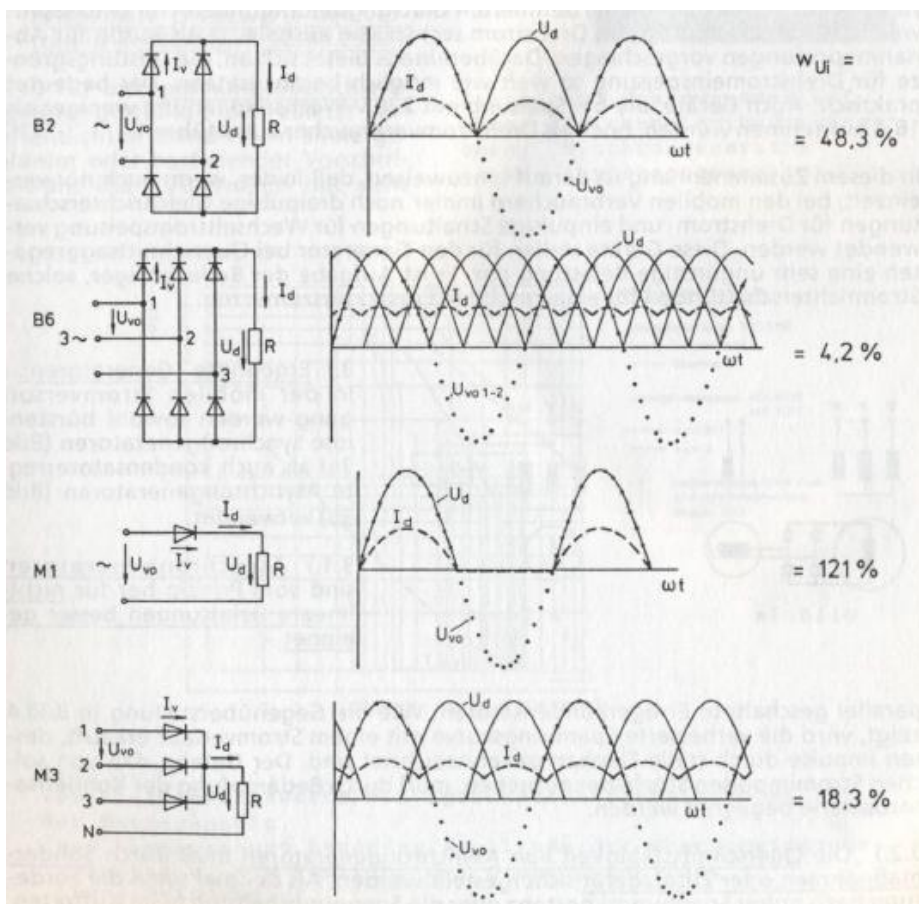


Abb. 5-15: Verschieden Gleichrichterschaltungen und Welligkeit [5-9, Seite 143] (Grafik: Loocke)

Abbildung 5-15 zeigt verschiedene Gleichrichterschaltungen. Auf der rechten Seite ist der ideelle Wechselspannungsgehalt der Gleichspannung (effektive Welligkeit gem. DIN 40 110) angegeben. Die hier dargestellte ohmsche Last mit der der Gleichrichter belastet wird ist natürlich nur eine Einsatzvariante für Gleichrichterschaltungen. Bei den Brückenschaltungen B2 und B6 kann der Strom sowohl bei der positiven als auch bei der negativen Halbschwingung fließen. Die Spannungsverzerrung ist dadurch deutlich gering. Meist wird die gleichgerichtete Spannung an einem Kondensator geglättet. Dies hat zur Folge, dass der Stromfluss nur erfolgt, wenn die Netzspannung die Kondensatorspannung übersteigt, der Strom „puls“, also nur an den

Spitzen der Netzspannung. Jeder Puls enthält genug Energie, um die Last bis zur nächsten Spannungsspitze zu versorgen.

Abbildung 5-16 zeigt den Spannungs- und Stromverlauf, wenn eine sechspulsige Drehstrombrücke (B6) über einen Glättungskondensator auf einen ohmschen Widerstand geschaltet wird (Anschlussleistung etwa 3 kVA). Bild a (links) zeigt die Verläufe bei Netzbetrieb, Bild b (rechts) zeigt die Verläufe bei einer Speisung mit einem 9 kVA Aggregat.

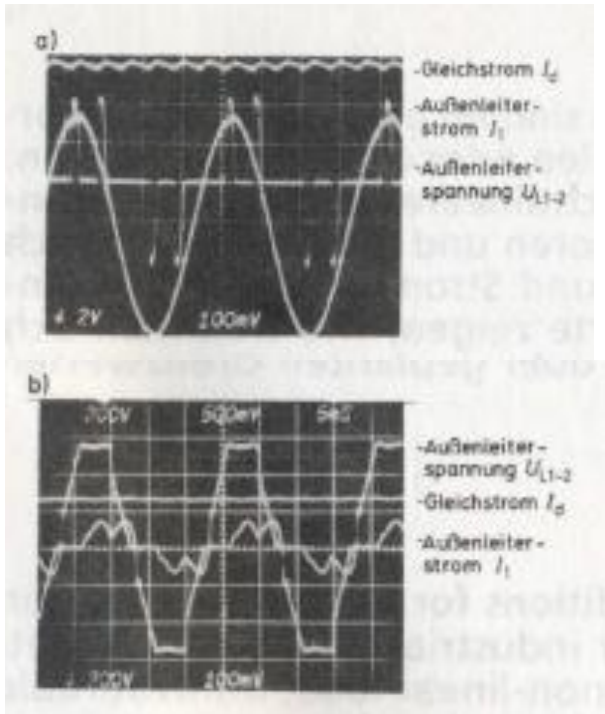


Abb. 5-16: Nichtlineare Verbraucher am Netz und von Aggregat gespeist [5-9, Seite 142] (Grafik: Loocke)

Die Lösung für niedrige Leistungsfaktoren und zu viele Oberwellen ist die Leistungsfaktorkorrektur (PFC, Power Factor Correction). Solche Schaltungen formen den Eingangsstrom der Stromversorgung so, dass die Wirkleistung aus dem Netz maximiert und die harmonischen Verzerrungen minimiert werden. Idealerweise sollte ein Elektrogerät eine lineare Last darstellen (wie z.B. ein einfacher Widerstand) und nicht eine reaktive Last einer unregelmäßigen Stromversorgung. Ein korrigierter Signalverlauf minimiert Verluste sowie Störungen bei anderen Geräten, die von der gleichen Quelle versorgt werden. [5-8]

6. Spannungsqualitätskriterien und USV-Klassifizierung

6.1. Mögliche Netzstörungen und USV-Klassen

Die Merkmale einer guten Stromversorgung sind die Zuverlässigkeit der Versorgung und die Qualität der Spannung. Die Spannungsmerkmale sind: Frequenz, Amplitude, Form und Symmetrie.

Das International Engineering Consortium (IEC) hat 2003 mit der Norm IEC 62040-3 einen Standard für die Klassifizierung von USV-Anlagen geschaffen. In diesem Dokument werden auch die möglichen Netzstörungen aufgelistet, die je nach Klassifikation zu beherrschen sind.

Mögliche Netzstörungen sind [6-1]

- (1) Stromausfälle,
- (2) Spannungseinbrüche (Schwankungen),
- (3) Spannungstöße,
- (4) Unterspannung,
- (5) Überspannung,
- (6) Blitzeinwirkungen,
- (7) Schaltspitzen,
- (8) Störspannungen,
- (9) Frequenzänderungen und
- (10) harmonische Oberschwingungen.

Netzstörungen		Zeit	USV-Klasse		
1.	Netzausfälle	> 10 ms	VFD		
2.	Spannungsschwankungen	< 16 ms			
3.	Spannungsspitzen	4 ... 16 ms			
4.	Unterspannungen	kontinuierlich	VI		
5.	Überspannungen	kontinuierlich			
6.	Blitzeinwirkungen *	sporadisch; < 1 ms	VFI		
7.	Spannungsstöße (Surge)	< 4 ms			
8.	Frequenzschwankungen	sporadisch			
9.	Spannungsverzerrungen (Burst)	periodisch			
10.	Spannungsüberschwingungen	kontinuierlich			
* zusammen mit Überspannungsableitern					

Abb. 6-1: Netzstörungen und USV-Klassen [6-1, Seite 122] (Grafik: Sölter)

Die Hauptcharakteristik der verschiedenen Typen beschreibt Sölter in [6-1, Seite 123] so:

VFD-Dynamik: Bei erkanntem Netzausfall wird über einen mechanischen Schalter auf den Wechselrichter und damit auf Akkubetrieb umgeschaltet – mit einer typischen Lücke von 4 bis 8 ms. Damit ist klar, dass mit diesem USV-Typ nur das Toleranzfeld der Klasse 3 erreichbar ist.

VI-Dynamik: Beim Umschalten der Betriebsarten ist das Toleranzfeld der Klasse 1 nicht einzuhalten. Es entstehen Versorgungslücken. Auch muss die USV bei jedem kleinsten Netzfehler sofort durch einen elektronischen Schalter vom Netz getrennt und auf Akkubetrieb umgeschaltet werden, um das gestörte Netz vom Verbraucher fernzuhalten. Auch dabei ist das Einhalten des Klasse-1-Toleranzfeldes selten möglich. Außerdem wird der Akku dadurch laufend belastet und altert entsprechend schnell.

VFI-Dynamik: Mit diesem USV-Typ können auch die schärfsten Anforderungen an die dynamischen Spannungsabweichungen – die Klassifikation 1 – erreicht werden, auch bei Betriebsartwechsel und Lastsprüngen! Dreimal die „Klassifikation 1“ ist nur mit diesem USV-Typ möglich.

Die USV-Klassifikation nach IEC 62040-3 enthält drei Stufen:

Die **Stufe 1** unterscheidet drei Klassen bezüglich der Netzabhängigkeit. Die drei Bezeichnungen sind:

- VFI,
- VI und
- VFD

Die **Stufe 2** ordnet die Kurvenform der Ausgangsspannung in ein recht grobes Raster ein. Der Code dieser Stufe setzt sich aus zwei Buchstaben zusammen, wobei sich der erste auf die Betriebsart „Netzbetrieb“ und der zweite auf „Akkubetrieb“ bezieht.

Zur Bedeutung der Buchstaben hinsichtlich der Güte der Ausgangsspannung:

- S: Die Ausgangs-Kurvenform ist sinusförmig mit einem Verzerrungsfaktor $D < 0,08$ (IEC 61000-2-2) bei allen linearen und nicht-linearen Referenzlasten.
- X: Die Ausgangs-Kurvenform ist sinusförmig mit der Güte „S“ bei linearer Last. Bei nichtlinearer Referenzlast ist der Verzerrungsfaktor $D > 0,08$ bei Belastung oberhalb der vom Hersteller angegebenen Grenzen.
- Y: Die Ausgangs-Kurvenform ist nichtsinusförmig und überschreitet auch die Grenzwerte nach IEC 61000-2-2. Insbesondere bei USV des VFD-Typs kann die Spannungskurvenform im Akkubetrieb rechteck- oder trapezförmig sein, also erheblich von der Sinusform abweichen. Längst nicht alle Verbraucher sind dafür geeignet.

Bei **Stufe 3** erfolgt eine Zuordnung von drei verschiedenen Betriebszuständen zu Toleranzkurven (Dauer der Spannungsabweichung), die zur Einstufung in die Klasse 1, 2 oder 3 führt.

- Die erste Ziffer betrifft das Verhalten bei Änderungen der Betriebsart (z. B. Netzbetrieb – Akkubetrieb – Bypassbetrieb).
- Die zweite Ziffer betrifft das Verhalten bei Lastsprüngen mit linearer Last im Normal- (Netz-) und Akkubetrieb.
- Die dritte Ziffer betrifft das Verhalten bei Lastsprüngen mit nichtlinearer Last im Normal- (Netz) und Akkubetrieb.

6.2. Vorschriften für den Netzbetrieb

Die EU hat in den letzten Jahren eine Reihe von Harmonisierungsinitiativen im Bereich der Strom- und Gasversorgung gesetzt. Ein wesentlicher Schritt war die Entwicklung EUweit gültiger „Network Codes“ durch die ENTSO-E.

Ein wesentlicher Teil dieser Vorschriften betrifft die Systemdienstleistungen (SDL). Systemdienstleistungen sind jene für die Versorgungsqualität notwendigen Dienste in der Elektrizitätsversorgung, die federführend der Regelzonenführer einer Regelzone aber auch die Stromnetzbetreiber neben der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie zusätzlich erbringen. Dies sind unter anderem:

- Frequenzhaltung (Wirkleistungsregelung, Ausgleichsenergie, abschaltbare Lasten)
- Spannungshaltung (Blindleistungsregelung, Verlustenergie, Kurzschlussstromkoordination)
- Versorgungswiederaufbau (Wiederaufbaukonzept, Schwarzstartfähigkeit)
- Betriebsführung (Systemüberwachung, Netzengpassmanagement)

Ein Beispiel dazu ist die „Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb“ [6-2]. In dieser Richtlinie werden auch die verschiedenen Wirkleistungsreserven, die durch die Netzbetreiber vorzuhalten sind geregelt. Die Netzbetreiber ihrerseits kaufen diese Erzeugungsreserven in Form von Primär, Sekundär und Tertiärregelung am Markt in definierten Mengen zu.

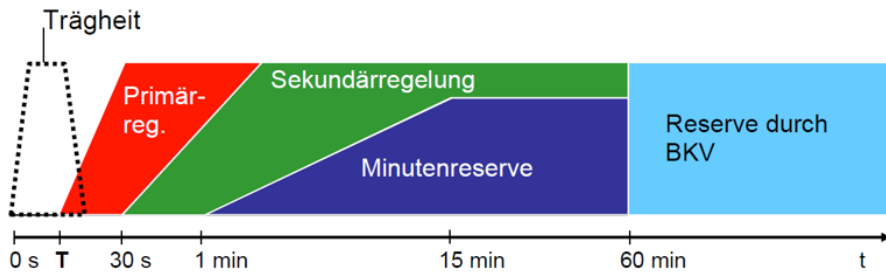


Abb. 6-2: Reservekonzept Wirkleistungsregelung in der EU (Grafik: Autor)

Darüber hinaus sind seitens der Regelzonenführer (in Österreich die Austrian Power Grid) Netzschutzpläne und Netzwiederaufbaupläne zu erstellen. Zum Thema Netzwiederaufbau gibt es wieder einen Network Code der ENTSO-E (Network Restoration Plan). Die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken ist bei diesem Thema eine wesentliche Systemdienstleistung die ebenfalls vom Regelzonenführer koordiniert und eingekauft wird.

6.3. Stromausfall / Versorgungsunterbrechung

Mittel- bzw. langfristiger Stromausfall oder Totalausfall (Störungstyp 1), welcher durch einen kompletten Spannungsausfall im Minutenbereich bis in den Bereich vieler Stunden reichen kann. Dieser Ausfall wird im Englischen auch als Blackout bezeichnet. Vergleichsweise sehr lange Ausfallszeiten im Bereich von Tagen bis zu einigen Wochen sind durch großräumige Schäden an der Infrastruktur (Leitungen und / oder Anlagen) begründet. [6-3]

Kurzzeitige Ausfälle im Zeitbereich von wenigen Sekundenbruchteilen (Störungstyp 1) werden umgangssprachlich auch als Netzwischer bezeichnet, bei denen nach dieser kurzen Zeit die Energieversorgung automatisch wiederhergestellt wird. Ursachen können auf der Verteilebene kurzfristige Ereignisse wie Blitzeinschläge, Erdschluss, Lichtbogenfehler bei Freileitungen oder in seltenen Fällen auch Schaltfehler im Bereich von Schaltanlagen oder Umspannwerken sein. Typische Reaktionszeiten liegen zwischen 15 und 50 Millisekunden gehen aber bis zu 500 Millisekunden. [6-3]

Zu beachten ist auch, dass eine automatische Kurzunterbrechung in den Netzen von 110 kV und darüber einpolig stattfindet, in den darunter liegen-

den Netzebenen erfolgt die Kurzunterbrechung dreipolig. **Dabei ist zu beachten, dass bei einer dreipoligen Unterbrechung die Synchronität zunächst völlig verloren geht!**

Während die kurzfristigen Ausfälle „automatisch“ behoben werden, braucht es bei mittel- und langfristigen Stromausfällen eine menschliche Aktion, um die Stromversorgung wieder aufzunehmen. Dadurch erklärt sich auch die Zeitlücke in der Definition.

6.4. Spannungsqualität

Die Nennspannung sind in der IEC 60038-2009 genormt. In Kontinentaleuropa ist seit Jahren das Spannungsniveau 230/400V üblich und vorgeschrieben. Dabei dürfen die tatsächlichen Spannungswerte an den Klemmen des Verbrauchers um $\pm 10\%$ von den Nennspannungswerten abweichen. **Der Spannungsabfall auf der Leitung zum Verbraucher sollte kleiner 4% sein.**

Die EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ ist eine Europäische Norm, welche die wesentlichen Merkmale der Netzspannung am Netzanschlusspunkt unter normalen Betriebsbedingungen definiert und spezifiziert.

Wesentliche Kennwerte sind die Frequenz, die Spannungshöhe, die Kurvenform und die Symmetrie der Leiterspannungen.

Die Spannungsänderungen sollen $\pm 10\%$ der Nennspannung nicht überschreiten, in Fällen ohne Verbindung zu einem Übertragungsnetz oder bei der Versorgung entlegener Kunden sind **+10 %/–15 % der Nennspannung** zulässig. Unter normalen Betriebsbedingungen müssen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des gemessenen Effektivwertes jedes Wochenintervalls innerhalb der Grenzen von $\pm 10\% U_N$ liegen. [6-4]

Das Phänomen der Stoßspannung wird in der IEC 61000-4-5 reguliert. Diese Norm beschreibt die „Prüfung der Störfestigkeit von elektrischen und elektronischen Betriebsmitteln, Geräten und Einrichtungen gegenüber Stoßwellen (Stoßspannungen und -ströme)“ und wurde in ihrer aktuellen Fassung im März 2015 verabschiedet.

Die Vorschriften zur Spannungsqualität und elektromagnetischer Verträglichkeit (EMV) sind in der IEC Serie 61000 geregelt.

Unterspannungen (Störungstyp 4) entstehen durch Spannungsabfälle an langen Leitungen zu Verbrauchern bzw. durch mangelhafte Spannungsregelung.

Überspannungen (Störungstyp 5) entstehen durch „Spannungsabfälle“ an langen Leitungen an deren Ende Erzeuger einspeisen bzw. durch mangelhafte Spannungsregelung.

Spannungsspitzen können sowohl durch Blitzeinschläge (Störungstyp 6) als auch durch Schalthandlungen entstehen. Je nach Netztopologie und Verbrauchercharakteristik können die Spannungsspitzen in Folge von Schalthandlungen als Störungstyp 3, Störungstyp 7 oder Störungstyp 9 auftreten.

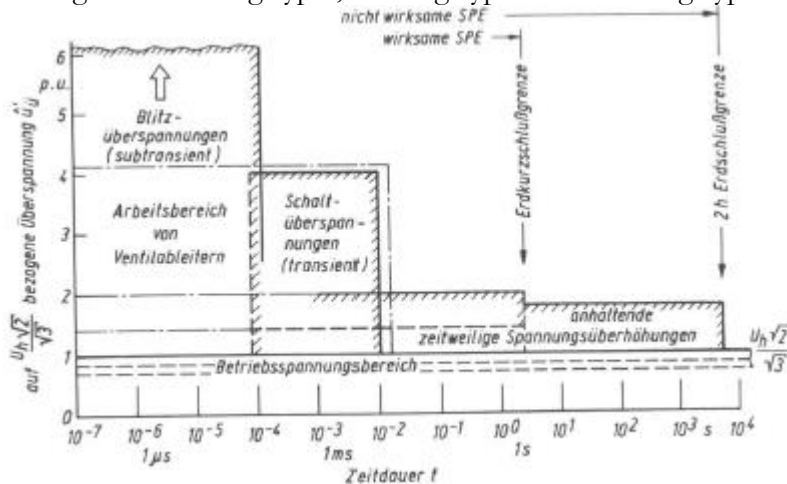


Abb. 6-3: Amplituden- und Zeitbereiche der Überspannungen [6-5, Seite 97] (Grafik: Koett-nitz)

In [5-9] wird dazu ergänzt:

Periodische Überspannungen werden vor allem durch den Kommutierungsvorgang bei Stromrichterschaltungen verursacht. Dabei darf der Scheitelwert nach EN 50178 VDE 0160:1998-04 nicht mehr als um 20% überschritten werden. Bei falscher Bemessung des Stromrichters wurden aufgesetzte Spannungsspitzen von bis zu 300 V gemessen.

Transiente Überspannungen wurden in Gebäudeinstallationen gemessen und dabei festgestellt, dass innerhalb eines Zeitraumes von 3400 Stunden 28.000 Überspannungen über 100 V gemessen wurden.

Dabei werden die in Abbildung 6-4 gezeigten Formen unterschieden.

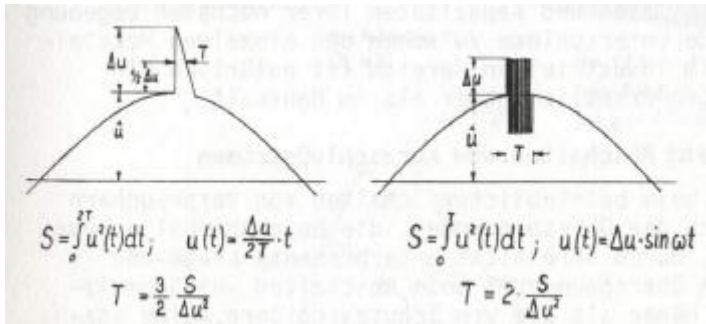


Abb. 6-4: Dreiecksimpuls (Surge) und hochfrequenter Schwingungsabzug (Burst) in Niederspannungsnetzen [5-9, Seite 133] (Grafik: Meissen)

Kurzzeitige Spannungsabsenkung (Spannungseinbruch - Störungstyp 2) infolge von Überlastung aufgrund unvorhergesehener Ereignisse. Dieser Zustand wird im Englischen auch als Brown-out – nach der starken Abschwächung von Glühlampenbeleuchtung benannt – oder Sag bezeichnet und tritt insbesondere in kleineren oder unterdimensionierten Stromnetzen mit zu gering verfügbarer Regelleistung auf. In der Regel kommt es dabei zu keinen ernstzunehmenden Schäden an den Geräten. Dennoch reagieren elektronische Geräte durchaus unterschiedlich in ihrem Betriebsverhalten auf einen Brown-out. Brown-outs können auch unmittelbar vor einem Totalausfall als Vorbote auftreten. [6-3]

Flicker ist eine Schwankung der Spannungshöhe (der Umhüllenden), die unter der Nennfrequenz liegt und besonders im Bereich von 10 Hz besonders unangenehm empfunden wird. Durch diese Spannungsschwankungen beginnen Leuchtmittel wie Glühlampen, Bildschirme u.ä. ihren Lichtstrom zu verändern (flickern).

Diese Effekte entstehen bei Lichtbogenöfen, aber auch bei Windturbinen und sind auch bei Kompressoren nicht auszuschließen. Abbildung 6-5 die Messergebnisse bei zwei verschiedenen Klimaanlage, deren Kompressoren offensichtlich unterschiedliche Qualitäten aufweisen.

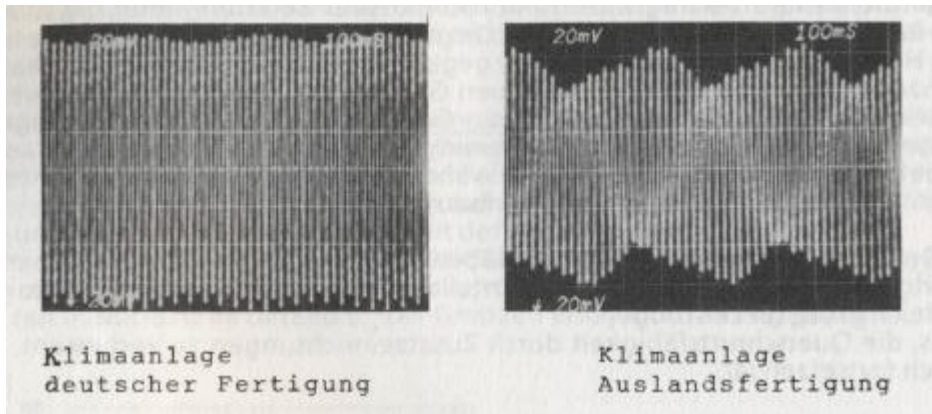


Abb. 6-5: Stromaufnahme zwei verschiedener Verdichterantriebe annähernd gleicher Leistung [5-9, Seite 148] (Grafik: Loocke)

Oberschwingungen [5-8]

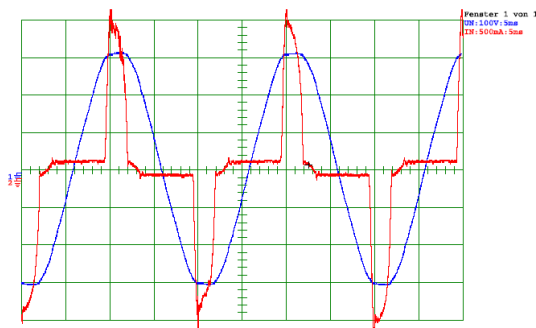
Das Problem der Oberschwingungsanteile ist, dass der von einem Gerät mit geringem Leistungsfaktor (aufgrund hoher Verzerrungsleistung, die durch einen hohen Oberschwingungsanteil entsteht) bezogene Strom viel höher ist als der erforderliche Strom. Dadurch steigen die Kosten bei der Erzeugung und dem Transport des Stroms. In diesem Fall stimmen Leistungsfaktor und $\cos\Phi$ auch nicht mehr überein (Verzerrungsleistung beachten).

Um die Kosten der Strombereitstellung zu minimieren und die Störung anderer Lasten im gleichen Versorgungsnetzwerk zu begrenzen, gibt es Richtlinien, um den Klirrfaktor (Verzerrungen durch Oberwellen) von Netzteilen zu begrenzen. So müssen Elektrogeräte in Europa und Japan mit einer Eingangsleistung von 75 W oder mehr der IEC 61000-3-2 entsprechen. Der Standard spezifiziert die maximale Amplitude Oberwellen der Netzfrequenz bis einschließlich der 39. Harmonischen.

Obwohl die USA hier nicht die gleiche Gesetzgebung wie die EU aufweist, setzen das Energy-Star-Programm des US-Energieministeriums sowie Programme wie »80 PLUS« für Computer- und Datencenter-Stromversorgungssysteme enge Grenzen, um einen hohen Leistungsfaktor einzuhalten. Dieser soll $\geq 0,9$ bei 100% der Nennleistung der Stromversorgung sein.

Abbildung 6-6 zeigt den tatsächlichen Strom- und Spannungsverlauf an den Klemmen eines Schaltnetzteils und die anteiligen Oberschwingungen, die

sich aus einer Fourier-Analyse ergeben. Obwohl der für die Grundschwingung definierte $\cos \Phi$ nahe eins ist, liegt der Leistungsfaktor bei etwa 0,7. Eingangsstrom eines Oszilloskops



Spektrum des Eingangsstroms [A]

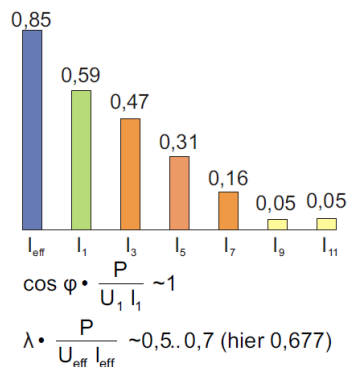


Abb. 6-6: Oszillogramm und Oberschwingungsanalyse zeigen ein unbefriedigendes Verhalten [6-6, Seite 5] (Grafik: Fuld)

Ein weiterer Aspekt ist, dass sich die durch 3 teilbaren, ungeradzahligen Oberschwingungsströme im Nullleiter überlagern. Obwohl wir von einer nahezu symmetrischen Belastung durch einphasige Geräte ausgehen kommt es dabei zu einer 165% Belastung des Nullleiters während die einzelnen Phasenleiter nur 55% dieses Stromes transportieren.

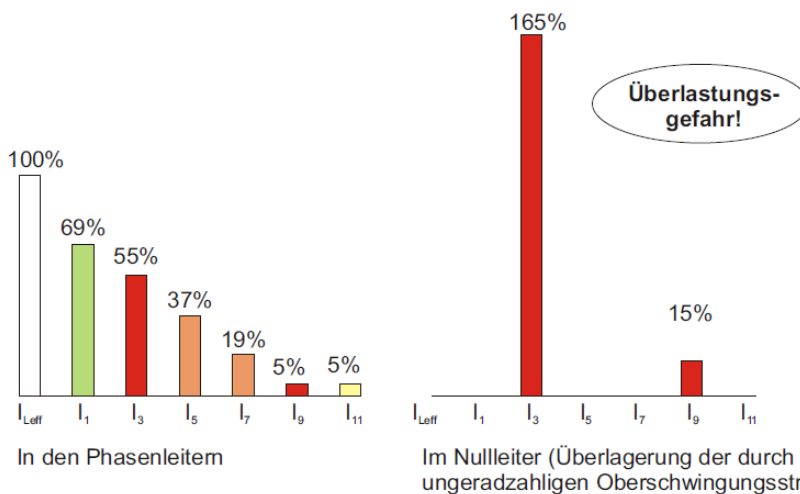


Abb. 6-7: Überlagerung der durch 3 teilbaren ungeradzahligen Oberschwingungsströme im Nullleiter [6-6, Seite 7] (Grafik: Fuld)

Hauck zeigt in [10-2], dass auch die Spannungen von Synchrongeneratoren der Diesellaggregate nennenswerte Oberschwingungen enthalten. Durch Nutzungseffekte und Läuferückwirkungen bei Belastung können spürbare Auswirkungen sichtbar werden.

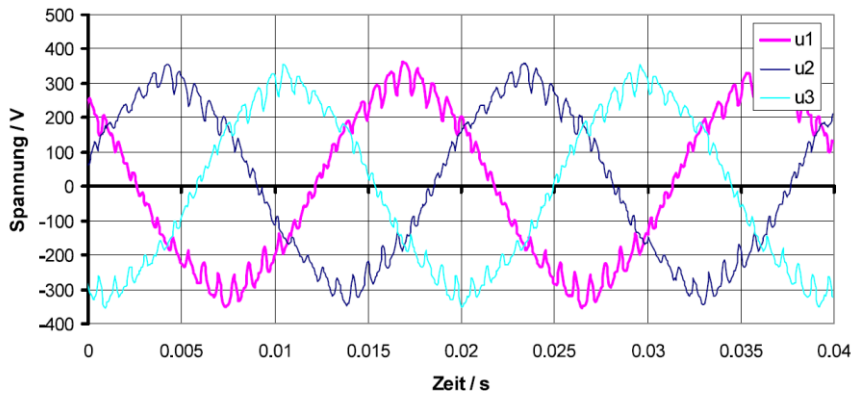


Abb. 6-7: Phasenspannungen eines unbelasteten Diesellgenerators [10-2, Seite 98] (Grafik: Hauck)

Diese Oberschwingungen können durch die Sehnung der Wicklung (Sehnwicklung - chord winding) reduziert werden, was in der Praxis auch gemacht wird. Fischer beschreibt dies in [5-3, Seite 147].

Besonders unangenehm wird es, wenn Generatoren mit unterschiedlichen Sehnungsfaktoren (in Europa oft 2/3 in den USA evtl auch 5/6) zusammengeschaltet werden und die Sternpunkte im Rahmen des Betriebserdungskonzepts verbunden werden. **Dabei kann es durch die phasengleiche Überlagerung von Oberschwingungen zu „hot spots“ in der Ständerwicklung kommen, die dazu führen können, dass die Wicklung durchbrennt!**

Darüber hinaus addieren sich Ströme von Frequenzen, die durch drei teilbare ganzzahlige Vielfache der Grundschwingung sind im Nullleiter und können zu einer Nulleiterüberlastung führen. [6-7, Seite 39]

6.5. Frequenzqualität

Hierzu gibt die EN 50160:2010 für Netze mit synchroner Verbindung zu einem Verbundnetz bezüglich der Frequenz ein Intervall von 49,5 Hz bis 50,5 Hz für 99,5 % der Zeit vor, d. h. in rund 44 Stunden pro Jahr darf die Frequenz bis auf ein Intervall 47 Hz bis 52 Hz ausgeweitet werden.

Im Frequenzbereich 49,8 bis 50,2 Hz erfolgt die Frequenzregelung durch Primärregler (automatisch), Sekundärregler (automatisch) und Tertiärregelung (manuell) (siehe Abbildung 6-2). Unter 49,8 und über 50,2 Hz beginnen zusätzlich automatische Programme gemäß Systemschutzplan des Regelzonenführers zu greifen (Beispiel [8-2]).

Frequenzschwankungen entstehen durch Ungleichgewichte bei Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie (Wirkleistung) bzw. durch Frequenzregler die nicht in der Lage sind die auftretenden Ungleichgewicht schnell und vollständig auszuregeln. Dabei ist die Tatsache zu beachten, dass Stromnetze im Gegensatz zu Gasnetzen keinerlei Speicherfähigkeit besitzen!

Vor allem Anlaufvorgänge, speziell von Motoren können in kleineren Netzen einen hohen Anspruch an die Regelung stellen.

7. Mögliche Erzeuger in Inselnetzen

7.1. Energiebereitstellung

7.1.1. Motoraggregate

Dabei wird die mechanische Energie durch einen Verbrennungsmotor „erzeugt“. Dieser verwendet Diesel / Benzin / Flüssiggas / Biogas (Gärgas) oder Gas aus einem Holzvergaser als Brennstoff. Dabei gibt es auch hybrid Varianten die mehrbrennstofffähig sind, also verschiedene Brennstoffe nutzen können (meist mit einem schlechteren Wirkungsgrad). Dabei ist zu beachten, dass Automotoren, von denen die meisten Motoren abgeleitet sind, bei weitem nicht den Dauerbelastungen ausgesetzt sind, welche bei Motoraggregaten auftreten.

Wenn ein Auto 1 Stunde pro Tag fährt bedeutet das auf den Zeitraum eines Jahres $365/8760 = 4 \%$ Nutzungsdauer. Bei Motoraggregaten im Inselbetrieb liegt der Wert bei 6.000 bis 8.000 Stunden also 68 bis 91 %, der Motor ist nach einem Jahr so „alt“ wie ein 20 Jahre altes Auto!!

Erfahrungen zeigen, dass Dieselaggregate Benzinaggregaten bei Dauereinsatz eindeutig überlegen sind.

In der Praxis haben sich Dieselaggregate bewährt. Zur ihren Vorteilen zählen:

- Lange Notstromversorgungszeiten (Anschlussversorgung! - Nachtanken ist sicherzustellen),
- Drehmomentcharakteristik unterstützt die Übernahme einer Lastaufschaltung,
- Geringer Wartungsaufwand (da keine Zündanlage vorhanden ist) speziell bei Drehzahlen von 1500 U/min und darunter,
- Diesel hat einen Flammpunkt von 56°C (und ist daher nicht leicht entzündlich).

Da die Anlagen nur eher selten betrieben werden, sind die Nachteile meist kein Problem. Bei Motoraggregaten ist vor allem zu bedenken:

- Abgasemissionen,
- Lärmemissionen und
- im Fall von Diesel Dieselpest (Treibstoffvorräte umschlagen!) [8-1, Seite 24]

Ausführliche Informationen zu den Themen Kühlung, Abgas, Schalldämmung, Tankanlage findet man unter [7-1, Seite 16.]

Bei Leistungsangaben von Motoraggregaten ist zu beachten:

- COP - Aggregatdauerleistung ohne zeitliche Einschränkung
- PRP - Aggregatdauerleistung bei variabler Last (max. 75 % zeitl. Auslastung)
- LTP - zeitlich begrenzte Aggregatleistung (meist 1 h in 12 h, max. 300 h/a)

Bei Biomasseanlagen wird der Energieinhalt von Gärgas (Methan) in Motoraggregaten mit Verbrennungsmotoren (Block(heiz)kraftwerken) in elektrischen Strom umgewandelt.

Vorteile von Biomasse sind [2-1, Seite 272]

- Grundlastfähige Technologie (gut planbar) sowie leichte Speicherbarkeit von Biogas,
- Verbesserte Düngerqualität der Gärreste im Vergleich zu Rohgülle (bessere Pflanzenverfügbarkeit der Nährstoffe),
- Verringerte Geruchsintensität und Ätzwirkung bei der Ausbringung.

Schwachpunkte von Biomasse sind [2-1, Seite 272]

- Negative Umwelteinflüsse durch intensive Landwirtschaft (z.B. Artenrückgang),
- Da die Ernte bei Feldfrüchten nur einmal jährlich erfolgt müssen diese gelagert werden (man beachte die großen Kubaturen bzw. geringe Energiedichte),
- In den Wintermonaten darf keine Gülle und kein Gärrest ausgebracht werden. Während dieser Zeit muss der Gärrest – ebenso wie unvergorene Gülle aus der Tierhaltung – gelagert werden,
- Hoher Flächenbedarf, biogene Brennstoffe stehen daher nur eingeschränkt zur Verfügung.

Brennstoff vorausgesetzt können Motoraggregate auf 8.000 Betriebsstunden (in diesem Fall gleich Volllaststunden) pro Kalenderjahr kommen.

7.1.2. Photovoltaik

Die direkte „Erzeugung“ von Strom aus Sonnenenergie hat eine Reihe von Vorteilen.

Vorteile von Photovoltaik-Anlagen [2-1, Seite 273]

- PV ist eine dezentrale Technologie die in weiten Teilen eine Stromproduktion unmittelbar am Verbrauchsort ermöglicht,
- Bei Anlagen ohne Nachführung (zur Sonne) praktisch wartungsfrei,
- Hohe Anlagenlebensdauer (mindestens 20 Jahre),
- Es gibt eine hohe Korrelation zum Haushalts- und Gewerbelastgang,
- Sonneneinstrahlung und Kühlbedarf sind praktisch synchron,
- **In Verbindung mit Speichertechnologie ist PV inselfähig und damit Äquivalent zu einer Notstromanlage mit Aggregat,**
- Keine Lärmbelästigung, keine Geruchsbelästigung, keine Emissionen, keine Schadstoffe,
- Der Wirkungsgrad steigt mit sinkender Temperatur, daher auch im Winter gute Erträge.

Schwachpunkte von Photovoltaik-Anlagen sind [2-1, Seite 274]

- Die Produktionsmenge ist bei Tag stark bewölkungsabhängig und es gibt keine Stromproduktion in der Nacht (PV ist nicht grundlastfähig und muss daher mit Speichertechnologie oder Ersatzkraftwerken ergänzt werden),
- Produktionsschwerpunkt ist im Sommer, auch wenn der zur Temperatur umgekehrt proportionale Wirkungsgrad auch an schönen Wintertagen eine hohe Produktion ermöglicht. Die Tatsache, dass im Winter die Sonnenscheinzeiten verkürzt sind führt zwingend zu einer geringeren saisonalen Produktion,
- Die Tatsache, dass derzeit Transformatoren zwischen der Mittelspannungs- und der Niederspannungsebene nicht regelbar sind

führt bei Netto-Überschussmengen aus Solarproduktion am Ende der Verteilnetzleitungen zu hohen Spannungen die höher als die Nennspannung sein können,

- Eine hohe Staubbelastung der Luft kann zu starker Verschmutzung der Paneele und damit zu einer deutlichen Reduktion der Produktion führen.

Photovoltaikanlagen weisen eine Energierücklaufzeit von etwa zwei Jahren auf, das heißt sie produzieren etwa in zwei Jahren die Energie, die zu ihrer Herstellung aufgewendet wird. [2-1, Seite 274]

Technologischer Ausblick

Mehrfachsolarzelle auf Siliziumbasis haben unter Laborbedingungen einen Rekordwirkungsgrad von 33 % erreicht. Durch die Erfindung der Sprühelektrode im Zusammenhang mit Solarzellen aus Perovskite wurde ein neue Art von kostengünstigen Solarzellen entwickelt, für die ebenfalls ein Wirkungsgrad von 30 % erwartet wird. Perovskite-Solarzellen sollten ab etwa 2022 am Markt erhältlich sein.

Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik

In Österreich liegt die Anzahl der Volllaststunden bei Photovoltaik ohne Nachführung mit Ausrichtung Südost, Süd, Südwest bei etwa 1.000 Volllaststunden, mit Nachführung bei etwa 1.400 Volllaststunden. Die Investitionskosten für die Gesamtanlage inklusive Montage liegen derzeit bei etwa 1.000€/kW_p.

Damit ergibt sich für eine Anlage bei einer Kosteneinsparung von 20ct/kWh (lokaler Verbrauch der Produktion und damit Reduktion des Bezuges aus dem Netz) eine Gewinnschwelle (Break Even) von 5 Jahren. Diese Annahme ist nur bei Anlagen realistisch die klein im Vergleich zum Verbraucher sind. Wird ausschließlich zu 5ct/kWh ins Netz eingespeist, so liegt dieser Punkt ohne Zinskorrektur bei 20 Jahren.

In Verbindung mit einem Akkuspeichern und einem inselfähigen Wechselrichter kann die Anlage zudem als Notstromversorgung genutzt werden.

7.1.3. Windkraftanlagen

Windkraft kann eine sinnvolle Ergänzung in einem Inselnetz darstellen. Die „produzierten“ Mengen führen in Netzen mit fossilen Erzeugungseinheiten zu Brennstoffeinsparungen bzw. in erneuerbaren Inselsystemen zu zur Photovoltaik sinnvollen Ergänzungsmengen in Zeiten von Bewölkung oder in der Nacht.

Vorteile von Windkraft sind [2-1, Seite 272]

- Die produzierte Menge ist im Winter höher als im Sommer,
- die Tageserzeugung von Windkraft ist gut prognostizierbar,
- typischerweise gibt es nur eine Tagesspitze, die Produktion ist daher nicht so volatil wie Photovoltaik.

Schwachpunkte von Windkraft sind [2-1, Seite 273]

- Windkraft ist nicht grundlastfähig und muss daher mit Speichertechnologie oder Ersatzkraftwerken ergänzt werden,
- die Technologie ist als quasi-zentrales Erzeugungskonzept einzustufen und erfordert typischerweise / in den meisten Fällen (die Anlagen stehen ja an guten Windstandorten) ein „Transportnetz“ zum Verbraucher,
- diese Technologie erfordert einen nennenswerten Wartungsaufwand,
- hohe Kosten entstehen durch die massiven Fundamente für die Windräder,
- die Windproduktion (elektrische Leistung) folgt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit und bricht bei Erreichen der maximalen Windgeschwindigkeit der Anlage schlagartig ab (aus Gründen des Anlagenschutzes),
- der Zeitpunkt der „Flanken“ der Winderzeugung sind schwierig zu prognostizieren (Fehler von 30 min und mehr sind keine Seltenheit),
- Windkraft diversifiziert nicht auf einer Fläche von Deutschland, daher ist die minimale Erzeugung in Deutschland nur 3% der maximalen Erzeugung und die Dauerlinie steigt am Ende nur flach an (siehe Abbildung 7-1),

- Windkraftpotentiale sind im Land nicht gleich verteilt (besonders hohe Potentiale sind im Flachland, an Küsten und auf hoher See), daher können zusätzliche Transportnetze zwischen Windparks und Lastzentren erforderlich sein,
- es kann zu erheblichen Geräuschemissionen kommen,
- vereiste Flügel führen zu Betriebseinschränkungen,
- Vögel und Fledermäuse können zu Schaden kommen (bzw. führen zu Betriebseinschränkungen).

Viele der Schwachpunkte existieren nicht für kleine Vertikalläufer-Windkraftanlagen im Leistungsbereich von einigen kW. Diese können zum Beispiel über Laderegler zusätzlich in eine Akkuanlage einspeisen.

Generell gilt jedoch, dass die Schwankungen der Windgeschwindigkeiten sinken je höher man über Grund ist. Daher steigen die Narbenhöhen laufend. Waren im Jahr 2000 noch Werte von etwa 90 m üblich, so sind es derzeit bis zu 160 m.

Abbildung 7-1 zeigt die normierte Dauerlinie der Windkraftherzeugung in Deutschland. Bei dieser Darstellung werden die einzelnen stündlichen Produktionswerte der Größe nach geordnet (der zeitliche Zusammenhang geht dabei verloren) anschließend werden die Produktionswerte durch den jährlichen Maximalwert dividiert. Damit können die einzelnen Kalenderjahre gut miteinander verglichen werden.

Im Jahr 2009 lag die installierte Leistung von Windkraft in Deutschland bei knapp 26.000 MW (onshore), im Jahr 2015 lag dieser Wert bei über 41.000 MW, also fast doppelt so hoch. Dennoch hebt sich das Ende der Kurve nicht an, was so interpretiert werden kann, dass Windkraft auf einer Fläche von Deutschland nicht diversifiziert. Die Produktion von Windkraft liegt entsprechend den Kurven an etwa 2.500 Stunden im Jahr unter 10%, dies entspricht einem Zeitraum von mehr als drei Monaten. Die minimale Leistung (rechtes Ende der Dauerlinie) liegt etwa bei 3% des Jahresmaximalwertes.

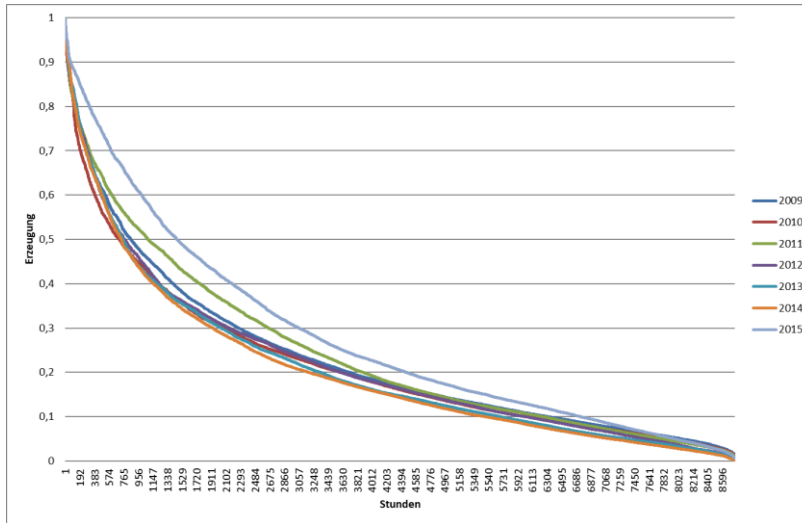


Abbildung 7-1: Normierte Dauerlinien von Windkrafterzeugung in Deutschland [Quelle: Autor]

In Österreich liegt die Anzahl der Volllaststunden bei Windkraft an guten Standorten bei etwa 2200 Stunden.

Die Energierücklaufzeit beträgt bei Windkraftanlagen liegt nach konservativen Schätzungen deutlich unter einem Jahr.

7.1.4. Kleinwasserkraft

Ähnlich wie bei der Windkraft ist die Kleinwasserkraft an die örtlichen Potentiale (Fließgewässer) gebunden. Es ist jedoch zu beachten, dass an günstigen Orten Teile der Wassermengen einfach (und ohne einen großen Staudamm!) entnommen werden können. Dabei sind Leistungen im Bereich von bis zu 100 kW und mehr einfach möglich. Interessant ist diese Möglichkeit auch deshalb, weil diese Leistung (wenn man dafür nur einen Teil des verfügbaren Wassers braucht) praktisch das ganze Jahr über zur Verfügung steht.

7.1.5. Brennstoffzellen

Es gibt verschiedene Typen von Brennstoffzellen. Viele können mit Wasserstoff betrieben werden, es gibt aber auch Typen die Methan (Erds) oder Methanol verwenden. Als Kathodengas wird immer Sauerstoff eingesetzt. Die Wirkungsgrade liegen bei 40 bis 70% und damit deutlich über denjenigen herkömmlicher Motoren.

Wie auch bei den Motoren wird neben Strom auch eine erhebliche Menge an Wärme „produziert“, die genutzt werden sollte, um den Wirkungsgrad und den Nutzungsgrad zu erhöhen.

Brennstoffzellen sind besonders für den gleichförmigen Einsatz geeignet (stabiler Beitrag zur Akkuladung). Laufende Lastwechsel verringern die Lebensdauer der Membran spürbar.

Die meisten derzeit verfügbaren handelsüblichen Brennstoffzellen sind auf etwa 100 kW Nennleistung begrenzt.

7.2. Energiespeicherung

7.2.1. Auswahlkriterien für Energiespeichersysteme

Auswahlkriterien für Energiespeichersysteme sind z.B.:

- Speicherkapazität - Welche Energiemenge kann insgesamt gespeichert werden?
- Energiedichte - Wie viel Energie kann pro Massen- bzw. Volumeneinheit gespeichert werden?
- Reaktionszeit - Wie schnell steht die gespeicherte Energie zur Verfügung?
- Zyklenfestigkeit - Wie oft kann Ein- und Ausspeicherung wiederholt werden?

- Kosten für Bau und Betrieb - Welche Kosten entstehen für Bau und Betrieb? (und damit pro gespeicherter Energieeinheit)
- Wirkungsgrad - Welche (Umwandlungs-)Verluste treten auf?
- Speicherdauer - Über welche Zeiträume soll die Energie gespeichert werden?

7.2.2. Akkumulatoren (Elektrochemische Energie)

Die Wirkungsgrade von Akkumulatoren liegen derzeit zwischen 85 und 95% je nach Technologie, Bauweise und Größe.

An dieser Stelle soll zunächst nur auf zwei sehr populäre Akkutypen eingegangen werden.

Bleiakkumulatoren sind zwar eine alte Technik, werden aber dennoch immer weiterentwickelt. Blei-Akkus haben die Eigenschaft, dass sie „gerne voll“ sind. Damit sind sie die idealen Stromquellen, wenn es um stand-by-Funktionen geht.

Dabei ist zu beachten, dass Blei-Akkus schwerer sind als andere Akkus und die Energiedichte tendenziell geringer ist. Der Schwankungsbereich der Klemmenspannung in Abhängigkeit des Ladezustandes ist eher groß. Ihre Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur und ihre spezifischen Anschaffungskosten sind geringer als jene von Lithium-Ionen-Akkus.

Lithium-Ionen-Akkus bewegen sich gerne in einem Betriebsbereich zwischen 20 und 80%. Sie sind daher das Mittel der Wahl, wenn z.B. Solarenergie vom Tag in die Nacht verlagert werden soll (also tägliche Zyklen zu erwarten sind).

Sie sind kompakter, haben eine höhere Energiedichte und einen geringeren Schwankungsbereich der Klemmenspannung in Abhängigkeit des Ladezustandes im Vergleich zu Blei-Akkus.

Die Kosten für Lithium-Ionen-Akkus liegen derzeit im Bereich von 9.000 € für einen Speicher mit 4 kW Leistung und 12 kWh Speicherkapazität. Für ein Einfamilienhaus ist dies eine eher große Anlage. Eine Wirtschaftlichkeit (break even) ist frühestens nach 10 Jahren zu erwarten.

Ausführliche Informationen zu Akkumulatoren findet man unter [7-1, Seite 39].

Akkutyp/ Energiespeicher	Energiedichte pro Liter	Energiedichte pro kg
Bleiakkumulatoren	40 - 80 Wh pro Liter	20 - 40 Wh pro kg
Lithium-Ionen-Akku	120 - 180 Wh pro Liter	100 - 180 Wh pro kg
Graphen-Popcorn-Akku	~ 260 Wh pro Liter	~ 360 Wh pro kg
Vanadium-Redox-Akku	15 - 25 Wh pro Liter	~ 35 Wh pro kg
Bromid-Redox-Akku	25 - 50 Wh pro Liter	~ 100 Wh pro kg
Liquid Organic Hydrogen Carrier	~ 1.900 Wh pro Liter	~ 2.000 Wh pro kg
Dieselmkraftstoff	~ 10.000 Wh pro Liter	~ 12.000 Wh pro kg
Methan	~ 8,8 Wh pro Liter	~ 13.900 Wh pro kg
Wasserstoff	~ 3 Wh pro Liter	~ 33.300 Wh pro kg
Wasserstoff 200 bar	~ 530 Wh pro Liter	~ 33.300 Wh pro kg
Wasserstoff 700 bar	~ 1.850 Wh pro Liter	~ 33.300 Wh pro kg

Abbildung 7-2: Energiedichte von Akkumulatoren [7-3], [7-4], [7-5]

Technologischer Ausblick

Graphen-Popcorn [7-2]

Der herkömmliche Akku, wie er heutzutage beispielsweise in einem Smartphone verbaut ist, basiert auf Lithium-Ionen-Technologie. Dabei ist die Grenze, was die Speicherkapazität betrifft aber oft schnell erreicht. Beim Einsatz in Lithium-Ionen-Akkus können Graphen die Energiedichte um 45% erhöhen, gleichzeitig kann der Akku in nur 12 Minuten voll aufgeladen werden. Graphen gilt schon seit Längerem als Allzweckwaffe für Technologien, konkrete Anwendungen dafür gibt es bisher aber noch nicht. Der Stoff besteht aus nur einer einzigen Schicht aus Kohlenstoffatomen, ist dafür aber bis zu 300 mal fester als Stahl und sogar härter als Diamant – dennoch flexibler und leitfähiger als Kupfer. Der Stoff Siliziumdioxid – aus dem Graphen synthetisiert wird – ist übrigens kostengünstiger als Lithium-Ionen-Material, ein weiterer Vorteil gegenüber der Technik aus den 90er-Jahren.

Redox-Flow- Akkus [7-3]

Redox-Flow-Akkus - auch FlüssigAkku, FlussAkku oder Nasszelle genannt - basieren auf einem flüssigen elektrochemischen Speicher. Dieser besteht aus einem Elektrolyt (häufig Vanadium), der in Tanks in unterschiedlichen Oxidationsstufen gespeichert wird. Der Strom wird ähnlich wie bei der Brennstoffzelle an einer Membran produziert. Die Größe der Membran bestimmt die Leistung (kW), die Energie (kWh) hängt von der Tankgröße ab - der Menge an eingesetzter Flüssigkeit. Energie und Leistung können beim Redox-Flow-Akku somit unabhängig voneinander skaliert werden.

Redox-Flow-Akkus benötigen zur Herstellung keine seltenen Rohstoffe wie z. B. Lithium. Das Vanadium für den gängigen Vanadium-Akkumulator gehört zu einem der häufigsten vorkommenden Elemente.

Redox-Flow-Akkus sind feuersicher, weil ein „thermal runaway“, also eine unkontrollierte Erhitzung, ausgeschlossen werden kann.

Zudem sind sie weniger giftig und auch ein Recycling ist im Gegensatz zu Lithium-Ionen-Akkus kein Problem.

Aufgrund einer geringen Energiedichte sind die Akkus groß und schwer und für Elektronikgeräte oder Elektroautos eher ungeeignet.

Vorteile von Redox-Flow-Akkus sind:

- Leistungen in Höhe mehrerer Megawatt sind möglich,
- der Akku besitzt einen extrem hohen Wirkungsgrad,
- Selbstentladungen können aufgrund des speziellen Aufbaus fast komplett vermieden werden, da hier das Elektrodenmaterial nicht selbst mit den Elektrolyten chemisch reagiert, kann auch keine ungewollte Entladung stattfinden,
- Memory-Effekte treten bei Redox-Flow-Akkus generell nicht auf,
- es sind mehr als 10.000 Ladezyklen möglich, die dann Lebensdauern von 20 Jahren und mehr ermöglichen.

Schwachstellen von Redox-Flow-Akkus sind:

- Redox-Flow-Akkus wiegen im Gegensatz zu Lithium-Ionen-Akkus wesentlich mehr und müssen daher auch anders installiert bzw. montiert werden,
- der Einsatz bei tiefen Temperaturen ist einsatzbezogen im Detail zu prüfen,
- zum anderen ist die Energiedichte relativ gering.

7.2.3. Schwunghmassenenergiespeicher (Kinetische Energie)

Schwunghmassenspeicherung ist eine Methode der mechanischen Energiespeicherung, bei der ein Schwungrad (in diesem Zusammenhang auch „Rotor“ genannt) auf eine hohe Drehzahl beschleunigt und Energie als Rotationsenergie gespeichert wird. Die Energie wird zurückgewonnen, indem der Rotor induktiv an einen elektrischen Generator gekoppelt und dadurch abgebremst wird.

Benutzt werden sie meist zum Ausgleich von Spitzenlasten, Glätten von Leistungsspitzen, Rekuperation bei Elektrofahrzeugen und auch als Anlage zur unterbrechungsfreien Stromversorgung in Krankenhäusern und Industrieanlagen. [7-6]

Vorteile von Schwungmassespeicherung sind:

- kurze Zugriffszeiten,
- hohe Energiedichte,
- wartungsarm,
- temperaturunempfindlich,
- mögliche Tiefentladung,
- ein guter Wirkungsgrad als Kurzzeitspeicher für die Energiespeicherung im Sekunden- bis Minutenbereich (Be- und Entladung mit Wirkungsgrad 90 %) und
- eine hohe Zyklenanzahl.

Schwachpunkte von Schwungmassespeicherung sind:

- die Selbstentladung (3–20 % pro Stunde), die durch Luftreibung und Verluste des Lagers entstehen. Durch eine magnetische Lagerung, Betrieb des Schwungrades in einem evakuierten Gehäuse sowie ggf. weitere Maßnahmen können die Verluste minimiert werden.
- das hohe Gewicht, für die Speicherung von nur 1 kWh werden in diesem Beispiel etwa 600 kg Schwungradmasse benötigt.

Bei dynamischen Anlagen werden die Schwungmassen oft direkt auf der Welle integriert. Bei statischen Anlagen speisen sie meist in den Gleichstromzwischenkreis der Anlage.

Kurzzeitig kann bei diesen Speichern eine sehr hohe Leistung abgerufen werden. Geräte mit 50 kW und mehr stehen als Standardprodukte zur Verfügung (im Labor wurden bereits Werte bis zu 150 MW erreicht). Der verfügbare Speicherinhalt ist beispielsweise bei kleinen handelsüblichen Geräten 100 kJ (das sind etwa 0,03 kWh), bei einem Gewicht von 18 kg. Die 50 kW Nennleistung stehen dabei etwa 2 Sekunden zur Verfügung.

7.2.4. Gas- / Wasserstoffspeicher (Chemische Energie)

Zur elektrischen Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff werden typischerweise Elektrolyseure eingesetzt. Diese haben derzeit einen Wirkungsgrad von rund 80%.

Die Wasserstoffspeicherung kann heute grundsätzlich in gasförmigem oder flüssigem Zustand aber auch in chemisch gebundener Form, z. B. mittels Metallhydriden oder Thermal-Öl erfolgen. Wasserstoff ist unter Umgebungsbedingungen gasförmig, stellt das leichteste Element im Periodensystem dar und hat eine sehr geringe volumetrische Energiedichte. In Abbildung 7-3 ist die Energiedichte grafisch dargestellt und es ist zu erkennen, dass die volumetrische und gravimetrische Energiedichte der verschiedenen Energieträger stark variieren.

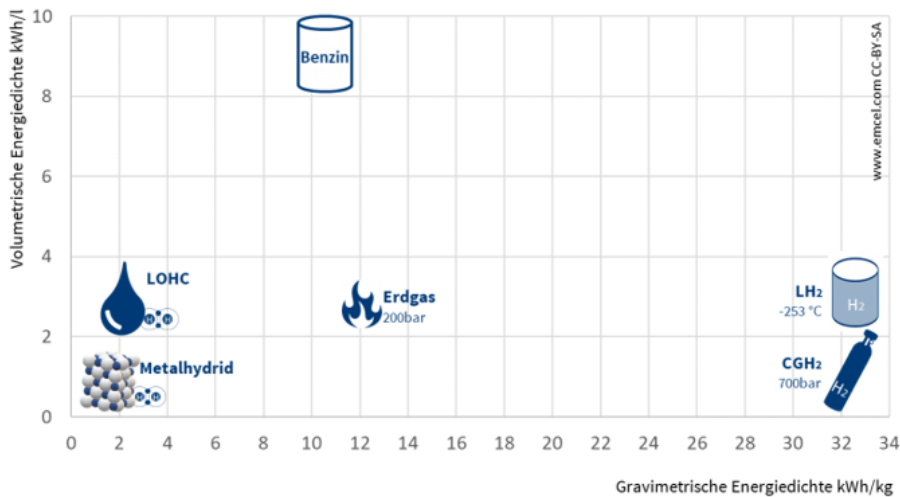


Abbildung 7-3: Energiedichte von Akkumulatoren [7-7]

Jede der folgenden Varianten der Wasserstoffspeicherung hat ihre Berechtigung. Entscheidend bei der Auswahl der Speichertechnologie ist der spezielle Anwendungsfall (z. B. stationär, mobil, gespeicherte Menge Wasserstoff usw.).

Wasserstoffspeicherung gasförmig (CGH2) [7-7]

Gasförmiger Wasserstoff lässt sich nach dem Verdichten bei hohem Druck in einem Tank speichern. Im Verkehr hat sich beispielsweise ein Druckniveau von 350 bar für Nutzfahrzeuge und 700 bar für PKW durchgesetzt. Bei 700 bar beträgt die Dichte ca. 40 kg/m³ (24 kg/m³ bei 350 bar). Der Hochdruckspeicher bietet für kleine Speichermengen eine günstige Lösung und wird daher vor allem in mobilen Anwendungen wie in PKW und Nutzfahrzeugen eingesetzt.

Der Energieaufwand für die Komprimierung auf 700 bar beträgt ca. 12 % des Energieinhaltes des Wasserstoffs. [7-5]

Wasserstoffspeicherung flüssig (LH2) [7-7]

Eine Alternative stellt die Verflüssigung von Wasserstoff dar. In diesem Zustand besitzt LH2 zwar eine wesentlich höhere Dichte 71 kg/m³, muss aber im flüssigen Zustand bei –253 °C gespeichert werden. Solche Speicher sind günstiger für größere Speichermengen und werden daher häufig beim Transport von H₂ über weite Strecken eingesetzt. Der Nachteil ist das Abdampfen des H₂, welches durch Erwärmung hervorgerufen wird.

Der Energieaufwand beträgt für die Verflüssigung je nach Menge und angewandter Methode 28...46 %, zu beachten ist ein boil-off (Verdampfungsverluste) von bis zu 3 % pro Tag. [7-5]

Wasserstoffspeicherung mittels Metallhydrid [7-7]

Metallhydride absorbieren gasförmigen Wasserstoff. Beim Kontakt des Wasserstoffgases mit der Feststoffoberfläche der Speichermaterialien zerfallen die Wasserstoffmoleküle in atomaren Wasserstoff und dringen in das Material ein. Die Beladung und Entladung der Metallhydridspeicher erfolgt bei einem Druckniveau von ca. 30 – 60 bar. Der wesentliche Nachteil ist, dass diese Speichersysteme im Verhältnis zum aufgenommenen H₂-Gehalt relativ schwer sind. Sie werden für Spezialanwendungen (Kleinstspeicher, U-Boot) genutzt.

Wasserstoffspeicherung mittels LOHC [7-7] [7-8]

Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) speichern den Wasserstoff in einem flüssigen Trägermedium. Ein Liter eines solchen Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) nimmt etwa 660 l Wasserstoff auf, der nun unter Normaldruck und -temperatur verlustfrei gespeichert werden kann. LOHC lassen sich wie Diesel mit herkömmlicher Tank- und Pipelinelogistik transportieren. Diese Technologie eignet sich besonders für die Speicherung und den Transport von großen Wasserstoffmengen.

Dibenzyltoluol heißt der Stoff, der in der Industrie als Wärmeträger verbreitet ist. Die gelbliche Flüssigkeit ist daher in großer Menge und vergleichsweise günstig verfügbar. Sie ist toxikologisch unbedenklich und kann in einem Temperaturspektrum von -34 °C bis 390 °C verwendet werden. Damit hat Dibenzyltoluol viele Vorteile gegenüber N-Ethyl-Carbazol, das bisher als Erfolg versprechender LOHC gehandelt wurde.

Mit einer Energiedichte von 2,05 kWh/kg hat Perhydro-Dibenzyltoluol, also das mit Wasserstoff angereicherte Dibenzyltoluol, eine 10- bis 15-fach höhere Speicherdichte als heute verfügbare Li-Ionen-Akkus.

In einem katalytischen Prozess wird zunächst der Wasserstoff direkt nach der Elektrolyse an das LOHC gebunden. Die Hydrierung benötigt keine zusätzliche Energie und ist exotherm, es entsteht also Abwärme. Das LOHC kann nun in einem Tank gespeichert / gelagert werden. Bei der Dehydrierung, also der Entladung des Trägerstoffes, muss die Wärme dem System dann wieder hinzugefügt werden. Das ist zugleich ein wichtiger Sicherheitsfaktor: Die Freisetzung von Wasserstoff bricht ab, sobald die Wärmezufuhr ausbleibt. Bei der richtigen Handhabung wird der Trägerstoff durch die Be- und Entladung nicht verbraucht.

Der Gesamtwirkungsgrad der Energiespeicherung in Form von LOHC liegt derzeit bei etwa 30 % bis 40 %. Die Energie geht allerdings ausschließlich bei der Elektrolyse, der Regasifizierung des Wasserstoff und der Rückverstromung des Wasserstoffs in einem Verbrennungsmotor oder einer Brennstoffzelle verloren.

Je nach Anwendung lässt sich die Effizienz eines Gesamtsystems, das LOHC einsetzt, deutlich steigern. Die bei der Hydrierung entstehende Wärme lässt sich zum Heizen verwenden. Die Abwärme, die bei der Rückverstromung etwa durch einen Verbrennungsmotor oder eine Brennstoffzelle entsteht, kann auch genutzt werden, um den Dehydrierungsprozess am Laufen zu halten.

7.2.5. Pumpspeicher (Potentielle Energie)

Pumpspeicherkraftwerke

Die Klassiker in diesem Bereich der Stromspeicherung sind Pumpspeicherkraftwerke, die Wasser in ein Oberbecken hochpumpen und dieses Wasser im Bedarfsfall unter Einsatz von Wasserturbinen wieder „verstromen“ (in elektrischen Strom umwandeln).

Hubspeicherkraftwerk [7-9]

Darüber hinaus gibt es Modellversuche ein Gewicht (einen Auflastkolben) in einem Stahlrohr zu heben (und zu senken) und dabei (potentielle) Energie einzuspeichern bzw. in der Folge bei Bedarf wieder zu verstromen. Der Powertower im zweiten Modellversuch ist 6 Meter hoch, hat einen Durchmesser von 2,30 Metern und wurde aus Schwerbetonfertigteilen, mit innenliegender Pumpturbine errichtet. Das Zylinderrohr besteht hier aus glasfaserverstärktem Kunststoff.

Abschätzung der möglichen Speicherenergie:

Auflastkolben aus Stahl Durchmesser 2,3m mit einem Gewicht von 10t, nutzbare Höhe h 5m

$$E_{sp} = m * g * h = 10.000 * 9,81 * 5 / 3.600.000 = 1.000.000Ws / 3.600.000 = 0,136 kWh$$

7.3. Stromerzeugung / Energieumwandlung

7.3.1. Synchrongeneratoren

Synchrongeneratoren sind die am häufigsten eingesetzten (Dreh-)stromgeneratoren. Dies liegt vor allem an ihrer guten Regelbarkeit sowohl für Wirk- als auch für Blindleistung.

Moderne getriebelose (offshore) Windkraftanlagen setzen erfolgreich permanenterrechte Synchrongeneratoren ein. Durch den Ersatz der Erregerwicklung durch einen Permanentmagneten entsteht ein wartungsarmer (keine Schleifringe) und günstiger Aufbau (ähnlich einem Asynchronmotor mit Käfigläufer). Bei dieser Variante gehen allerdings die Blindleistungsregelfähig-

keiten der Synchronmaschine verloren und im Kurzschlussfall kann die Stabilität der Maschine nicht mit einer Stoßerregung verbessert werden.

Bei einer Synchronmaschine laufen das Drehfeld der Ständerwicklung und der Rotor immer gleich schnell mit der Synchronfrequenz. Die Synchronfrequenz für eine 4-polige Maschine (zwei Polpaare) ist definiert als Synchronfrequenz $f_s = 60 \cdot \text{Nennfrequenz } f_N / \text{Polpaarzahl } p = 60 \cdot 50 / 2 = 1.500 \text{ min}^{-1}$

Das Ersatzschaltbild einer Vollpolmaschine zeigt Abbildung 7-4.

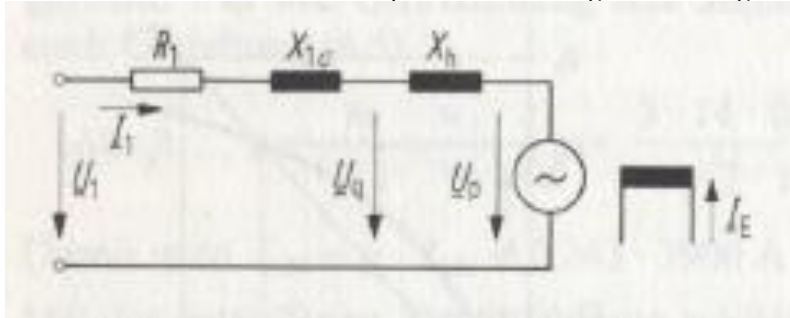


Abb. 7-4: Ersatzschaltbild der Vollpolmaschine [5-3, Seite 268] (Grafik: Fischer)

Je höher die Belastung der Synchronmaschine ist umso größer wird der Polradwinkel. Der Polradwinkel ist der Winkel zwischen dem Polradspannungsvektor \underline{U}_p und dem Klemmenspannungsvektor \underline{U}_1 . Abbildung 7-5 zeigt diesen Zusammenhang. Wird die Synchronmaschine über den Maximalpunkt hinaus belastet so kippt sie (sie fällt außer Tritt) und wird instabil. Dies ist unter allen Umständen zu vermeiden, die Maschine kann dadurch beschädigt werden.

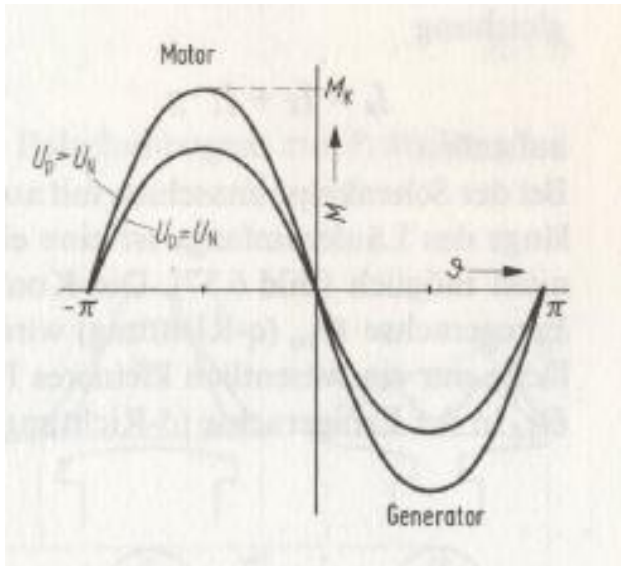


Abb. 7-5: Abhängigkeit des Drehmoments der Vollpolmaschine vom Erregerstrom und Polradwinkel [5-3, Seite 281] (Grafik: Fischer)

Aufgrund der Charakteristik der Synchronmaschine steigt bei kapazitiver Belastung (die Synchronmaschine nimmt Blindleistung auf) die Klemmenspannung U_1 (in Abbildung 7-6 fälschlich als U bezeichnet) bei konstantem Erregerstrom an. Bei induktiver Belastung fällt die Klemmenspannung ohne Nachstellung des Erregerstromes deutlich ab.

Um die Klemmenspannung annähernd konstant zu halten wird der Erregerstrom entsprechend der Regulierkennlinien nachgestellt (Spannungsregelung).

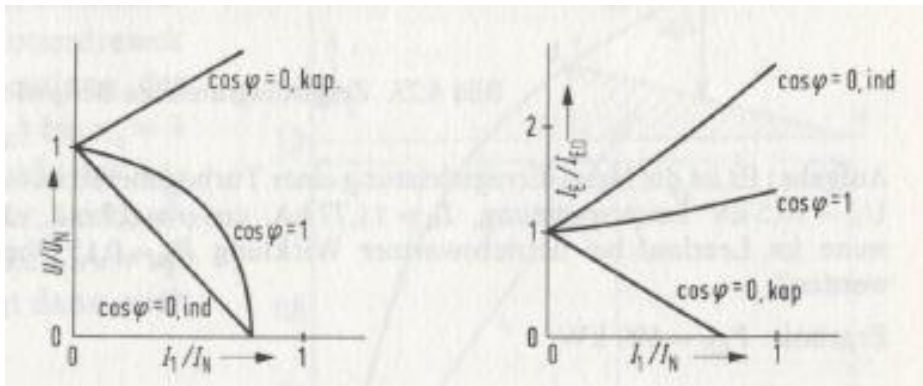


Abb. 7-6: Belastungskennlinien (links) und Regulierkennlinien (rechts) der Synchronmaschine im Inselbetrieb für einen konstanten Erregerstrom bzw. bei konstanter Klemmenspannung [5-3, Seite 269] (Grafik: Fischer)

Die große Flexibilität von Synchronmaschinen wird im sogenannten V-Diagramm besonders klar sichtbar. Abbildung 7-7 zeigt diese V-Kurven (P_1 ist in der Grafik fälschlich als P_2 bezeichnet).

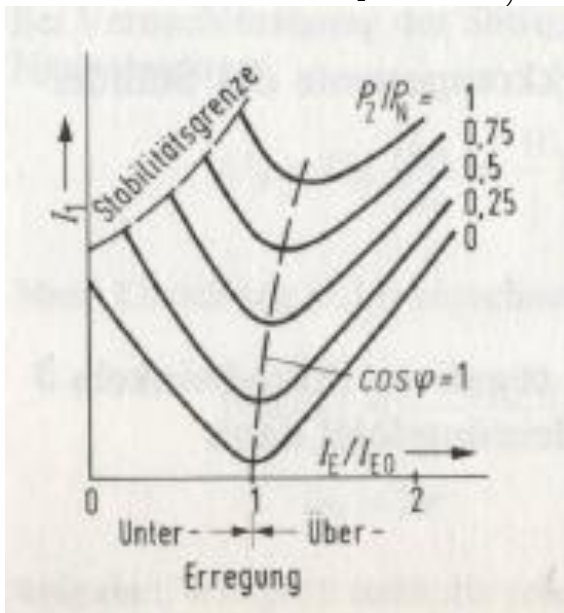


Abb. 7-7: Abhängigkeit des Drehmoments der Vollpolmaschine vom Erregerstrom und Polradwinkel [5-3, Seite 279] (Grafik: Fischer)

Die Stabilitätsgrenze ergibt sich durch den Umstand, dass bei Aufnahme von Blindleistung (bei kapazitiven Lasten) der Erregerstrom immer weiter reduziert wird und an einem Punkt die magnetische Verbindung zwischen Ständerdrehfeld und Erregerfeld abreißt.

In der Literatur findet man immer wieder einen Reservefaktor bei der Dimensionierung von etwa 25% (benötigte elektrische Leistung mal 1,25). Dies ist einerseits einem besseren dynamischen Verhalten (Spannungsregelung) geschuldet und darüber hinaus sind die Statorverluste bei einem niedrigeren Betriebspunkt geringer.

7.3.2. Asynchrongeneratoren

Asynchronmaschinen, besonders in der Ausführung als Käfigläufer werden ob ihres sehr einfachen Aufbaues und der damit verbundenen Robustheit sehr geschätzt. Als Generator kommen sie vor allem bei kleinen Aggregaten und bei (älteren bzw. kleinen) Windkraftanlagen zum Einsatz. Dabei ist vor allem zu beachten, dass Asynchrongeneratoren als Käfigläufer gar nicht und als Schleifringläufer (und dann sind sie nicht mehr so einfach) nur schwer regelbar sind. Dazu kommt, dass sie immer Blindleistung beziehen (sie sind und bleiben eine induktive Last!).

Als Generator werden Asynchronmaschinen wie in Abbildung 7-8 dargestellt mit einer Kondensatorbatterie kombiniert. Da der Blindleistungsbedarf über den Betriebsbereich nicht konstant ist werden sie mit Sättigungsdröseln kombiniert, der Effekt aus dieser Kombination wird in Abbildung 7-9 gezeigt.

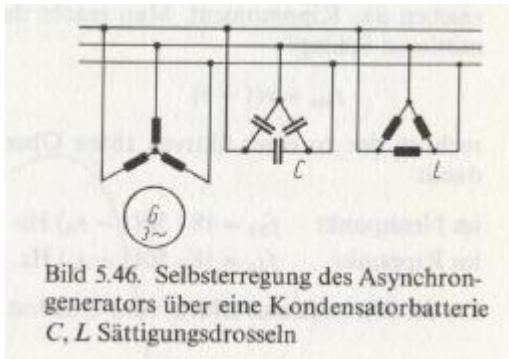


Abb. 7-8: Selbsterregung des Asynchronengenerators [5-3, Seite 212] (Grafik: Fischer)

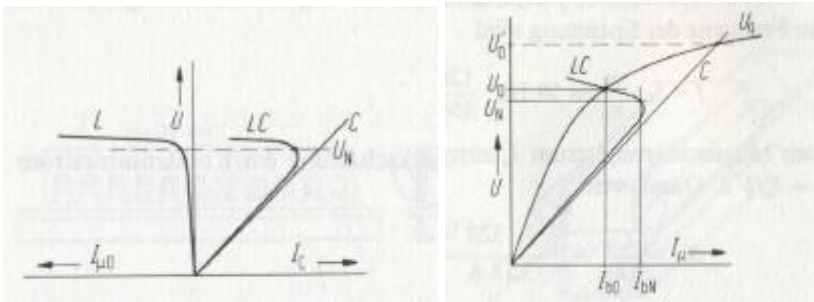


Abb. 7-9: Selbsterregung des Asynchronengenerators [5-3, Seite 213] (Grafik: Fischer)

Asynchronengeneratoren sind aus diesem Grund nur für die Versorgung von ohmschen Verbrauchern sinnvoll einzusetzen.

7.3.3. Wechselrichter

Neben den bereits bei den Verbrauchern beschriebenen Gleichrichtern, die Wechselstrom in Gleichstrom umwandeln gibt es auch Schaltungen in der Leistungselektronik die Gleichstrom in Wechselstrom umwandeln. Wechselrichter können als Voltage Regulated Inverter (VRI) oder als Current Regulated Inverter (CRI) realisiert werden [7-10, Seite 15].

Erneuerbare Erzeuger werden üblicherweise über einen VRI-Wechselrichter mit dem Netz verbunden. Diese sogenannten Wechselrichter werden in zwei grundsätzlich verschiedene Gruppen eingeteilt:

Selbstgeführte Wechselrichter, auch Inselwechselrichter, verwenden elektronische Ventile (Transistoren), zum Beispiel IGBTs. Sie dienen der Umwandlung von Gleichspannung in Wechselspannung, als Nebenfall ist auch der umgekehrte Weg möglich. Da die Ventile mit einem vom Wechselrichter selbst erzeugten Takt an- und ausgeschaltet werden können, ist keine Referenz vom Netz nötig. Selbst geführte Wechselrichter können damit zur Erzeugung einer Wechselspannung unabhängig vom Stromnetz dienen und ein sogenanntes **Inselnetz aufbauen**. [7-11]

Fremd- oder **netzgeführte Wechselrichter** verwenden meist ebenfalls IGBTs, aber auch Thyristoren oder Triacs. Sie benötigen zur Funktion eine feste Wechselspannung im Netz und **beziehen sogenannte Kommutierungsblindleistung**. Sie dienen dazu, Energie von der Gleichspannungsseite in das Wechselstromnetz einzuspeisen, die umgekehrte Richtung ist oft ebenso möglich. Dieser Typ verfügt über eine Abschaltung der Anlage bei Netzstörungen. So wird Überspannung oder Spannung in abgeschalteten Netz-Abschnitten vermieden. Dies wird in der VDE-Norm 0126 geregelt (siehe dort Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen). Anwendung finden diese Wechselrichter bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie Brennstoffzellen, wenn diese direkt in ein Netz einspeisen.

Transistoren ermöglichen Schaltfrequenzen von bis zu einigen 10 kHz und arbeiten dann im Chopperbetrieb. Dies wird auch als Unterschwingungsverfahren bezeichnet: Mit den als Schaltelemente verwendeten Transistoren (meist IGBT) wird durch Pulsweitenmodulation (PWM) im Chopperbetrieb eine Sinus-Wechselspannung aus kurzen Pulsen hoher Frequenz nachgebildet (Sinus-Wechselrichter). Die Transistoren polen die Gleichspannung periodisch um. Der Mittelwert der hochfrequenten, pulsweitenmodulierten Schaltfrequenz ist die Ausgangs-Wechselspannung. Man setzt also die Ausgangswechselspannung aus kleinen, unterschiedlich breiten Impulsen zusammen und nähert so den netzüblichen sinusförmigen Spannungsverlauf an. Zur Glättung der PWM dienen Drosseln, die jedoch viel kleiner sind als solche, die für die Glättung der Ausgangswechselspannung früherer Wechselrichter erforderlich waren. Bei Motoren kann auf eine Drossel ganz verzichtet werden.

Der Notwendigkeit, für Millisekunden einen ca. zehnmal so hohen Anlaufstrom zu benötigen, tragen höherwertige Wechselrichtermodelle Rechnung. Sie vertragen kurzzeitig eine dreimal so hohe Last wie ihre angegebene Dauer-Nennleistung. Achtung! Diese Eigenschaft ist im Einzelfall zu prüfen.

Wechselrichter steuern jeden Phasenausgang einzeln und können daher wesentlich besser mit unsymmetrischen Lasten umgehen als dies bei Synchrongeneratoren der Fall ist.

Da auch Wechselrichter Netzzrückwirkungen haben ist sicherzustellen, dass diese die üblichen Grenzen nicht überschreiten. In [7-12, Seite 11] wird dazu gefordert:

Emissionen, die zu einer Änderung der Merkmale der Versorgungsspannung führen (z.B. Oberschwingungen, Spannungsänderungen, Flicker, Spannungseinsenkungen und Spannungsanhebungen, transiente Überspannungen), die durch den Betrieb der Erzeugungsanlage hervorgerufen werden, dürfen die in der TOR Hauptabschnitt D2 festgelegten Grenzwerte, jeweils in der geltenden Fassung, nicht überschreiten.

USV Anlagen oder auch Frequenzumrichter können je nach Bauweise erhebliche Rückwirkungen auf den Generator einer kombinierten NEA haben. Diese Rückwirkungen (Oberschwingungen) können so stark sein, dass es zum Ausfall oder gar zur Beschädigung der NEA kommen kann. Technische Details bzw. Lösungsansätze sind bei der Anlagenkonzeption zu erarbeiten.

8. Regeln für den Systementwurf von (Notstrom-) Inselnetzen

8.1. Allgemeines zum Systementwurf

In diesem Kapitel sollen die Aspekte diskutiert werden, die bei der Planung eines Stromversorgungssystems berücksichtigt werden sollten. Generell ist die Vorgangsweise, wie sie in [8-1, Seite 10] empfohlen wird sinnvoll.

Auch die dort unter dem Kapitel Systembetrieb beschriebenen Aspekte sind natürlich in der Planung zu bedenken.

Die Ergebnisse des Systementwurfes werden im Anlagenplan und im Inselnetzschutzplan dokumentiert. In Fällen von Inselnetzen kann als Anhalt der Systemschutzplan der APG dienen [8-2].

Beim Betrieb elektrischer Anlagen sind eine Reihe von Vorschriften zu beachten, die es bereits in der Planungsphase zu berücksichtigen gilt!, siehe dazu Kapitel Vorschriften.

8.2. Akzeptable Versorgungsunterbrechung

Ausgangspunkt ist die Frage, ob alle Verbraucher im Netz immer und zu jeder Zeit versorgt werden müssen. Mit geringen Einschränkungen ist die Antwort vermutlich nein.

Daher beginnt die Planung für die Eigenversorgung mit einer Abschätzung der zulässigen Versorgungslücke. Die systematische Grundlage dafür ist eine „Business Impact“-Analyse Stromausfall. Das Ergebnis sollte es erlauben die folgenden Fragen zu beantworten:

- (1) Welche Verbraucher mit welchen Charakteristiken und mit welchem Leistungsbedarf sollen notstromversorgt werden?

- (2) Kann der betreffende Schaltkreis obwohl er notstromversorgt wird in einer Engpasssituation abgeschaltet (automatisch „abgeworfen“ bzw. manuell abgeschaltet) werden (ohne dass dabei Menschen zu Schaden kommen oder Maschinen zerstört werden)? (Teil des Inselnetzschutzplanes)
- (3) In welcher Form sind Versorgungsunterbrechungen beim Umschalten auf die Notstromversorgung „akzeptabel“ (Dauer)?
- (4) Wie lange muss eine Notstromversorgung aufrechterhalten werden? Im Fall Kritischer Infrastruktur wird üblicherweise mit 72 Stunden Durchhaldedauer ohne Anschlussversorgung geplant. Mit Anschlussversorgung ist dann der Durchhaltezeitraum durch die angelieferte Menge begrenzt.

Klassen von Versorgungsunterbrechungen können sein:

- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV und Netzersatzanlage – NEA),
- Unterbrechbare Stromversorgung <15 sec (automatisch zuschaltende NEA),
- Unterbrechbare Stromversorgung <3h (manuell schaltbare NEA) – diese Verbraucher sind evtl. Kandidaten für (automatische) Abschaltung bei Erzeugungsengpässen,
- Keine Stromversorgung zwingend notwendig

Da es im ÖBH nahezu alle Varianten von Verbrauchern gibt kommt diesem Punkt besondere Bedeutung zu. Man denke in Bezug auf Kritikalität an eine Radarstation und im Vergleich dazu an eine Truppenküche (siehe auch Militärstrategisches Konzept - MSK).

8.3. Anlagenkonzepte

Grundsätzlich werden statische und dynamische Anlagen unterschieden und natürlich gibt es jede erdenkliche Kombination der beiden Typen.

Statische Anlagen bestehen nur aus Teilanlagen, die keine rotierenden Elemente haben (Gleichrichter, Wechselrichter, Akkus).

Dynamische Anlagen bestehen aus rotierenden elektrischen Maschinen mit oder ohne Zusatzschwungrad und mit oder ohne Akku. Derartige Anlagen können in Verbindung mit einem Hubkolbenverbrennungsmotor für unbegrenzte Überbrückungszeiten und hohe Leistungen eingesetzt werden. Diese Anlagen haben den Vorteil, dass sie keine nennenswerten Rückwirkungen durch Oberwellen auf das speisende Netz ausüben.

Sie werden allerdings aus Kostengründen nur noch in Einzelfällen gebaut, da sie bei schlechtem Wirkungsgrad einen verhältnismäßig hohen Energieverbrauch haben, durch mechanischen Verschleiß spürbare Wartungskosten verursachen und der Raumbedarf durch die Anlagengröße hoch ist.

In der Praxis kommt es je nach Aufgabenstellung zu einer geeigneten Kombination dieser Baugruppen. Aufgrund der vielen verschiedenen Möglichkeiten der Energiebereitstellung gibt es auch eine hohe Anzahl an Realisierungsmöglichkeiten.

Versorgungsunterbrechung über 30 Sekunden hinaus zulässig (jedoch kleiner als 3 Stunden)

Ist eine Versorgungsunterbrechung über 30 Sekunden hinaus zulässig (jedoch kleiner als 3 Stunden), dann werden entweder „cold stand-by“ Konzepte mit manueller Umschaltung angewendet. Auch Dienstleistungsverträge (SLAs) mit Anbietern von mobilen Aggregaten (natürlich vorgetestet) sind denkbar. Ein Einspeisepunkt und ein Stellplatz für mobile Aggregate ist bei externen Dienstleistern ein wichtiges Planungsdetail.

Einen USV-Teil gibt es in diesen Konzepten jedenfalls nicht.

Abbildung 8-1 zeigt beispielhaft den Aufbau einer Anlage in der die Verbraucher in zwei Kategorien eingeteilt sind. Dabei wird zwischen

- notstromberechtigter Anlagenteil
- nicht notstromberechtigter Anlagenteil

unterschieden. Die Umschaltung (und der Start des Notstromaggregats) erfolgt in diesem Beispiel manuell. Da die Umschaltung manuell erfolgt ist mit

einer Unterbrechung von 10 Minuten und mehr in der Dienstzeit, und möglicherweise von Stunden (Verfügbarkeit eines Schaltberechtigten, Heranführen eines Aggregats, etc. speziell außerhalb der Normalarbeitszeit) zu rechnen.

Hinweis: Abbildung 8-1 ist nur als „Schema“ zu verstehen. **Um den Laststoß zu begrenzen müssen die notstromberechtigten Anlagenteile gruppenweise zugeschaltet werden** (und diese Schalter fehlen in Abbildung 8-1). Nehmen wir an, die Reserve liegt bei 25 % und das Aggregat kann Laststöße bis 25 % der Nennleistung ausregeln, dann könnten in diesem Beispiel (bei voller Ausnutzung des möglichen Laststoßes) drei Gruppen mit jeweils etwa 25% der Aggregatnennleistung zugeschaltet werden. Mit dieser Vorgangsweise bewegt man sich allerdings an der Obergrenze des möglichen (siehe auch Lastzuschaltprogramme weiter unten in diesem Kapitel). Kapazitive Verbraucher verschärfen dieses Thema noch weiter, denn die Kapazitäten haben beim Einschalten eine Wirkung, die einem temporären Kurzschluss ähnlich ist. Auch das Anlaufverhalten von Motoren ist eine Herausforderung.

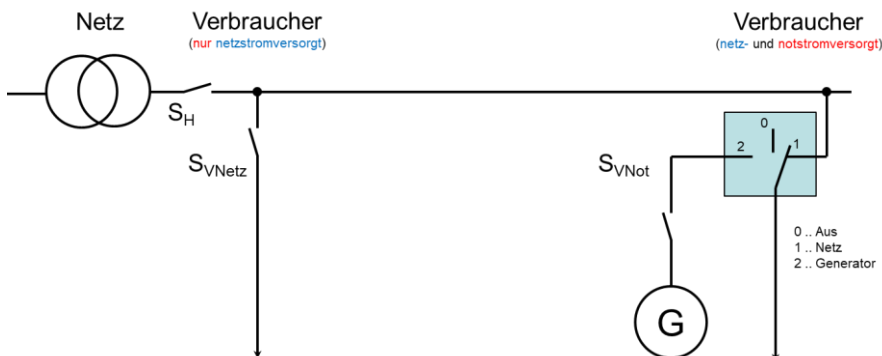
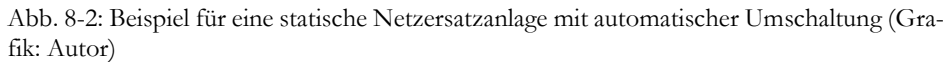


Abb. 8-1: Beispiel für eine dynamische Netzersatzanlage mit manueller Umschaltung (Grafik: Autor)

Versorgungsunterbrechung bis zu 15 Sekunden

Ist eine Versorgungsunterbrechung bis zu 15 Sekunden zulässig, dann werden „cold stand-by“ Konzepte angewendet. Dabei kommen sogenannte automatische Netzersatzanlagen (mit automatischer Start und Zuschaltvorrichtung) zum Einsatz.

Ein statisches Konzept beispielsweise mit Photovoltaik und Akku zeigt Abbildung 8-2. Im sogenannten Wechselrichter für die Photovoltaikanlage ist sowohl der Laderegler als auch der Wechselrichter und die Umschaltautomatik integriert (strichliert umrandet). Dieser sogenannte Wechselrichter kann sowohl netzgekoppelt netzgeführt betrieben werden als auch im Inselbetrieb selbstgeführt die Frequenz halten (inselbetriebsfähig). Ein zweiter Laderegler in Verbindung mit einem Einspeisepunkt für ein Aggregat ermöglicht eine zusätzliche Ladung des Akkus (in Dunkelphasen). Einen USV-Teil gibt es in diesen Konzepten nicht.



128

Unterbrechungsfrei Stromversorgung

Wird eine unterbrechungsfrei Stromversorgung gefordert, so ist eine Anordnung zu wählen, die für den unterbrechungsfrei zu versorgenden Teil der Anlage eine „hot stand-by“ Versorgung mit einem Akku oder einem Schwungrad in Verbindung mit einem Wechselrichter vorsieht. Abbildung 8-3 zeigt den Aufbau einer solchen Anlage schematisch. Dabei werden statische und dynamische Komponenten in diesem Fall gemischt. Die USV stellt sicher, dass es zu keiner Versorgungslücke kommt. Im Sinne der IEC 62040-3 ist dabei der Standard VFI (siehe [6-1, Seite 122]) einzuhalten. Da USV-Anlagen teuer sind, werden sie nur für die Versorgung unternehmenskritischer Geschäftsprozesse eingesetzt. Die typischen Einsatzgebiete sind Rechenzentren, Telefonanlagen, Lagezentren, Krisenreaktionszentren, Operationssäle, Kommunikationszentralen, Leitstände, Steuerungs- und Regelungssysteme u.ä.. Siehe dazu auch [8-1, Seite 14]. Um die USV Anlage „klein“ zu halten wird sie durch Netzersatzanlagen (NEA) ergänzt. Letztere übernehmen (wenn sie vorgewärmt sind) meist nach etwa 30 Sekunden automatisch und unterbrechungsfrei die Stromversorgung.

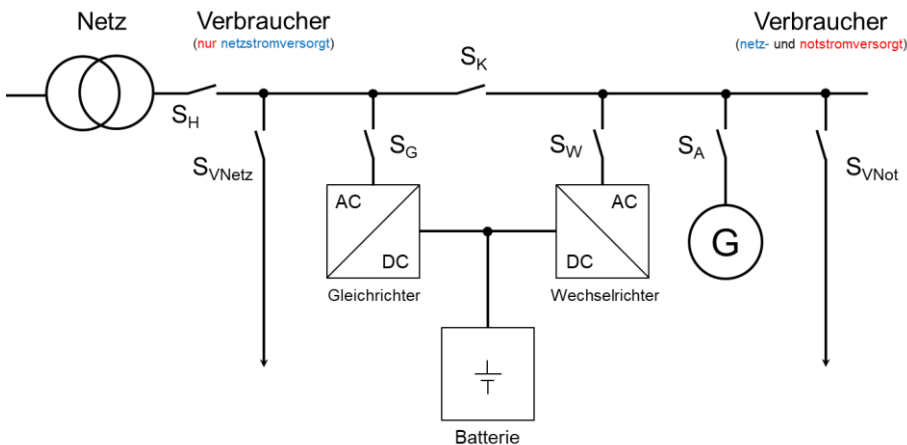


Abb. 8-3: Beispiel für eine Notstromversorgung bestehend aus USV und NEA (Grafik: Autor)

Abbildung 8-4 zeigt den „Normalbetrieb“ einer solchen (Not-)Stromversorgung. Dabei werden die nicht notstromversorgten Verbraucher (Schaltkreise) aus dem Verteilnetz versorgt. Der Akku wird bei Bedarf geladen, die im Fall der Fälle notstromversorgten Verbraucher (Schaltkreise) werden vom

Wechselrichter gespeist. Der Generator steht und wird vorgewärmt.

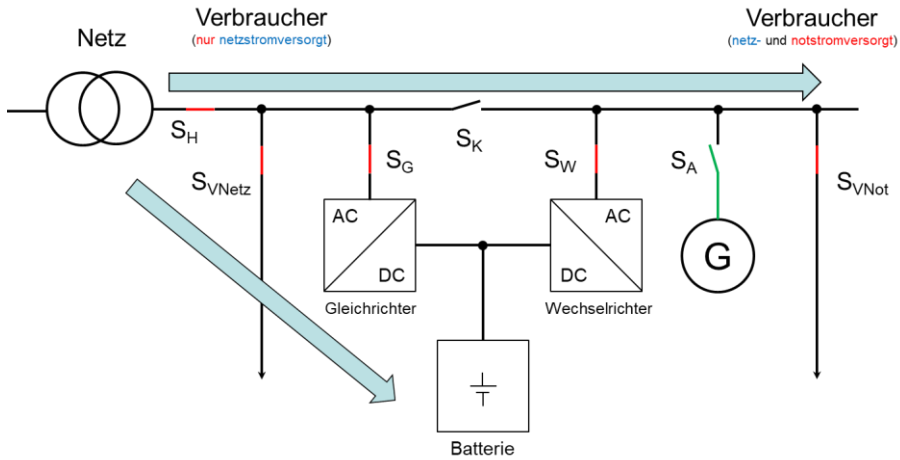


Abb. 8-4: Beispiel für den „Normalbetrieb“ der (Not-)Stromversorgung (Grafik: Autor)

Wenn die Elektronik und / oder der Akku gewartet werden muss oder ausfällt, so ist eine Schaltungsvariante nach Abbildung 8-5 möglich. Dabei wird der Kuppelschalter S_K geschlossen und alle Verbraucher werden aus dem Verteilnetz versorgt. Bei einem Netzausfall kommt es dann natürlich zu einem Totalausfall. Die Versorgung kann, wenn das Aggregat schwarzstartfähig ist jedoch nach einer kurzen Unterbrechung durch das Aggregat übernommen werden. Damit ergibt sich ein Schaltzustand nach Abbildung 8-5.

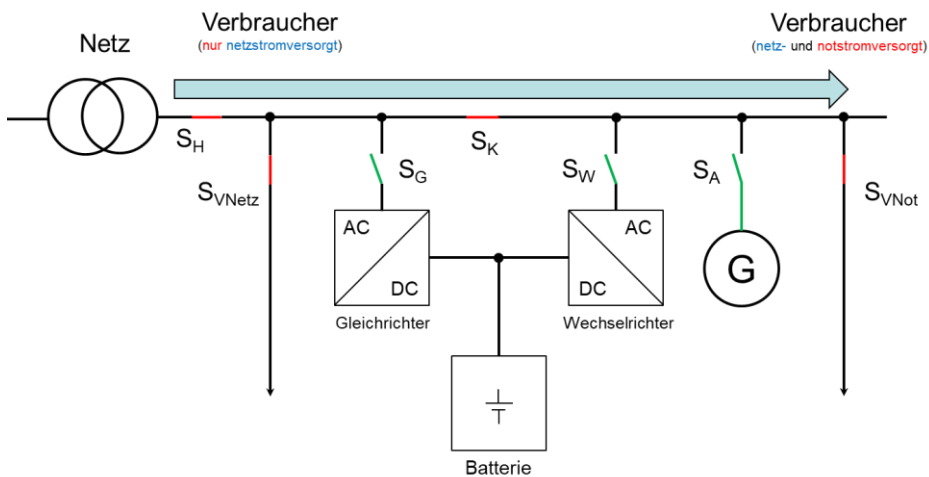


Abb. 8-5: Betrieb im Wartungsfall oder bei Ausfall der Elektronik (Grafik: Autor)

Bei Ausfall des Verteilnetzes startet das Aggregat (nach ein paar Sekunden um Fehlstarts zu vermeiden) und wird nach dem Hochlauf automatisch ans Notstromnetz synchronisiert. Nach der Lastübernahme wird der Wechselrichter abgeschaltet. Auch in diesem Fall ergibt sich ein Schaltzustand wie in Abbildung 8-6 dargestellt, jedoch sind die netzseitigen Schalter S_H und $S_{V\text{Netz}}$ offen.

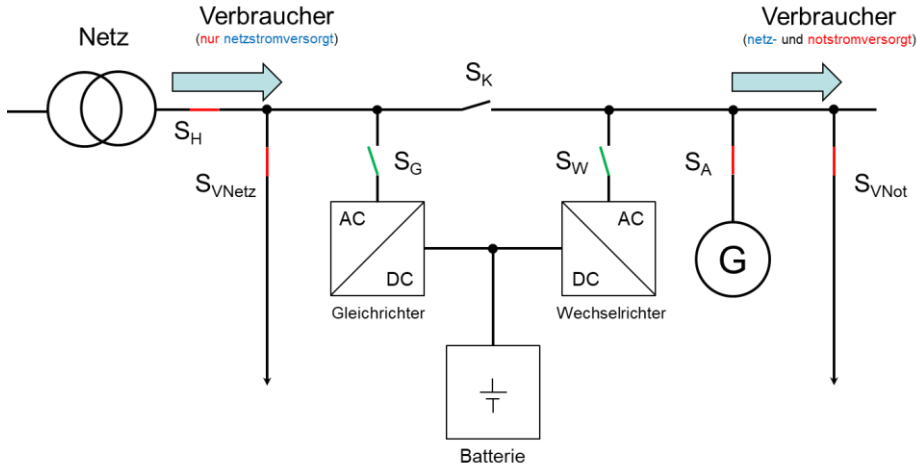


Abb. 8-6: Notstromversorgung bestehend aus USV und NEA (Grafik: Autor)

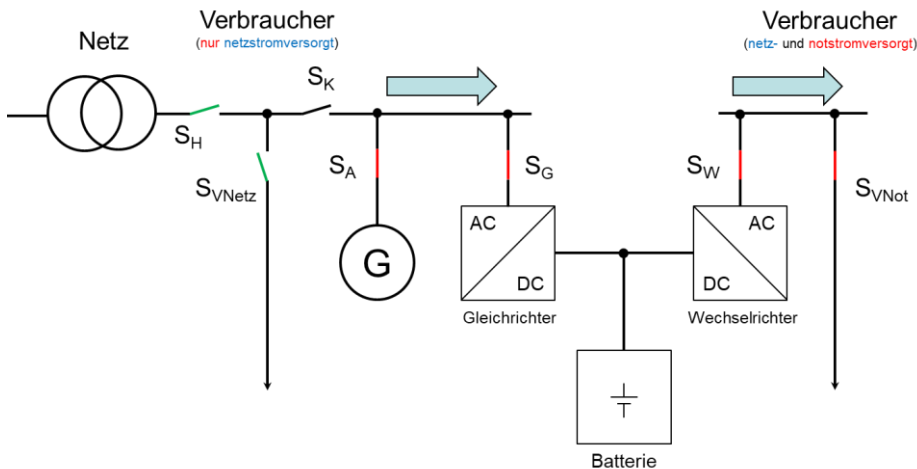


Abb. 8-7: Notstromversorgung mit hohem Anspruch der notstromversorgten Verbraucher an die Spannungsqualität (Grafik: Autor)

Ist es aufgrund der Anforderungen der notstromversorgten Verbraucher an die Spannungsqualität erforderlich, dass die Versorgung immer über den Wechselrichter erfolgen muss, so ist der Anschlusspunkt des Notstromaggregates vor die Leistungselektronik zu verschieben. Damit ergibt sich eine Anordnung der Komponenten nach Abbildung 8-7. Bei dieser Schaltung werden durch den Wechselrichter auch allfällige Oberschwingungen und Spannungsspitzen ausgeglichen.

Generell gilt die Empfehlung für Unternehmen der kritischen Infrastruktur die autarke Stromversorgung für 72 Stunden sicherzustellen. [8-1, Seite 9 und Seite 17]

8.4. Sternpunktsbehandlung, Anlagenschutz und Personenschutz

8.4.1. Schutz in elektrischen Anlagen

In jeder elektrischen Anlage ist sicherzustellen (auch nach dem Umschalten auf eine Notstromversorgung), dass Schutzmaßnahmen gegen direktes Berühren und eine vom VNB-Netz unabhängige Schutzmaßnahme gegen indirektes Berühren gefährlicher Spannungen und die Spannungsbegrenzung bei Erdschluss eines Außenleiters gewährleistet ist. [8-3, Seite 12]

Abbildung 8-8 veranschaulicht die wesentlichen Begriffe gemäß [8-6].

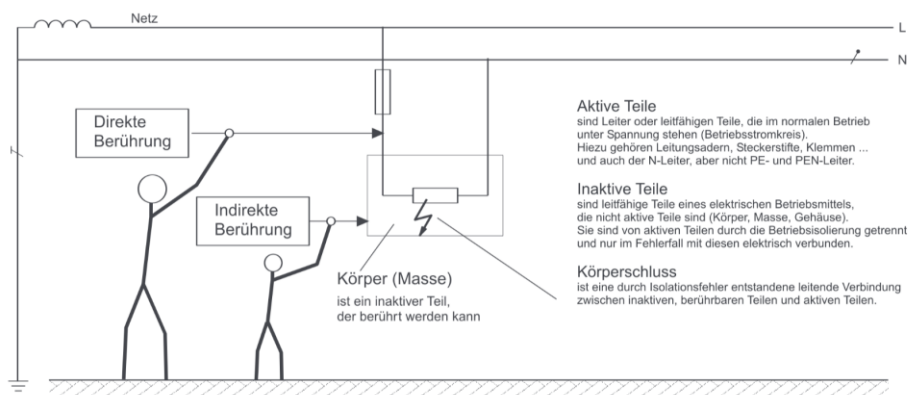


Abb. 8-8: Berührungsarten (Grafik: Sigl)

Der Schutz gegen direktes Berühren umfasst alle Maßnahmen (Leiterisolation, Abstandgitter, Zutrittsregelung, ...), die geeignet sind das Berühren spannungsführender (aktiver) Teile zu verhindern.

Der Schutz gegen indirektes Berühren umfasst jene Maßnahmen, die umgesetzt werden um zu verhindern, dass bei Auftreten eines Körperschlusses leitende (inaktive) Teile Spannungen annehmen können, die für Personen lebensgefährlich sein können.

Beim Einsatz von mehreren Erzeugungsanlagen ist sicherzustellen, dass die Sternpunktbehandlung (und die Schutzmaßnahmen) nach den gleichen Grundsätzen durchgeführt wird. [8-3, Seite13]

Wenn für mobile Notstromaggregate ein fester Anschlusspunkt (z. B. Steckvorrichtung) vorgesehen ist, sollte auch die erforderliche Erdungsanlage fest installiert werden.

8.4.2. Sternpunktbehandlung in Niederspannungsnetzen

In elektrischen Systemen gibt es eine Vielzahl von Fehlermöglichkeiten (Details dazu siehe [8-5]. Um diese Fehler

- sicher (ohne Personengefährdung und ohne Schaden für die Anlage),
- zuverlässig (in jedem Fall),
- rasch (so schnell wie möglich) und
- selektiv (so kleinräumig wie möglich) abzuschalten bzw. zu detektieren

werden Niederspannungsnetze entweder mit isoliertem Sternpunkt oder mit starr geerdetem Sternpunkt (niederohmig geerdet) betrieben.

Bei Niederspannungsnetzen wird der Sternpunkt der Transformatorwicklungen bzw. der Generatorwicklungen immer mit den Außenleitern mitgeführt, um einen einphasigen Betrieb zu ermöglichen. Es existiert daher immer ein Sternpunkt und es ist zu entscheiden in welcher Art und Weise das Niederspannungsnetz betrieben werden soll (Netzbetriebsart). Dabei existieren in Niederspannungsnetzen die Varianten

- Niederspannungsnetz mit isoliertem Sternpunkt (I-Netz) und
- Niederspannungsnetz mit starr geerdetem Sternpunkt (T-Netz).

Niederspannungsnetz mit isoliertem Sternpunkt (I-Netz)

Der große Vorteile von isoliert betriebenen Netzen ist die höhere Versorgungssicherheit, da diese Systeme im ersten Fehlerfall (1-poliger Erdschluss / Isolationsfehler) weiterbetrieben werden können und dürfen. Erst ein weiterer Erdschluss auf einem anderen Außenleiter führt zu einem 2-poligen Erdkurzschluss. Diese besondere Eigenschaft ist dadurch begründet, dass bei dieser Betriebsweise der Systemsternpunkt nicht geerdet sondern isoliert ausgeführt ist und damit im ersten Fehlerfall nur der (meist geringe) kapazitive Fehlerstrom fließt.

Darüber hinaus ergeben sich in vielen Fällen folgende Vorteile:

- Höhere Brandsicherheit,
- höhere Unfallsicherheit durch niedrigere Berührungsströme bei einpoligem Erdschluss,
- höherer zulässiger Erdungswiderstand und
- Informationsvorsprung durch die Isolationsüberwachung.

Isolierte Netze (I-Netze) werden daher vorwiegend dort eingesetzt, wo hohe Anforderungen an die Versorgungssicherheit gestellt werden. Stark verbreitet ist diese Variante im medizinischen Bereich, z.B. in Krankenhäusern, aber auch im Bergbau, in Umspannwerken, bei Industrieanlagen, bei der Notstromversorgung und auf Schiffen oder Schienenfahrzeugen. [8-7, Seite 16]

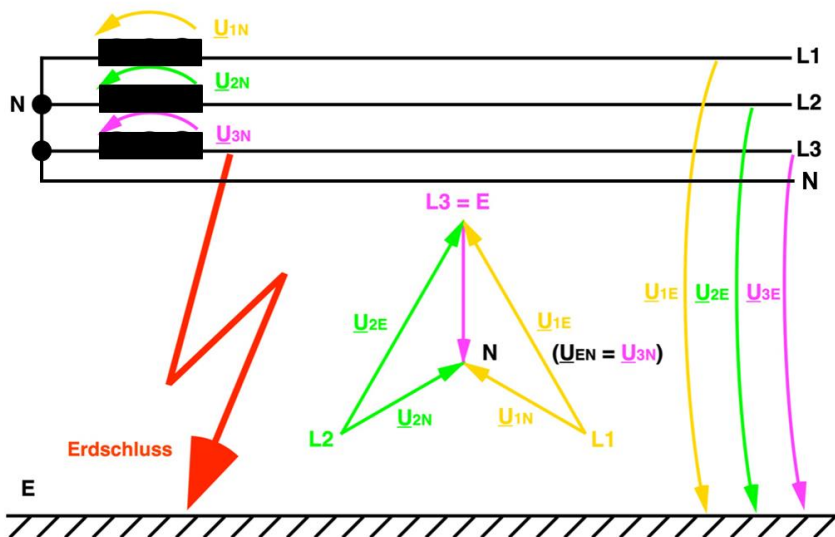


Abb. 8-9: Spannungen im Fehlerfall im Niederspannungsnetz mit isoliertem Sternpunkt (Grafik: Autor)

Abbildung 8-9 zeigt das Spannungsdiagramm der Außenleiter bei einem einpoligen Erdschluss des Außenleiters L3. Dieser nimmt „Erdpotential“ an, die beiden anderen Außenleiter führen damit die verkettete Spannung (die 1,7-fache Spannung) gegen Erde.

Niederspannungsnetz mit starr geerdetem Sternpunkt (T-Netz)

In Niederspannungsnetz mit starr (niederohmig) geerdetem Sternpunkt ergibt sich bei einem einpoligen Erdschluss ein sogenannter einpoliger Erdkurzschluss. Der daraus resultierende Kurzschlussstrom wird in der Höhe durch die Schleifenimpedanz begrenzt. Dieser Erdkurzschlussstrom löst sofort das Schutzorgan des Stromkreises aus und damit ist der Betrieb dieses Abzweigs unterbrochen. Abbildung 8-10 zeigt diese Netzsituation.

Starr geerdete Netze haben den großen Vorteil, dass transiente Schwingungen stark reduziert werden und das Erdfehler selbsttätig und in Schnellzeit abgeschaltet werden können. Bei wirksam geerdeten Anlagen steigt die Spannung der „gesunden“ Außenleiter gegen Erde maximal um den Faktor 1,4 und bleibt damit deutlich unter dem Wert in isolierten Netzen. Daher ergibt

sich in starr geerdeten Netzen eine deutlich geringere Isolationsbeanspruchung als in isolierten Netzen. **BEACHTEN:** Zentraler Erdungspunkt [6-7, Seite 22]

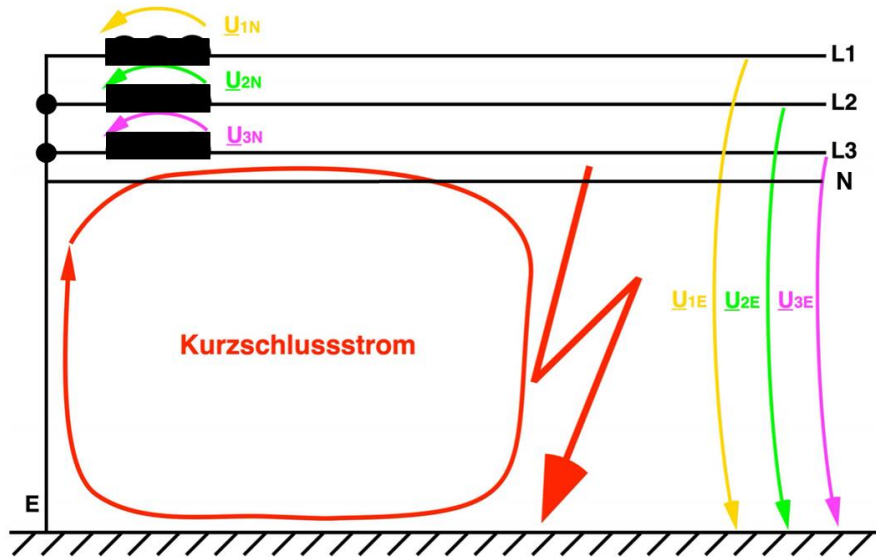


Abb. 8-10: Niederspannungsnetz mit starr geerdetem Sternpunkt (Grafik: Autor)

Die hohen Kurzschlussströme führen temporär (bis zur Abschaltung) zu „hohen“ Berührungsspannungen zu mechanischen Beanspruchungen und abhängig von der Dauer auch zu Leitungserwärmungen.

8.4.3. Schutz der Anlagenkomponenten

Elektrische Hochspannungsnetze enthalten eine Reihe von Schutzeinrichtungen. In Niederspannungsnetzen reduziert sich dieses Thema im Wesentlichen auf den Leitungsschutz und den Überspannungsschutz. Zu den Themen Trafoschutz und Generatorschutz wird an dieser Stelle auf die Literatur verwiesen. Jedoch soll daran erinnert werden, dass ein Motorschutzschalter bei dynamischen Aggregaten auf die Leistung der Antriebsmaschine auszulegen ist.

Beim Leitungsschutz geht es in erster Linie darum, eine unzulässige Erwärmung, die durch Überlast- und / oder Kurzschlussströme entstehen könnte, zu verhindern. Im Gegensatz zum Fehlerschutz unterliegt der Überlast- und Kurzschlusschutz bei allen Betriebsarten den gleichen Dimensionierungsregeln und ist somit von der jeweiligen Netzbetriebsart unabhängig.

Beim Überspannungsschutz werden Schaltüberspannungen oder Überspannungen aus direkten oder indirekten Blitzschlägen mittels Überspannungsableitern gegen Erde abgeleitet (siehe dazu auch [8-8, Seite 7]).

Beim Thema Kurzschlussleistung im Netz ist zu beachten, dass die Kurzschlussleistung einerseits groß genug sein muss, um eine verlässliche und selektive Abschaltung zu gewährleisten. Andererseits kann es erforderlich sein Maßnahmen zur Kurzschlussstrombegrenzung zu setzen, wenn die Kurzschlussleistung zu hoch wird (dies kann z.B. beim Einsatz großer oder mehrerer Erzeugungseinheiten der Fall sein).

Zu beachten ist auch, dass Schmelzsicherungen und Leitungsschutzschalter sehr unterschiedliche Ansprechcharakteristiken haben und eine Kombination dieser Bauelemente genau geprüft werden muss, um die Selektivität zu erhalten.

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. [6-7, Seite 98]

8.4.4. Menschliche Reaktionen auf elektrischen Strom [8-4]

Die menschlichen Reaktionen auf elektrischen Strom sind von der Stärke und der Dauer des Stroms, der durch den Körper fließt, sowie vom Stromweg abhängig und reichen von schwacher Wahrnehmung bis zum tödlichen Ausgang durch die Unterbrechung der normalen Herzaktion. Zur Beurteilung einer möglichen Gefährdung bei einer Körperdurchströmung gelten folgende Schwellen, die auf unterschiedlichen physiologischen Wirkungen beruhen. Die Schwellenwerte sind von der Berührungsfläche, dem Feuchtigkeitszustand und individuellen physiologischen Eigenschaften der Person abhängig.

Die Schwellen sind:

- **Wahrnehmungsschwelle:** Minimalwert des Körperstromes, der von einer durchströmten Person noch wahrgenommen wird.
- **Reaktionsschwelle:** Minimalwert des Körperstromes, der unbeabsichtigte Muskelkontraktionen bewirkt.
- **Loslassschwelle:** Maximalwert des Körperstromes, bei dem eine Person die unter Strom stehende Kontaktfläche noch loslassen kann (siehe Einflussfaktoren für die Wirkung von elektrischem Strom). Bei Gleichströmen gibt es keine Loslassschwelle, nur der Beginn und die Unterbrechung des Stromflusses führen zu schmerzhaften und krampfartigen Muskelkontraktionen.
- Schwelle des Herzkammerflimmerns (**Flimmerschwelle**): Minimalwert des Körperstromes, der Herzkammerflimmern bewirkt. Die Schwelle des Herzkammerflimmerns hängt von, dem Zustand der Herzfunktion wie auch von elektrischen Einflüssen (Stromstärke, Durchströmungsdauer, Stromweg, Stromparameter) ab. Bei Durchströmungsdauern unter einer Herzperiode hängt die Wirkung davon ab, ob die Durchströmung in die vulnerable Phase (Phase im Herzzyklus, in der Herzkammerflimmern hervorgerufen werden kann) fällt.

In Abbildung 8-11 sind vier Stromstärke-Bereiche in Abhängigkeit der Durchströmungsdauer eingezeichnet, bei denen unterschiedliche physiologische Wirkungen wie z.B. Wahrnehmung, unwillkürliche Muskel-Kontraktion oder Herzkammerflimmern auftreten können, die sich in ihrem Gefährdungspotenzial für den Menschen unterscheiden. Die Abbildung gilt für Wechselströme (AC: alternating current) im Bereich von 15 – 100 Hz bei einem Stromweg von der linken Hand zu beiden Füßen. Im Folgenden ist die Einteilung der Stromstärke-Bereiche aufgeführt:

AC-1: Wahrnehmung möglich, aber meist keine Schreckreaktion (bis zu 0,5 mA, Grenzlinie a)

AC-2: Wahrnehmung und unwillkürliche Muskel-Reaktion wahrscheinlich, jedoch keine schädlichen physiologischen Wirkungen (Grenzlinie a bis Grenzlinie b). Die Grenzlinie b markiert die Loslassschwelle.

AC-3 b-c: Starke unwillkürliche Muskel-Kontraktionen, reversible Störung der Herzfunktion, meist kein organischer Schaden (Grenzlinie b bis Grenzlinie c_1)

AC-4: Pathophysiologische Wirkungen (z.B. Herzstillstand, Atemstillstand) möglich (über Grenzlinie c_1)

AC-4.1 (c_1 - c_2): Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern ansteigend bis etwa 5%. Unterhalb der Kurve c_1 ist das Auslösen von Herzkammerflimmern unwahrscheinlich. Bis zur Kurve c_2 steigt die Wahrscheinlichkeit, Herzkammerflimmern auszulösen, auf 5%.

AC-4.2 (c_2 - c_3): Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern von 5% ansteigend bis etwa 50%. Die Kurve c_3 entspricht einer Wahrscheinlichkeit von 50% für das Auslösen von Herzkammerflimmern.

AC-4.3 (über c_3): Wahrscheinlichkeit von Herzkammerflimmern liegt über 50%.

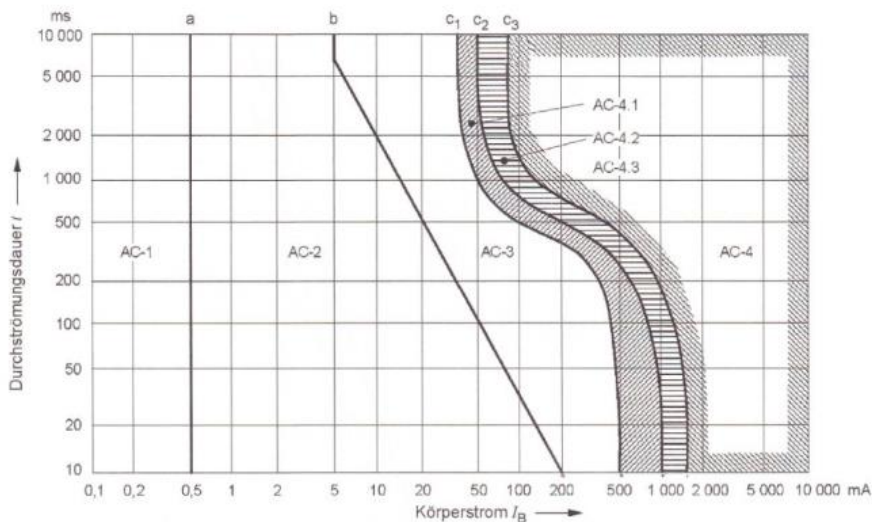


Abb. 8-11: Konventionelle Zeit/Stromstärke-Bereiche mit Wirkungen von Wechselströmen (15 Hz bis 100 Hz) auf Personen bei einem Stromweg von der linken Hand zu den Füßen (Grafik: Bild 20 aus DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1), Ausgabe 2007)

Aus der Abbildung mit den verschiedenen Gefährdungsbereichen ist erkennbar, dass unabhängig von der Durchströmungsdauer Ströme bis zu 0,5 mA nicht oder kaum wahrgenommen werden. Die Loslassschwelle ist zeitabhängig und reicht von 5 mA bei einer Durchströmungsdauer von mehr als 6 Sekunden bis zu 200 mA bei einer Dauer von 10 Millisekunden. Des Weiteren zeigt Abbildung 8-11, dass schon sehr kleine Ströme von ca. 40 mA zu Herzkammerflimmern und damit zum Tode eines Menschen führen können, wenn sie länger als 2 Sekunden durch den menschlichen Körper fließen.

8.4.5. Schutz gegen elektrischen Schlag

Die ÖNORM [8-6, Seite 20] hat die Begriffe zum Personenschutz neu festgelegt und spricht nun vom Basisschutz, Fehlerschutz und von Zusatzschutz. Abbildung 8-12 zeigt die Begriffe im Überblick.

Basisschutz (Schutz gegen direktes Berühren) umfasst alle Maßnahmen, die das gefahrbringende Annähern von Personen oder Nutztieren an aktive Teile elektrischer Betriebsmittel oder das direkte Berühren derselben verhindern. (ANMERKUNG: Es kann sich hierbei um einen vollständigen oder teilweisen Schutz handeln. Bei teilweisem Schutz besteht nur ein Schutz gegen zufälliges Berühren.)

Fehlerschutz (Schutz bei indirektem Berühren) umfasst alle Maßnahmen zum Schutz von Personen und Nutztieren vor Gefahren, die sich beim einfachen Isolationsfehler aus einer Berührung mit berührbaren oder fremden leitfähigen Teilen ergeben können.

Zusatzschutz umfasst ergänzende Maßnahmen zum Verringern von Gefahren für Personen und Nutztiere, die sich ergeben können, wenn der Basisschutz und/oder der Fehlerschutz nicht wirksam sind/ist. Dies wird durch den Einbau von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen mit einem Nennfehlerstrom $I_{\Delta N} < 0,03 \text{ A}$ oder durch den Potentialausgleich erreicht.

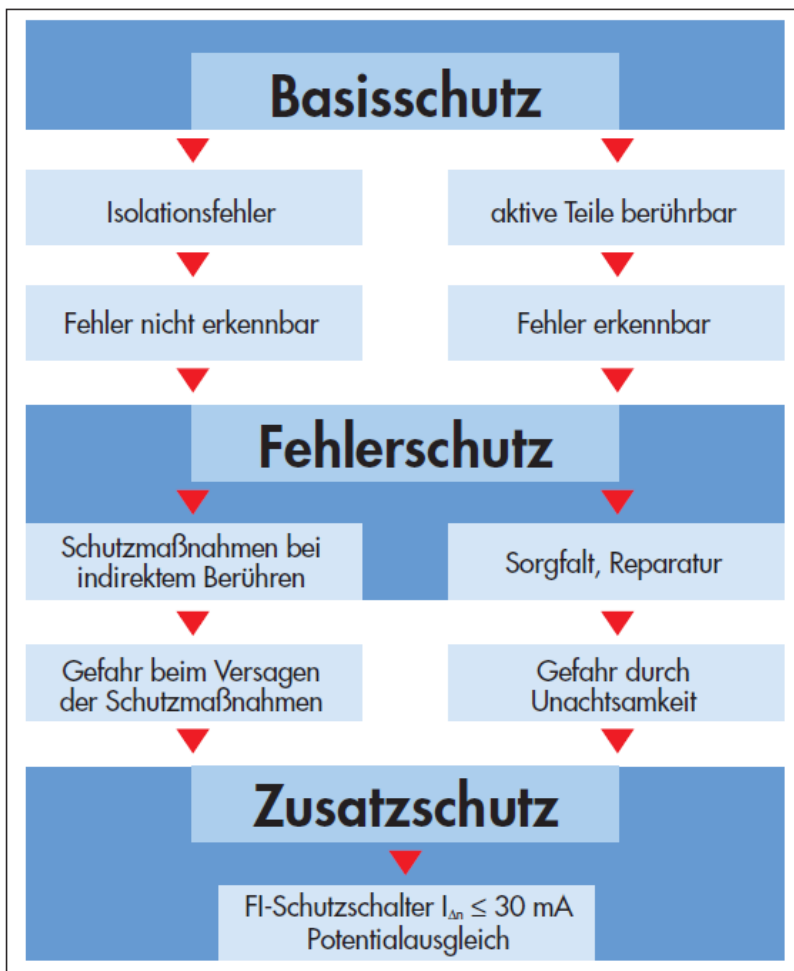


Abb. 8-12: Begriffe zum Thema Schutz gegen elektrischen Schlag (Grafik: Schrack)

Spezialfall Schutzisolierung

Bei der Schutzisolierung handelt es sich um eine Fehlerschutzvariante bei der durch gerätebauliche Maßnahmen ein Auftreten von gefährlichen Berührungsspannungen bei Isolationsfehlern ausgeschlossen ist. Daher haben die Geräte dieser Schutzmaßnahme keinen Stecker mit Schutzleiterkontakt (oft besteht die Außenhaut des Gerätes aus Kunststoff).

Fehlerschutz mit PE-Leiter

- (1) Isolationsüberwachungssystem - IT-Netze,
- (2) Schutzerdung (Überstrom-Schutzerdung) - TT-Netze,
- (3) Nullung (Neutralleiter-Schutzerdung) - TN-Netze,
- (4) Fehlerstrom-Schutzschaltung (Fehlerstrom-Schutzerdung) – TT-Netz.

Die folgenden Fehlerschutzvarianten sind daher alle mit einem Schutzleiter (PE-Leiter) auszuführen!

Wie schon erwähnt, hängt die Art der Schutzmaßnahme von der Betriebsweise des jeweiligen Verteilnetzesystems (Versorgungssystems) ab. Es gibt drei grundsätzliche Varianten für den Fehlerschutz, welche nach der Art der Betriebsweise (der Erdverbindung) des Versorgungssystems und der Art der Erdverbindung der Verbraucher unterschieden werden.

Die Kurzbezeichnung der einzelnen Systeme besteht aus zwei Buchstaben, wobei der erste Auskunft über die Erdungsverhältnisse des Versorgungssystems gibt und der zweite über die Erdungsverhältnisse der elektrischen Betriebsmittel (Verbraucher). [8-7,Seite 21]

Die Netzsysteme sind dabei durch folgende Kurzzeichen gekennzeichnet:
Erster Buchstabe: Erdungsverhältnisse der Stromquelle

- T Direkte Erdung des Versorgungssystems über einen oder mehrere Betriebserder
- I Isolierung aller aktiven Teile des Versorgungssystems von Erde

Zweiter Buchstabe: Erdungsverhältnisse der elektrischen Betriebsmittel

- T Direkte Erdung der Betriebsmittel (Anlagenerder), jedoch unabhängig von den bestehenden Erdungen des Versorgungssystems
- N Direkte Verbindung der Betriebsmittel mit der Betriebserdung des Versorgungssystems

Somit ergeben sich 3 grundsätzliche Fehlerschutzkonzepte:

- IT-System
- TT-System
- TN-System

Fehlerschutz in IT-Netzen

Ein Isolationsüberwachungssystem [8-6, Seite 22] ist eine Maßnahme des Fehlerschutzes in einem von Erde isolierten, örtlich begrenzten Netz, bei der die zu schützenden leitfähigen Anlagenteile über den PE-Leiter mit einem geeigneten Erder und allen leitfähigen geerdeten Teilen der Anlage verbunden sind und bei der bei einem Erdschluss der Isolationsfehler durch eine Isolationsüberwachungseinrichtung zumindest gemeldet wird.

Eine Prinzipdarstellung findet sich in Abbildung 8-13 (inklusive eines Beispiels mit Zusatzschutz mittels Fehlerstromschutzschalter).

Der Sternpunkt der Spannungsquelle ist isoliert (daher **IT**) und mit einem Isolationsüberwachungssystem ausgestattet. Die leitfähigen äußeren Teile der einzelnen Verbraucher sind mit dem Schutzleiter (PE-Leiter) verbunden (daher **IT**).

Um die Sicherheit in einem solchen Netz zu gewährleisten, werden Isolationsüberwachungssysteme eingesetzt, welche den Isolationswiderstand des zu überwachenden Netzes ständig messen. Wird ein bestimmter voreingestellter Isolationswert unterschritten, muss das Isolationsüberwachungssystem dies akustisch und / oder optisch melden.

Ein Nachteil dieser Netze ist, dass wegen des geringen Fehlerstroms der Fehlerort schwieriger zu lokalisieren ist. Neue Isolationsüberwachungssysteme sind mit einer automatischen Fehlererkennung ausgestattet (mit Differenzstromsystemen [8-9, Seite 112]), welche im Fehlerfall die Fehlerstelle lokalisieren, um eine möglichst schnelle Behebung des Fehlers zu ermöglichen.

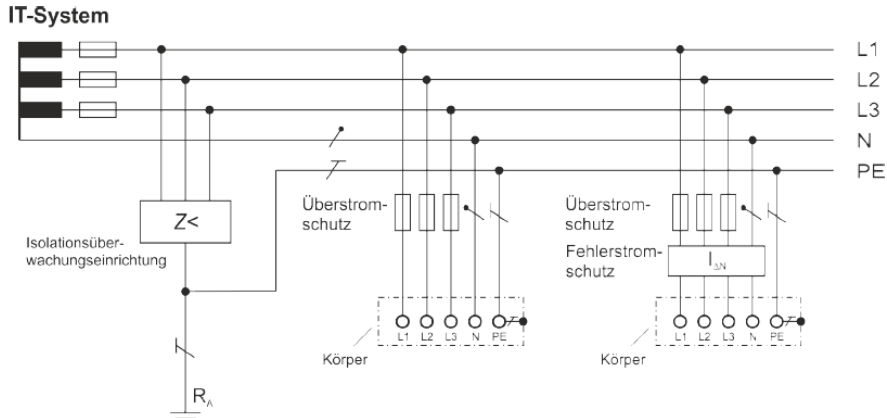


Abb. 8-13: Isolationsüberwachung in isolierten Verteilnetzen (Grafik: Sigl)

Der sichere Betrieb eines isolierten Netzes mit Wechselspannung kann im ersten Fehlerfall nur gewährleistet werden, wenn der kapazitive Fehlerstrom (Ableitstrom) bestimmte Grenzen nicht überschreitet. Eine wesentliche Rolle spielt dabei die Netzausdehnung, da mit steigender Größe eines Netzes auch der kapazitive Ableitstrom ansteigt. Das Problem dabei ist, dass die Normen zu diesem Thema kaum konkrete Angaben machen. [8-7, Seite 17]

Beispiel für eine 1000 m lange Kabelstrecke ($C_E = 1000 \text{ nF/km}$)

$$I_C = 1,73 \cdot U_N \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_N \cdot C_E = 1,73 \cdot 230 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,000001 = 0,125 \text{ A}$$

- I_C Kapazitiver Erdschlussstrom in A
- f_N Nennfrequenz in Hz
- C_E Leitungskapazität gegen Erde in F
- U_N Nennspannung gegen Erde in V

Die Schutzbedingung für IT-Netze lautet:

$$R_A \cdot I_C \text{ kleiner } 50 \text{ V}$$

R_A Anlagenerdungswiderstand in Ω

Für einen Anlagenerdungswiderstand von $100 \, \Omega$ ergibt sich damit in diesem Beispiel eine Berührungsspannung von 12,5 V. Der Fehlerschutz ist damit in diesem Beispiel sichergestellt.

Für eine Variantenrechnung kann obige Gleichung umgeformt werden, so dass die Kabellänge bestimmt werden kann, bis zu der der Fehlerschutz sichergestellt ist.

$$L_{\max} \text{ kleiner } 50 \, \text{V} / (1,73 * U_N * 2 * \pi * f_N * R_A * C_E')$$

L_{\max} maximale Netzlänge in km

C_E' Leitungskapazität gegen Erde in F/km

Dies ist in Abbildung 8-14 für verschiedene R_A (dargestellte Kurven) in Abhängigkeit des Erdkapazitätsbelages C_E' dargestellt.

Für Ersatzstromversorgungsanlagen und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb besagt "OVE-EN 1, Teil 4 § 53 aus dem Jahre 1988: "In IT-Netzen müssen alle Körper durch einen Schutzleiter miteinander verbunden sein. Ein Erdungswiderstand $R_A \leq 100 \, \Omega$ ist in jedem Fall ausreichend."

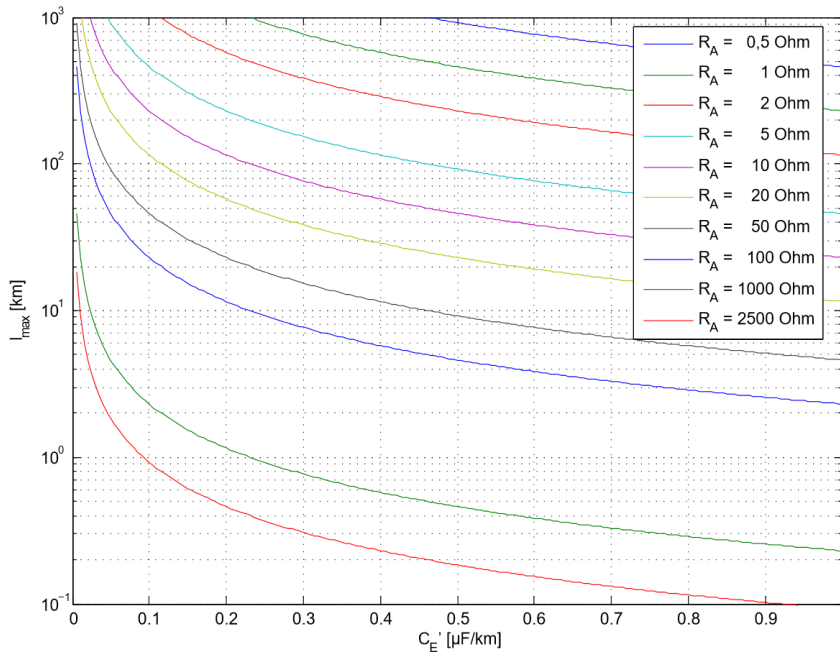


Abb. 8-14: Maximale Länge eines 3ph-AC-IT-Netzes mit $U_N = 230 \text{ V}$ welches im ersten Fehlerfall (Erdschluss/Isolationsfehler) noch weiterbetrieben werden darf ($U_L \leq 50 \text{ V}$) (Grafik: Sigl)

Fehlt in einem IT-System die Isolationsüberwachung, so wird der erste Isolationsfehler nicht erkannt und es muss sichergestellt werden, dass auch doppelte Isolationsfehler im IT-Netz sicher abgeschaltet werden. Um dies zu gewährleisten müssen Grenzen für die Schleifenimpedanz eingehalten werden. Abbildung 8-15 zeigt so einen Doppelfehler.

Die maximale Schleifenimpedanz bzw. die Ausschaltbedingung richtet sich nach der bekannten Formel:

$$Z_S \cdot I_A \leq U_N$$

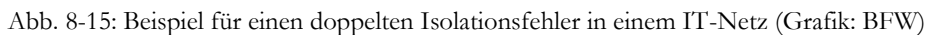
Z_S Impedanz der Fehlerschleife, die durch Rechnung oder Messung ermittelt wird

I_A Ausschaltstrom der, dem Betriebsmittel vorgeschalteten, Überstromschutzeinrichtung

U_N Nennspannung gegen den N-Leiter

$$I_A = m \bullet I_N$$

m Ausschaltstromfaktor



147

Überblick niederohmig geerdete Netze

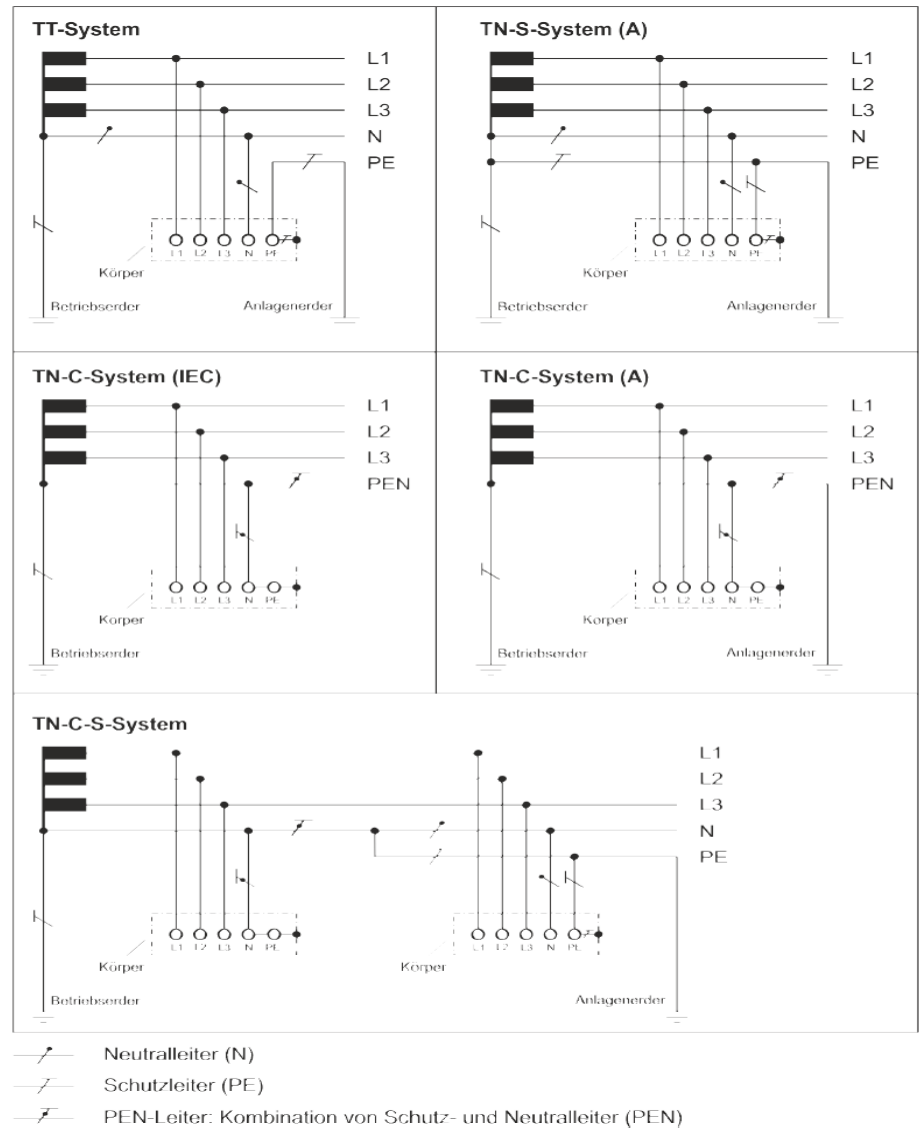


Abb. 8-15: Überblick über Fehlerschutz in niederohmig geerdeten Verteilnetzen (Grafik: Sigl)

Schutzerdung (Überstrom-Schutzerdung) - TT-Netze,

Der Fehlerschutz durch Schutzerdung ist die einfachste Variante des Fehlerschutzes, aber auch die mit den höchsten Ansprüchen an eine niederohmige Erdungsanlage.

Fließt ein Fehlerstrom aufgrund eines Isolationsfehlers über das Gehäuse eines Betriebsmittels und in weiterer Folge über den Anlagenerder zurück zum Betriebserder, so soll das Überstromschutzorgan (die Sicherung) diesen Fehlerstrom sicher und zuverlässig abschalten.

Die Ausschaltbedingung richtet sich nach der bekannten Formel:

$$Z_S \cdot I_A \leq U_N$$

Z_S Impedanz der Fehlerschleife, die durch Rechnung oder Messung ermittelt wird

I_A Ausschaltstrom der, dem Betriebsmittel vorgeschalteten, Überstromschutz-einrichtung

U_N Nennspannung gegen den N-Leiter

Der darin enthaltene Ausschaltstrom wird, unter Einbeziehung der Ausschaltstromfaktoren (siehe nachstehende Tabelle 10-1 aus der ÖNORM/ÖVE E 8000-1), wie folgt berechnet:

$$I_A = m \cdot I_N$$

I_N Nennstrom der Überstromschutzeinrichtung

m Ausschaltstromfaktor

Da es nicht leicht ist den geforderten niedrigen Wert des Anlagenerders zu erreichen scheidet die Schutzerdung als Fehlerschutz in den meisten Fällen aus.

Nullung (Neutralleiter-Schutzerdung) - TN-Netze,

Die Nullung ist die am häufigsten angewendete Fehlerschutzmaßnahme.

Im TN-System wird zusätzlich unterschieden, wie die Verbindungsleitung vom Betriebsmittel zur Erdung des Versorgungssystems ausgeführt ist.

Die weiteren Buchstaben, die zur Unterscheidung der verschiedenen TN-Systeme dienen, sind:

- S Neutralleiter (N-Leiter) und Schutzleiter (PE-Leiter) sind als getrennte Leiter geführt
- C Neutralleiter und Schutzleiter sind kombiniert als ein gemeinsamer Leiter geführt (PEN-Leiter)

In der Praxis können 3 Arten von TN-Systemen unterschieden werden:

- TN-S Im gesamten Netz sind der Schutz- und der Neutralleiter getrennt geführt.
- TN-C Die Funktion von Schutz- und Neutralleiter sind überall in einem einzigen Leiter (PEN-Leiter) zusammengefasst.
- TN-C-S Die Funktionen von Schutzleiter und Neutralleiter sind nur in einem Teil des Verbrauchernetzes in einem einzigen Leiter (PEN-Leiter) zusammengefasst, im übrigen Teil des Verbrauchernetzes werden beide Leiter getrennt geführt.

Den Aufbau der unterschiedlichen Netzsysteme zeigt Abbildung 8-15.

Fehlerstrom-Schutzschaltung (Fehlerstrom-Schutzerdung) – TT-Netz.

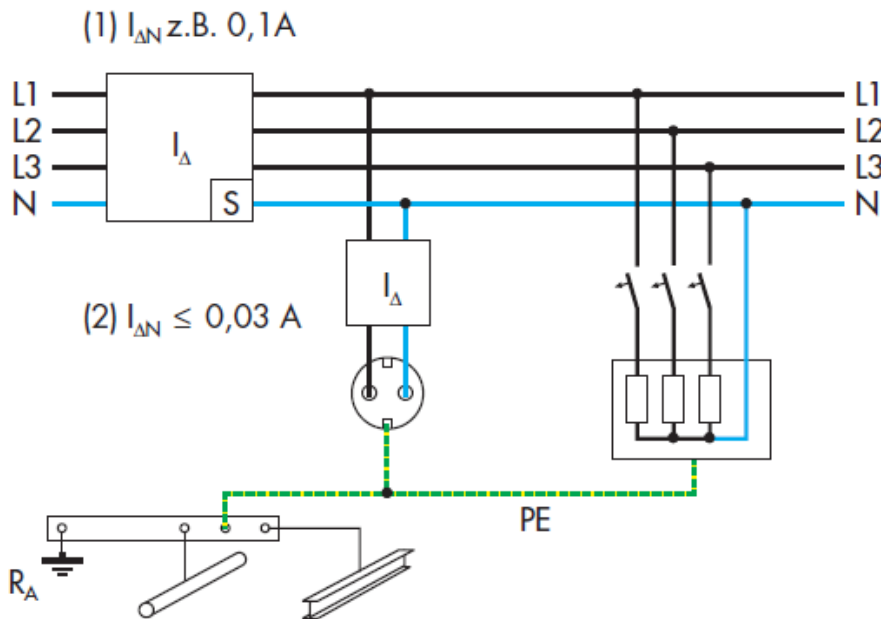
Bei einer Projektierung ist die folgende Bedingung für den maximalen Erdungswiderstand (R_A) zu beachten:

$$R_A \leq 65 \text{ V} / I_{\Delta N} \quad \text{wobei } R_A \leq 100 \, \Omega$$

$I_{\Delta N}$ Nennwert des Auslösefehlerstromes (Nennfehlerstrom) der den Verbrauchern vorgeschalteten Fehlerstromschutzeinrichtung

Bei einer Kaskadierung von Fehlerstromschutzeinrichtungen (Fehlerschutz Fehlerstrom-schutzschaltung und Zusatzschutz, siehe auch Abbildung 8-16) ist es nicht erlaubt, in einer Fehlerstromschutzeinrichtung beide Schutzziele zu vereinigen. Es sind unbedingt zwei "FI-Schalter" zu verwenden; dabei

muss der Vorgesaltete selektiv sein (Bauart S, Nennfehlerstrom $\geq 0,1 \text{ A}$) und der Nachgeschaltete den Zusatzschutz übernehmen (Bauart G, $I_{\Delta N} \leq 0,03 \text{ A}$). Nur dadurch wird der Wirksamkeit des dreistufigen Schutzkonzeptes entsprochen. [8-8, Seite 5]



- (1)Fehlerstromschutzeinrichtung für den Fehlerschutz
 (2)Fehlerstromschutzeinrichtung mit einem Nennfehlerstrom
 $I_{\Delta N} \leq 0,03 \text{ A}$ für den Zusatzschutz

Abb. 8-16: Fehlerschutz Fehlerstromschutzschaltung und Zusatzschutz (Grafik: Sigl)

Zusatzschutz [8-8, Seite 3]

Die bedeutendste Neuerung beim Zusatzschutz ist, dass die Einschränkung "in Hausinstallationen" entfällt und dass für Stromkreise mit Steckvorrichtungen bis 25 A der Zusatzschutz durch Fehlerstromschutzeinrichtungen mit $I_{\Delta N} \leq 0,03 \text{ A}$ allgemein verpflichtend aufgenommen wurde.

Sind keine zu großen Ableitströme zu erwarten, wird für Steckvorrichtungen über 25 A der Zusatzschutz empfohlen.

Dies gilt bei der Anwendung des Fehlerschutzes Nullung, Schutzerdung und Fehlerstromschutzschaltung für alle Arten von Verbraucheranlagen.

Festgeschrieben wurde weiters, dass der Nennfehlerstrom $\leq 0,03 \text{ A}$ betragen muss. Fehlerstromschutzeinrichtungen, deren Erfassung und Ausschaltung von der Netzspannung abhängig sind (LS-DI), dürfen verwendet werden. Um Fehlauflösungen zu vermeiden, setzt man FI-Schutzschalter mit ausreichender Stoßstromfestigkeit (z.B. Bauart G) ein.

Fehlerstromschutzschalter und Fehlerstromformen

Nicht jeder Fehlerstromschutzschalter ist für jede Form von Fehlerströmen geeignet. Abbildung 8-17 zeigt die verschiedenen Typen von Fehlerstromschutzschaltern und den Stromformen, die korrekt erkannt werden.

Geeigneter FI-Typ			Schaltung	Laststrom	Fehlerstrom
<div>B</div> <div>A</div> <div>AC</div>			1		
			2		
			3		
			4		
			5		
			6		
			7		
			8		
			9		
			10		

Abb. 8-17: Fehlerstromschutz und Fehlerstromformen (Grafik: Sigl)

8.5. Verbraucherorientierte Dimensionierung

Die Anforderungen an die USV-Anlage (bzw. Netzersatzanlage) werden durch die angeschlossenen Verbraucher vorgegeben, [7-1, Seite 61] listet dazu auf:

- Bemessungsspannung
- zulässige statische Spannungstoleranz
- zulässige Unsymmetrie bei 3-phasiger Ausgangsspannung (Betrag/Winkel)
- zulässige dynamische Spannungstoleranz (Laständerung, $\cos \varphi$, Ausregelzeit)
- zulässiger Oberschwingungsgehalt bei linearer, symmetrischer Last
- Bemessungsfrequenz
- zulässige statische Frequenztoleranz
- zulässige dynamische Frequenztoleranz (Laständerung, $\cos \varphi$, Ausregelzeit)
- Laststrombereich kurzzeitig
- Maximale Unsymmetrie des Laststromes
- Leistungsfaktor der Last
- Funkstörgrad
- Oberschwingungsgehalt des Laststromes
- Scheitelfaktor des Laststromes

Besonders zu beachten sind dabei die Punkte

- Wirk- und Blindleistungsanschlusswerte,
- Schieflast / einphasige Verbraucher,
- Gleichzeitigkeit,
- Lastaufschaltung / Einschaltvorgänge und
- Lastabwurf.

Wirk- und Blindleistungsanschlusswerte

Bei der Dimensionierung der Erzeugungsanlage ist zunächst zu beachten, dass sowohl der erforderliche Wirkleistungsbedarf als auch der erforderliche Blindleistungsbedarf abgedeckt wird.

Schieflast / einphasige Verbraucher

Bei einphasigen Verbraucher ist darauf zu achten, dass die einphasige Belastung unter einem Drittel der Gesamtanschlussleistung bleibt um eine einphasige Überlastung der Anlage (und der vermutlichen Abschaltung als Konsequenz) vorzubeugen.

Bei einphasiger Belastung kann es zudem zu Problemen bei der Spannungshaltung kommen, siehe dazu das Kapitel Spannungsregelung.

Gleichzeitigkeit

Wird bei einem Netzausfall die Versorgung unmittelbar wieder aufgenommen, so bleiben die vergleichmäßigen Effekte (Gleichzeitigkeit) abgesehen von Anlaufvorgängen erhalten.

Bei längeren Versorgungsunterbrechungen kommt es zu Auskühl- bzw. Erwärmungsvorgängen die dazu führen, dass bei einer Rückkehr der Stromversorgung alle Geräte (die nach wie vor „eingeschaltet“ sind) anlaufen und damit nahezu keine Gleichzeitigkeitseffekte existieren (z.B. alle Klimageräte und alle Kühlgeräte laufen gleichzeitig an).

Dieser Effekt ist in der Literatur unter „Cold Load Pick-Up“ zu finden [8-11, Seite 5-35].

Lastaufschaltung / Einschaltvorgänge

Die Lastaufschaltung beim Einschalten eines Verbrauchers ist gerade im Inselnetz eine große Herausforderung. Als Faustregel gilt, nie mehr als 10 – 25% der Last gleichzeitig ein- oder ausschalten. **Daher kann es sein, dass die größte Last im Netz (speziell der Motoranlauf) die Größe des erforderlichen (Generators) Motors bzw. die Leistungsgrenze des Wechselrichters bestimmt.**

Bei diesem Thema ist außerdem zu bedenken, dass Einschaltvorgänge / Anlaufvorgänge das Problem noch erheblich verschärfen können (z.B. Anlauf von Asynchronmaschinen, Kapazitive Lasten wirken zunächst wie ein Kurzschluss - temporärer Kurzschluss).

Bei Motoraggregaten ergibt sich das Lastübernahmeverhalten aus der Kombination Lastgröße-Generatorgröße-Motorgröße-Motortyp. (siehe dazu auch [6-7, Seite 32])

In der ISO 8528-5:2005 werden für die verschiedenen Klassen von Notstromaggregaten die Werte für die maximal zuschaltbare bzw. abschaltbare Leistung festgelegt. Abbildung 8-18 zeigt dabei die zuschaltbare Last und Abbildung 8-19 die abschaltbare Last. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Motoren auf Betriebstemperatur vorgewärmt sind.

Eine Unterdimensionierung der NEA im ungestörten Betrieb trifft zu, wenn beim Einschalten oder Abschalten von ohmsch-induktiven Lasten die Betriebsgrenzwerte (gemäß der DIN 6280-13) bei der dynamischer Frequenzabweichung, der dynamischen Spannungsabweichung, der Frequenzausregelzeit und der Spannungsausregelzeit nicht eingehalten werden können. Grundsätzlich wird empfohlen, aufgrund der dynamischen Stabilität die größten Lasten zuerst einzuschalten, um bei Überschwingen nicht auch Stabilitätsgrenzen zu überschreiten.

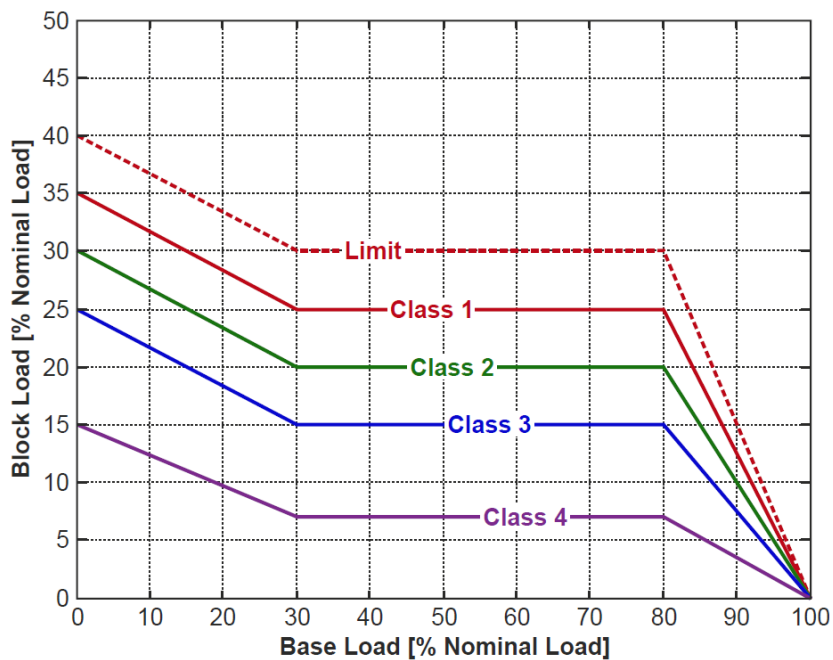


Abb. 8-18: Lastzuschaltdiagramm (Grafik: ISO)

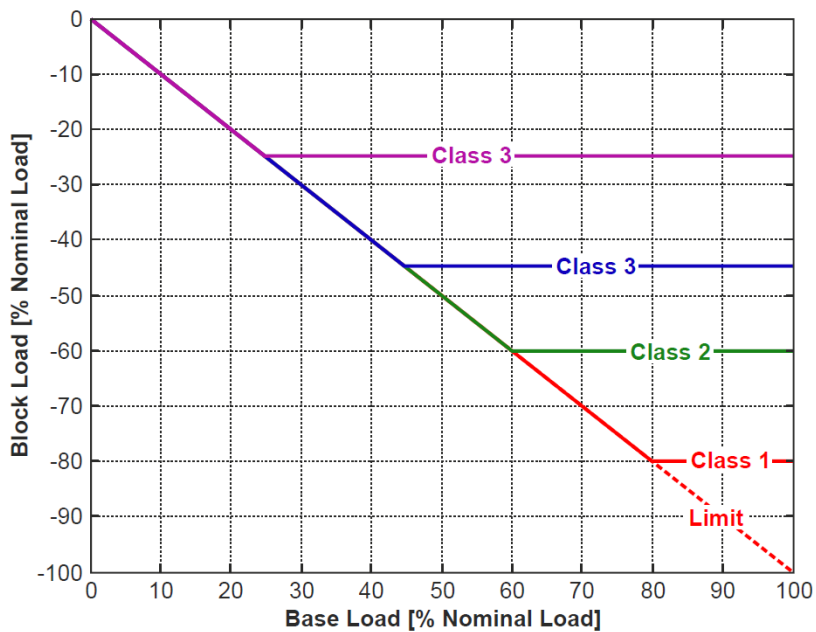


Abb. 8-19: Lastabschaltdiagramm (Grafik: ISO)

Weitere Details dazu sind im Kapitel „Regelung in Inselnetzen“ zu finden.

Lastabwurf

Im Falle eines plötzlichen Ausfalls von Erzeugungsanlagen kann es erforderlich sein, einen Teil der Last abzuschalten, um den Betrieb im Kernbereich des Inselnetzes aufrecht zu erhalten. Dieser Lastabwurf ist typischerweise frequenzabhängig und abgestuft. Die Triggerpunkte und die abzuwerfenden Verbraucher sollten im Inselnetzschutzkonzept beschrieben werden. In [8-11, Seite 3-42] ist ein Beispiel dafür zu finden.

Es ist in Inselnetzen sinnvoll die Schaltpunkte für den Lastabwurf großzügiger zu setzen, da es technikbedingt in Inselnetzen zu größeren Frequenzschwankungen kommt als in großen Verbundnetzen!

Das Problem selbst wird in der Literatur oft als „loss of load probability“ beschrieben.

8.6. „Erzeugungsabwurf“

Speziell beim Einsatz erneuerbarer Energie zur Stromerzeugung kann es zu Wirkleistungsüberschüssen im Inselnetz kommen. Diese Überschüsse führen zu Frequenzerhöhungen über die Nennfrequenz hinaus und können durchaus große Werte annehmen.

In der VDE 0126 wurde die Grenze für den Überfrequenzschutz von Anlagen am Niederspannungsnetz auf 50,2 Hz festgelegt. Damit hat man bewirkt, dass alle erneuerbaren Einspeiser bei genau diesem Wert vom Netz gehen. Durch den starken Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland hat man dadurch jedoch ein neues Problem geschaffen, denn tritt dieser Fall ein kommt es „schlagartig“ zum Abschalten aller Erneuerbaren Anlagen und damit zu einer signifikanten Netzstörung.

Für Mikro-Generatoren bis 16 A wurde auf Europäischer Ebene die EN 50438:2013 (Anforderungen für den Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz) erarbeitet. In Deutschland werden die meisten Aufgaben der VDE 0126 mittlerweile durch die VDE-AR-N 4105:2011-08 (Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz) beschrieben, daher wird in der aktuellen Version der VDE V 0126-1-1 an vielen Stellen auf die Anwendungsregel 4105 verwiesen [8-12]. Dies ist eine dem Stand der Technik entsprechende Lösung für dieses Problem. Dabei wird eine Kennlinie zur „Frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion“ (Kennlinienstatik)

gemäß BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Kapitel 2.5.3 eingestellt.

Diese Eigenschaft unterstützt auch die Netzstabilität beim Netzwiederaufbau nach Netzstörungen. Dabei kommt es zwangsläufig zu größeren Frequenzschwankungen. Weitere Informationen dazu findet man in Kapitel „Regelung in Inselnetzen“.

8.7. Redundanz / N-1 Kriterium

Elektrische Anlagen werden in Fällen in denen eine hohe Verfügbarkeit gefordert wird so geplant und ausgeführt, dass die Versorgung auch beim Ausfall eines Betriebsmittels sichergestellt ist.

Im Fall einer Notstromversorgung ist zunächst die Notstromversorgung bereits der Lösungsweg für den Ausfall der Netzversorgung. Da Notstromversorgungen eine Reihe von Komponenten enthalten kann es auch für die Notstromversorgung die Forderung nach Redundanz geben. Ein Beispiel dafür zeigt Abbildung 8-20.

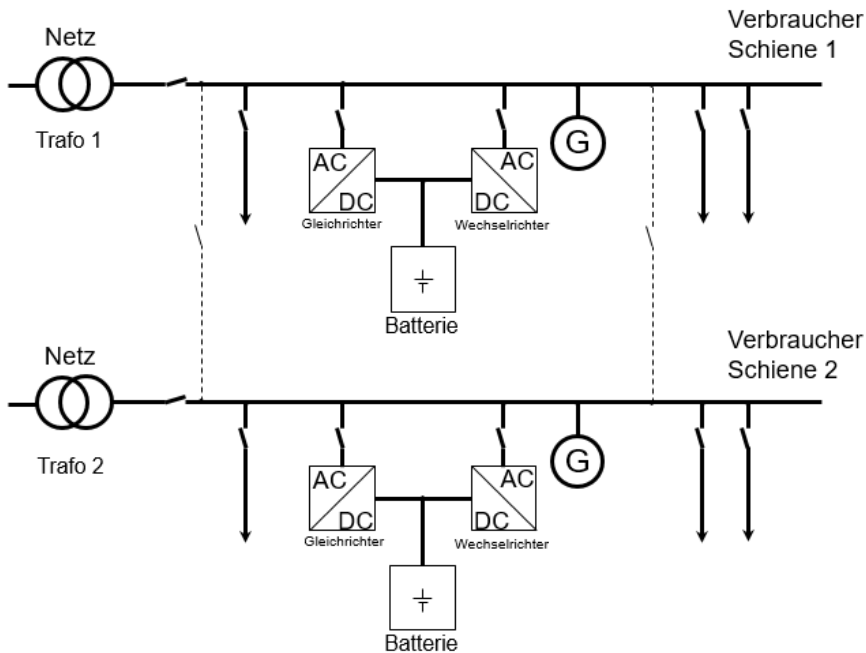


Abb. 8-20: Beispiel für eine redundante Notstromversorgung (Grafik: Autor)

In Inselnetzen ist diese Frage von besonderer Bedeutung, gilt es doch einen wirtschaftlichen Weg zwischen Versorgungssicherheit und Investitions- und Betriebskosten zu finden.

Technisch ist die Realisierung mit einem großen Aggregat deutlich einfacher. Es braucht keine Koordination der Lastaufteilung, der Frequenz- und der Spannungsregelung und die Economy of Scale lässt günstigere spezifische Investitionskosten erwarten. Einzig das Thema Redundanz drängt das Anlagenkonzept zu „mehreren“ kleineren Einheiten.

Bei der **Netztopologie** ist in der Praxis oft zu beobachten, dass im Niederspannungsbereich Ringleitungen gelegt werden, die dann an festgelegten Stellen unterbrochen werden. In einem Fehlerfall können die Trennstellen schnell und leicht verschoben werden und so eine Versorgung rasch wieder aufgenommen werden. Der Charme der Ringleitung, dass die erste Leitungsunterbrechung zu keiner Versorgungseinschränkung führt geht dabei verloren.

Die Vorgangsweise an festgelegten Trennstellen den Leitungsring zu unterbrechen ist durch zwei Themen begründet. Zum Einen kann es sein, dass im Kurzschlussfall der Kurzschlussstrom bei geschlossenem Ring nicht immer ausreicht, um eine gesicherte Abschaltung zu bewirken, zum Anderen braucht es eine entsprechende Ausbildung der Wartungsmannschaften, da bei geschlossener Ringleitung die Netzspannung von zwei Seiten an der Arbeitsstelle ansteht.

Zusammengefasst ist beim Ringbetrieb daher zu beachten:

- (1) Im Fall von durch zwei Trafostationen gespeisten Ringleitungen können Kreisströme entstehen, die zu hohen Netzverlusten führt.
- (2) Es kann sein, dass die Kurzschlussleistung nicht ausreicht, um einen zweiseitig gespeisten Kurzschluss zuverlässig abzuschalten.
- (3) Es braucht eine entsprechende Ausbildung der Wartungsmannschaften, da bei der geschlossenen Ringleitung die Netzspannung von zwei Seiten ansteht.

Für Anwendungen im Aufgabenbereich erscheint es sehr sinnvoll Ringleitungen (mit der gleichen Kabeltype!) zu verlegen um Überlastungen durch Trennstellenverlegungen zu vermeiden.

8.8. Aufstellungsort

Photovoltaikanlagen

Wie bereits erwähnt besteht ein wesentlicher Vorteil bei Photovoltaikanlagen darin, dass sie praktisch überall auf der Welt errichtet und betrieben werden können. Eine Ausrichtung in südlicher Richtung (oder Südost oder Südwest) ist wünschenswert. Eine Neigung von etwa 40 Grad verbessert den Energieertrag. Der Strom kann dort produziert werden wo er gebraucht wird. Zu bedenken ist, dass Sand das Glas von Photovoltaikmodulen verkratzen und damit den Wirkungsgrad spürbar verschlechtern kann.

Wind- und Wasserkraftanlagen

Bei Wind- und Wasserkraftanlagen ist die Standortwahl bereits ein wesentlicher Teil der wirtschaftlichen Auswahlentscheidung. Das Energiedargebot ist geografisch sehr unterschiedlich verteilt.

Motoraggregate

Generell ist beim Aufstellungsort eine Aufstellung in einem Gebäude (Einkaufshaus) zu bevorzugen. Auch wenn die Anlagen für den Betrieb im Freien geeignet sind, so reduzieren Sonnenlicht (Hitze, UV-Licht), Frost (Gefrierschäden) und Biogenes Material (Mose, Flechten) im Laufe der Zeit die Verfügbarkeit der Anlage.

Bei der Wahl des Standortes der Notstromanlagen sollten mögliche Gefährdungen beispielsweise durch Naturereignisse, technische Havarien (existieren gefährliche Betriebe in der Nachbarschaft?) oder auch ein möglicher unbefugter Zutritt von hausinternen oder externen Personen berücksichtigt werden. Liegt das Gebäude beispielsweise in der Nähe eines Gewässers, so ist für eine hochwassersichere Unterbringung der Notstromanlagen zu sorgen. Auch bei bestehenden Notstromanlagen sollten die Verwundbarkeiten anhand von Gefährdungsanalysen ermittelt und bewertet werden, um erkennbare Defizite zu beseitigen.

Hinweise für Maßnahmen im Bereich Objektschutz sowie für Verfahren zur

Analyse des Schutzbedarfes und zur Schutzzielbestimmung gibt der Leitfa-
den „Schutz Kritischer Infrastrukturen – Risiko- und Krisenmanagement“
(Anhang 3) [8-1, Seite 17].

Aus den genannten Gründen, und da Inselnetze von den Versorgungsent-
fernungen als eher kleine Netze einzustufen sind, wird ein zentrales Konzept
in dem alle Erzeugungseinheiten an einem Ort zusammengezogen werden
zu bevorzugen sein. Daher erfolgt auch die Blindleistungsregelung und in
weiten Teilen auch die Bereitstellung zentral. Letzteres widerspricht dem
Grundsatz Blindleistung möglichst lokal bereit zu stellen und nicht zu trans-
portieren. Aufgrund der „kleinen“ Versorgungsentfernungen und zur Er-
leichterung einer zentralen Steuerung ist dies in den meisten Fällen zu be-
vorzugen. Darüber hinaus können dadurch eventuell Portfoliovorteile erzielt
werden (z.B. kann es sein, dass die Blindleistung der Motoren von Schalt-
netzteilen geliefert wird).

Auch der Anlagenschutz ist bei zentralen Konzeptionen leichter sicherzu-
stellen.

Oftmals unterschätzt wird der Einfluss der Seehöhe des Einbauortes und der
Umgebungstemperatur. Abweichungen von 10% und mehr von der Nenn-
leistung sind möglich. Abbildung 8-21 gibt dazu eine Orientierung. [8-14,
Seite 6]

Altitude (meters)	Ambient temperature (Celsius)					
	25	40	45	50	55	60
≤ 1000	1.07	1	0.96	0.93	0.91	0.89
$> 1000 \leq 1500$	1.01	0.96	0.92	0.89	0.87	0.84
$> 1500 \leq 2000$	0.96	0.91	0.87	0.84	0.83	0.79
$> 2000 \leq 3000$	0.9	0.85	0.81	0.78	0.76	0.73

Abb. 8-21: Beispiel für Abweichungen in der Aggregatleistung abhängig von Höhe und
Temperatur (Grafik: Mecc Alte)

Kraftstoffbevorratung

Für die notwendige Dauer der Notstromversorgung muss Kraftstoff zum
Betrieb der Notstromaggregate zur Verfügung stehen. Für die empfohlene
Dauer von 72 Stunden sollte Kraftstoff in ausreichender Menge vor Ort be-
vorratet werden.

Im Rahmen der Notfallplanung sollte auch eine Betriebsdauer der Netzsatzanlage von mehr als 72 Stunden berücksichtigt werden. Hierfür sollten beispielsweise Kontaktdaten von Kraftstofflieferanten, die auch unter widrigen Verhältnissen liefern können, vorgehalten und regelmäßig überprüft werden. [8-1, Seite 17]. Damit soll die Anschlussversorgung so gut wie möglich vorbereitet werden. Im Fall des österreichischen Bundesheeres sollten Lagerbestände für 14 Tage vorgehalten werden (siehe MSK).
 Betreffend der Lagerfähigkeit von Diesel siehe [8-1, Seite 24].

8.9. Dimensionierung der Leitungen

Muratovic zeigt in [8-15], dass die Auslegung der Leitungen zu den Verbrauchern einen wesentlich höheren Einfluss auf das Spannungsniveau und damit auf die Netzstabilität hat als das Blindleistungsmanagement dezentraler Erzeugungsanlagen.

In [4-3] wird empfohlen, den Spannungsabfall bei der Anlagendimensionierung unter 4% zu planen.

Für Wechselstrom gilt [4-3, Seite 9]:

$$A = 2 * I * \cos \phi * L / (K_p * U_N * DU) = P * L / (K_p * U_N^2 * DU)$$

A	Querschnitt eines Phasenleiters (mm ²)
I	Phasenstrom (A)
$\cos \phi$	Leistungsfaktor (-)
L	Leitungslänge (m)
K _p	Impedanzfaktor
U _N	Nennspannung gegen Erde (V)
DU	zulässiger Spannungsabfall (p.u.)
P	Durchgangsleistung / übertragene Leistung (W)

Für Drehstrom gilt [4-3, Seite 9]:

$$A = 1,73 * I * \cos \phi * L / (K_p * U_v * DU) = P * L / (K_p * U_v^2 * DU)$$

U _v	Spannung zwischen den Phasen (verkettete Spannung) (V)
----------------	--

Impedanzfaktor für Kupferkabel gemäß [4-3, Seite 9]

Querschnitt [mm ²]	10	16	25	50	95	150	185	240	300
Kp	47	44	41	37	33	30	29	29	28

Es wird daher empfohlen die Leitungen „großzügig“ zu dimensionieren und damit den Spannungsabfall und die Netzverluste gering zu halten!

8.10. Anlagenschutz

Durch den Anlagenschutz ist sicherzustellen, dass nur geschultes und berechtigtes Personal physischen Zutritt zur Anlage hat. Damit wird Vandalismus und unbefugtes Handeln unterbunden.

Dabei ist besonders zu bedenken, dass der unbefugte Zutritt nicht zufällig sondern mit Vorsatz erfolgt und der Unbefugte vermutlich mit einem Plan und Werkzeug vorbereitet ist!

9. Regeln für den Systembetrieb von (Notstrom-) Inselnetzen

9.1. Allgemeines zum Systembetrieb

In diesem Kapitel werden jene Themen dargestellt, die für den Inselbetrieb im engeren Sinn relevant sind. Für das Thema Systementwurf von (Notstrom-) Inselnetzen sind diese Punkte ebenfalls mitzudenken und gegebenenfalls im Systementwurf bereits zu berücksichtigen. Dem Spezialthema Frequenz- und Spannungsregelung von (Notstrom-) Inselnetzen wird das nächste Hauptkapitel gewidmet. Es wird daher in diesem Hauptkapitel ausgeklammert.

9.2. Lastverteilung

Existieren in einem Inselnetz mehrere Erzeugungseinheiten (mehr als eine!), dann stellt sich zunächst die Frage der Lastverteilung. Genau genommen ist diese Frage in das Thema Maschineneinsatz (unit commitment) und in das Thema Lastverteilung (load dispatch) zu unterteilen.

Beim Maschineneinsatz-Problem geht es darum, jene Maschinensätze/Generatoren festzulegen, die am Netz betrieben werden sollen. Dabei sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Betriebsbereich Wirkleistung
- Betriebsbereich Blindleistung
- Betriebskosten/Teillastwirkungsgrade (grob)
- vorhandene Regelreserven.

Beim Problem der Lastverteilung geht es ausschließlich um die kostenminimale Abdeckung der Systemlast. Die Tatsache, dass genügend Maschinen am Netz sind, um die Last zu decken wird vorausgesetzt!

In einem Inselnetz stellt die Primärregelung einen stabilen Betrieb sicher (sofern genügend Maschinen am Netz sind um die Last zu decken bzw. eine frequenzabhängige Lastabwurflogik eine Lastbegrenzung sicherstellt). Dabei kann es zu großen Frequenzschwankungen kommen (dauerhaft typisch zwischen 52 und 49 Hz bei starken Lastschwankungen). Eine eventuell vorhandene Sekundärregelung verbessert die Frequenzhaltung deutlich. Die Lastverteilung erfolgt in diesen Fällen automatisch entsprechend der Reglerkennlinien. Mehr dazu im Kapitel „Regelung in Inselnetzen“.

Soll der Maschineneinsatz geändert werden, so erfordert das entweder einen manuellen Eingriff (Schalthandlung Maschinenstart) oder eine Software übernimmt diesen Entscheidungsschritt.

In vielen Fällen werden die beiden Aufgaben in einem Rechenschritt gelöst, dies ist jedoch nicht zwingend erforderlich. Speziell wenn diese Schritte von einem Mitarbeiter in der Leitwarte durchgeführt werden, erfolgen die Entscheidungen auf Basis von Heuristiken typischerweise hintereinander. Es gibt Maschinenkonstellationen und Lastsituationen in denen verschiedene Maschineneinsatzvarianten möglich sind. Entscheidungssoftware, die in diesen Fällen beide Problemstellungen gemeinsam betrachtet findet zuverlässig die bessere Lösung und ist hier im Vorteil gegenüber Software für einzelnen Problemstellungen.

Dass die Betriebsbereiche eingehalten werden müssen ist selbstverständlich, die Betriebskosten (wesentlich bestimmt durch die Teillastwirkungsgrade) zu minimieren und die Einhaltung der Reservevorhaltung (Regelbänder) ist mit zunehmender Anzahl der Maschinensätze eine durchaus herausfordernde Aufgabe.

Diese Aufgabe kann in einer Leitwarte durch einen betriebsführenden Mitarbeiter erfolgen. Dieser muss durch ein SCADA-System (Supervisory Control and Data Acquisition) unterstützt werden. Dabei werden die Systemkomponenten Erzeugungseinheiten, Netzknoten und Verbraucher visualisiert und überwacht. Dieser Mitarbeiter führt dann auch die Lastverteilung auf die einzelnen Erzeugungseinheiten durch.

Die genannten Entscheidungsschritte können auch von einem Optimie-

rungsprogramm, das unter Einhaltung der Betriebsbereiche und Regelbänder (Regelreservenvorgaben) die Betriebskosten minimiert durchgeführt werden. Speziell im letzteren Fall ist es dazu zumindest erforderlich die einzelnen Maschinensätze über ein Bussystem miteinander zu verbinden und damit den Austausch der erforderlichen Informationen zu ermöglichen.

9.3. Regelreserven

Wenn bei der Konzeption des Inselnetzes die maximale Lastaufschaltung berücksichtigt wurde, so ist die größte Herausforderung im Inselnetz das Beherrschen des Ausfalles der größten Erzeugungseinheit. In Inselnetzen wird es in diesen Fällen unumgänglich sein Teile der Last abzuwerfen und zu versuchen den unternehmenskritischen Netzkern weiter zu versorgen. Eine mögliche Vorgangsweise in diesem Sinne ist es, so viel Last abzuwerfen, dass schließlich nur die maximale Lastaufschaltung (das Defizit entsteht hier aber durch einen Erzeugungsmengenwegfall) ausgeregelt werden muss.

Die Regelreserve (drehende Reserve - spinning reserve) ergibt sich wie folgt: Regelreserve = Summe der Nennleistungen der am Netz laufenden und auf Drehzahlregelung geschalteten Maschinen minus Summe der ins Netz eingespeisten Wirkleistungen der am Netz laufenden und auf Drehzahlregelung geschalteten Maschinen.

9.4. Unsymmetrische Belastung / Schiefast

Durch die unsymmetrische Belastung kommt es im Drehstromsystem zu einem Stromfluss im Neutralleiter. Dieser Stromfluss hat einen Spannungsabfall am Neutralleiter zur Folge, der je nach Erdungssystem zu einer Nullpunktverschiebung beim Verbraucher führen kann.

Da der Strom im Neutralleiter die Vektorsumme der einzelnen Außenleiterströme ist kann es in jenen Fällen bei denen eine sehr unterschiedlicher Phasenlage der einzelnen Außenleiterströme vorliegt dazu kommen, dass der Strom im Neutralleiter größer ist als der größte Außenleiterstrom. Der Worst-Case ist eine Phase wird ohmsch, eine induktiv und eine kapazitiv belastet. Schiefast ist also nicht nur ein nominales Thema, sondern auch abhängig vom Leistungsfaktors (der Blindleistung).

Der Grund von Schäden in Generatoren liegt darin, dass insbesondere der Läufer von den in Kraftwerken verwendeten Synchrongeneratoren als massiver und geschmiedeter Volltrommelläufer ohne Lamellierung gestaltet ist. Der Läufer eines Synchrongenerators ist bei gleichmäßiger Belastung und im synchronen Betriebsfall nur durch ein magnetisches Gleichfeld durchsetzt, und es treten keine Wirbelstromverluste auf. Durch eine Schiefast kommt es zu einem inversen Drehfeld im Läufer, welches zu einer unzulässigen Erwärmung und im Extremfall zur Zerstörung des Generators führen kann. Das inverse Drehfeld verursacht einen Strom in der Dämpferwicklung, dessen Frequenz doppelt so groß wie die Netzfrequenz ist. Die Dämpferwicklung wird hierbei mit geringem Widerstand ausgeführt, um die Verluste gering zu halten. [9-1]

Kurz zusammengefasst, die unsymmetrische Belastung führt im Generator zu Oberschwingungsströmen und Zusatz Erwärmung. Weitere Details dazu findet man in [5-3, Seite 294]. Grundsätzlich gilt daher, je besser die Kühlung des Rotors ist, desto niedriger liegen im Allgemeinen die zulässigen Schiefastwerte.

Daher können Generatoren nur eine festgelegte Schiefast bewältigen!

Problematisch wird es meist, wenn man einen 3-phasigen Generator um mehr als (30 bis) 50% über längere Zeit ungleich belastet (je größer der Generator umso geringer die erlaubte Schiefast).

9.5. Betrieb und Koordination

Leittechnik und Automatisierung

Abhängig von der Charakteristik der angeschlossenen Verbraucher kann der Stromverbrauch nahezu gleichförmig sein (wie bei einem Rechenzentrum) oder stark schwankend (wie bei einer Klimaanlage). Je dynamischer der Lastgang ist, den es gilt abzudecken, umso höher ist der Anspruch an die Überwachung, die Lastverteilung und den Maschineneinsatz.

Für Zwecke der Systemüberwachung ist es sinnvoll, Messwerte für Ströme, Spannungen und Frequenz an einem Ort zusammen zu führen, sodass diese Messwerte von einer Person leicht überwacht werden können. Heutzutage erfolgt dies häufig mit einer Leittechnik-Software, die zudem auch den Vorteil hat, dass man die Inhalte fernabfragen kann.

Die nächste Stufe der Automatisierung besteht darin, über die Leittechnik Maschinen starten und stoppen zu können. Existiert diese Funktion nicht im Leittechniksystem, so müssen die Maschinen vor Ort gestartet und gestoppt

werden. Diese Aufgabe, in welcher Form auch immer, ist grundsätzlich von einem Mitarbeiter durchzuführen, der eine entsprechende Ausbildung und Einschulung hat und gemäß ÖNORM als Schaltberechtigter geführt wird. Ein letzter Automatisierungsschritt besteht darin, über die Leittechnik in die Lastverteilung einzugreifen. Damit wird in die manuell in die Lastverteilung eingegriffen wie sie sich durch die automatischen Regler für Primärregelung und Sekundärregelung ergibt. Für Inselnetze kann diese Vorgangsweise als Tertiärregelung angesehen werden.

Beim Betrieb elektrischer Anlagen sind eine Reihe von Vorschriften zu beachten!, siehe dazu Kapitel Vorschriften.

Wartung und Instandhaltung

Wartung und Instandhaltung ist bei allen mechanisch beweglichen Teilen ein wichtiges Thema. „Dauereinsatz“ führt bei Motoraggregaten unweigerlich zu Wartungs- und Instandhaltungs-erfordernissen.

Die elektrischen Teile der Anlage sind meist nahezu wartungsfrei. Schalter sollten zumindest ein Mal im Jahr geschaltet werden.

Statische Anlagen (diese haben keine beweglichen Teile) wie Photovoltaikanlagen, Akkus und ähnliche Anlagen sind weitgehend wartungsfrei!

10. Regelung in Inselnetzen

10.1. Allgemeines zur Regelung von Inselnetzen

Über die bereits diskutierte Lastaufteilung hinaus ist es in elektrischen Netzen erforderlich zu jedem Zeitpunkt einen Ausgleich zwischen erzeugter Wirkleistung und verbrauchter Wirkleistung herzustellen. Ein Wirkleistungsüberschuss führt in elektrischen Netzen zu einer Frequenzerhöhung. Gleiches gilt für die Blindleistung, ein Blindleistungsüberschuss führt in elektrischen Netzen zu einer Spannungserhöhung.

Die physikalischen Hintergründe zu diesen Beobachtungen sind im Kapitel „Elektrotechnik für Fortgeschrittene“ zu finden.

Durch den beschriebenen Sachverhalt, dass in einem elektrischen Netz der Zusammenhang von Wirkleistung und Frequenz bzw. Blindleistung und Spannung groß ist, kann das Regelungsproblem in elektrischen Netzen in die beiden genannten Teilaufgaben getrennt werden.

Werden mehrere Erzeugungseinheiten zusammengeschaltet, so kommt man sehr schnell zu einem Systemaufbau der heute häufig mit dem Begriff Micro-Grid beschrieben wird. Ein Beispiel dazu findet sich in [4-2, Seite 54]

Das IEC (International Electrotechnical Commission) arbeitet seit geraumer Zeit an einer Reihe von Standardisierungsdokumenten, um den Parallelbetrieb von mehrerer Erzeugungseinheiten (bis hin zu Micro-Grids) zu vereinfachen und sicherer zu machen. Informationen dazu findet man unter [10-1]

10.2. Drehzahlregelung (Wirkleistungsregelung)

Selbstregelungseffekt

Darunter versteht man das Verhalten von Verbrauchern bei steigender Frequenz den Wirkverbrauch zu erhöhen (und bei sinkender Frequenz den Wirkverbrauch zu verringern). Damit stellt sich ein neues Gleichgewicht bei leicht erhöhter (leicht verringerter) Frequenz ein. Dieser Effekt ist bei Arbeitsmaschinen mit einem drehzahlabhängigen Arbeitsmoment gegeben. Der Effekt selbst ist aber in modernen Stromnetzen als gering zu bezeichnen.

Auch des Drehzahlverhalten der Erzeugungseinheiten (wenn das Erzeugungssystem rotierende Maschinen umfassen) zählt zu diesem Effekt.

Primärregelung – „Drehzahlregelung“

Dieser Regler ist in allen elektrischen Netzen vorhanden. Die Primärregelung ist eine sogenannte dezentrale Regelung. Die Grundannahme dabei ist, dass an jedem Punkt im Netz die Spannung mit der gleichen Frequenz schwingt. Da bei Synchronmaschinen der Zusammenhang zwischen Frequenz und Drehzahl immer starr ist kann die Frequenzinformation direkt aus der Drehzahl gewonnen werden. Abbildung 10-1 zeigt das Regelprinzip der Primärregelung.

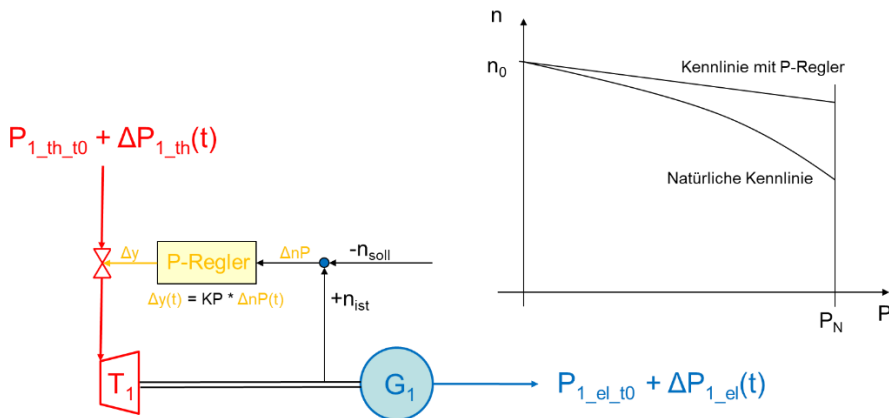


Abb. 10-1: Regelprinzip Primärregelung für eine „Turbine“ (Grafik: Autor)

Diese Regelreserve wird jedenfalls als „rotierende Reserve“ (spinning reserve) bereitgehalten und kann sekundenschnell (und schneller) aktiviert werden. Details zu Regelvorgängen im europäischen Verbundnetz findet man in [10-3].

Der Reglertyp ist ein so genannter Proportionalregler (P-Regler), der über einen konstanten Faktor (Leistungszahl KP_i) einen linearen Zusammenhang zwischen der Frequenzabweichung Df und der Arbeitspunktverschiebung DP der Erzeugungseinheit herstellt.

Die Arbeitspunktverschiebung DP errechnet sich aus der Formel

$$DP_{i_el} = -KP_i * Df$$

DP_{i_el} elektrische Arbeitspunktverschiebung der i-ten Erzeugungseinheit

KP_i Leistungszahl der i-ten Erzeugungseinheit

Df Frequenzabweichung im Inselnetz

Die Frequenzabweichung Df errechnet sich aus der Formel

$$Df = f_{\text{ist}} - f_{\text{soll}} = (n_{\text{ist}} - n_{\text{soll}}) * p / 60$$

f_{ist} Istfrequenz im Inselnetz

f_{soll} Sollfrequenz im Inselnetz

n_{ist} Istdrehzahl der Erzeugungseinheit

n_{soll} Solldrehzahl der Erzeugungseinheit

p Polpaarzahl der Erzeugungseinheit

Die Primärregelung ist solidarisch, jeder Regler im Synchrongebiet, der aktiviert ist, beteiligt sich am Regelvorgang!

Gibt es in einem Netz nur einen Generator, so kann mit einer waagrechten Statik ($s = 0$) gearbeitet werden. Man spricht von einer astatischen Regelung. Beim Inselbetrieb mit mehreren Generatoren stellt sich die Frage der Lastaufteilung bzw. des Beitrags zur Regelung. In diesen Fällen kann mit einer leicht fallenden Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie (bzw. Drehzahl-Wirkleistungs-Kennlinie) gearbeitet werden.

Beispiel 1: Eine Erzeugungseinheit im Inselnetz

Befindet sich unser Beispielgenerator Erzeugungseinheit 1 mit einer Nennfrequenz von $f_N = 50$ Hz und einer Nennleistung von $P_{N1} = 100$ kW im Leerlauf, so ist die Betriebsfrequenz annähernd 52 Hz. Wird unser Beispielgenerator Erzeugungseinheit 1 mit einer Last von 100 kW voll belastet, so sinkt die Frequenz des Generators 1 von der Sollfrequenz $f_{\text{soll}} = 52$ Hz ($n_{\text{soll}} = 1560 \text{ min}^{-1}$) auf $f_{\text{ist}} = 49$ Hz ($n = 1470 \text{ min}^{-1}$).

Damit ergibt sich für die Statik s_1

$$s_1 = (Df_{\text{MAX}} / f_N) / (DP_{1\text{MAX_el}} / P_N) = (3/50) / (100/100) = 0,06 \text{ p.u.}$$

Die Statik s_1 der Erzeugungseinheit 1 entspricht daher dem Wert 6%.

Die Leistungszahl der Erzeugungseinheit 1 entspricht daher

$$KP_1 = - P_N / Df_{\text{MAX}} = - 100 / 3 = - 33,3 \text{ kW / Hz}$$

Die Leistungs-Frequenz-Kennlinie der Erzeugungseinheit 1 ist in Abbildung 10-2 dargestellt.

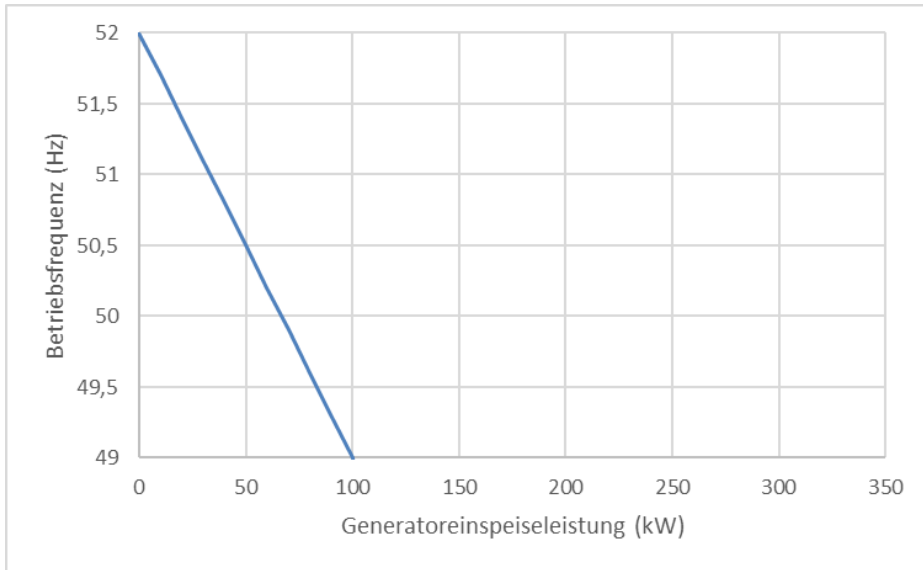


Abb. 10-2: Leistungs-Frequenz-Kennlinie Erzeugungseinheit 1 (Grafik: Autor)

Wir nun eine Last von 20 kW auf die leerlaufende Erzeugungseinheit 1 geschaltet, so ergibt sich ein neuer stabiler Arbeitspunkt bei $f_{\text{ist-NEU}}$ und da die Erzeugungseinheit unbelastet ist entspricht die alte Ist-Frequenz $f_{\text{ist-ALT}}$ der der Leerlauffrequenz f_{01} der Erzeugungseinheit 1.

$$\begin{aligned} f_{\text{ist-NEU}} &= f_{\text{ist-ALT}} + Df = f_{01} + Df \\ &= f_{\text{ist-ALT}} + DP_{1_{\text{el}}} / KP_1 = 52 + 20 / (-33,3) = 51,4 \text{ Hz}, \end{aligned}$$

dies entspricht einer Drehzahl

$$n_{\text{ist}} = f_{\text{ist}} * 60 / p = 51,4 * 60 / 2 = 1542 \text{ min}^{-1}$$

Damit gilt:

$$\begin{aligned} Df &= f_{\text{ist}} - f_{\text{soll}} = (n_{\text{ist}} - n_{\text{soll}}) * p / 60 = \\ &= (1542 - 1560) * 2 / 60 = -0,6 \text{ Hz} \end{aligned}$$

Technisch läuft der Vorgang so ab, dass auf der Maschinenwelle ein Drehzahlsensor angebracht ist, der die Drehzahl misst. Sofort nach dem Zuschalten der Last beginnt die Drehzahl zu sinken (der Maschinensatz wird durch die Last abgebremst). Damit ergibt sich eine Drehzahldifferenz zur Solldrehzahl, die vom Regler mit dem Faktor 30 ($60 / \text{Poolpaarzahl}$ - siehe oben) in eine Frequenzabweichung Df umgerechnet wird. Multipliziert mit der Leis-

tungszahl KP_1 des Reglers beginnt sich das „Turbinenventil“ mit dieser Stellgröße zu öffnen, die Antriebsmaschine „gibt Gas“. Die Antriebsmaschine steigert so lange die Antriebsleistung bis es zu einer Beschleunigung kommt, nun ist der Maschinensatz zu schnell, das „Turbinenventil“ beginnt wieder zu schließen. Ab einem bestimmten Punkt reicht die Antriebsleistung wieder nicht, die Drehzahl fällt wieder. Der Maschinensatz schwingt sich so auf den neuen Arbeitspunkt ein (wenn der Regelvorgang stabil verläuft).

Abschätzung des kinetischen Dämpfungseffekts des Maschinensatzes

Unter der Annahme, dass unsere Erzeugungseinheit 1 (4-poliger Synchron-generator) ein Trägheitsmoment von $0,8 \text{ kg m}^2$ und der Viertakt-Dieselmotor etwa das halbe Trägheitsmoment des Generators hat, ergibt sich ein gesamtes Trägheitsmoment für die Erzeugungseinheit 1 von knapp 2 kg m^2 . In Abbildung 10-3 ist die rotierende kinetische Energie des Maschinensatzes ersichtlich. Bei einer Drehzahlreduktion um 1 % auf 1544 (annähernd 1542) stecken in der Rotation etwa 25 kWs (kilo Watt Sekunden), erfolgt die Drehzahlreduktion innerhalb einer Sekunde entspricht das einer Leistung von 0,5 kW. Diese 0,5 kW entsprechen etwa 2,5 % der Last und unterstützen den Regelvorgang temporär bei der Einnahme des neuen Arbeitspunktes.

I_{gen} kg*m2	Faktor	I_{ges} kg*m2	n_{soll} min-1	f_{red} %	n_{ist} min-1	Ω rad/s	$E_{\text{kin_ges}}$ Ws	$\Delta t=1\text{s}$ W	$\Delta t=2\text{s}$ W	$\Delta t=3\text{s}$ W
1,3	1,5	1,95	1560	0	1560	163,28	25.994			
1,3	1,5	1,95	1560	1	1544	161,65	25.477	517	259	172
1,3	1,5	1,95	1560	2	1529	160,01	24.964	1.029	515	343
1,3	1,5	1,95	1560	3	1513	158,38	24.458	1.536	768	512
1,3	1,5	1,95	1560	4	1498	156,75	23.956	2.038	1.019	679
1,3	1,5	1,95	1560	5	1482	155,12	23.459	2.534	1.267	845
1,3	1,5	1,95	1560	6	1466	153,48	22.968	3.026	1.513	1.009

Abb. 10-3: Rotierende Energie der Erzeugungseinheit 1 (100 kW) (Tabelle: Autor)

Dieser Regelungsbeitrag ist sehr schnell aber auch sehr gering. Im Grunde „fängt“ der Primärregler durch die Erhöhung der Leistung der Antriebsmaschine (oder des Wechselrichters) ein Netz nach einer Lastaufschaltung oder bei einem Erzeugungsausfall auf, **die Frequenzabweichung bleibt dabei aber bestehen.**

Das Zuschalten eines Verbrauchers (Lastaufschaltung) wirkt auf den Generator so, als wollte man die Generatorwelle festhalten (genau genommen

bremsen). Dementsprechend bekommt die Antriebsmaschine einen „Lastschlag“, die Antriebsmaschine wird mit einem Drehmomentensprung beansprucht. Viertakt Dieselmotoren mit 1500 Umdrehungen/min können mit dieser Anforderung am besten umgehen.

Die Lastaufnahmefähigkeit eines Motoraggregats ist von folgenden Faktoren abhängig:

- Mittlerer effektiver Kolbendruck (je höher dieser Wert ist, umso geringer ist die Lastaufnahmefähigkeit) [7-1, Seite 24]
- Aufladungsdynamik (Dynamik des Abgasturboladers)
- Trägheitsmoment des Maschinensatzes
- Reglereigenschaften

Abbildung 10-4 zeigt Kennwerte, wie sie für Notstromaggregate gefordert werden, die in Kernkraftwerken eingesetzt werden.

1	2	3	4	5
Lfd. Nr.	Kenngröße (prozentuale Kenngrößen sind auf Nennwerte bezogen)	Formelzeichen	Einheit	Wert
1	Dynamische Drehzahlabweichung			
1.1	maximaler transienter Frequenzanstieg (Überschwingfrequenz)	$f_{d,max}$	%	<15
1.2	maximaler transienter Frequenzabfall (Unterschwingfrequenz)	$f_{d,min}$	%	≤ 10
1.3	Betätigungsdrehzahl der Überdrehzahlschutzeinrichtung	$n_{d,0}$	min^{-1}	$\leq 1,2 \cdot n_n$
2	Frequenzausregelzeit			
2.1	Entlastung durch maximale Laststufe	t_{fE}	s	≤ 2
2.2	Belastung durch maximale Laststufe	t_{fB}	s	≤ 2
2.3	Frequenztoleranzband (gemäß P-Grad Drehzahlregler)	α_n	%	± 5
3	Dynamische Spannungsänderung an den Generatorklemmen (mit Berücksichtigung der Anlaufströme von Asynchronmotoren, jedoch ohne transientes Gleichstromglied)			
3.1	Transiente Spannungsabweichung bei Leistungsabnahme (+)	σ_{DE}	%	≤ 20
3.2	Transiente Spannungsabweichung bei Leistungszunahme (-)	σ_{DB}	%	≤ 15
4	Spannungs-Ausregelzeit			
4.1	Entlastung durch jeweilige Laststufe	t_{fE}	%	60 ¹⁾
4.2	Belastung durch jeweilige Laststufe	t_{fB}	%	60 ¹⁾
¹⁾ Innerhalb von 60 % des zeitlichen Abstandes zwischen zwei aufeinanderfolgender Laststufen				

Abb. 10-4: Dynamische Toleranzen von NEAs in Kernkraftwerken [10-4, Seite 6] (Grafik: KTA)

Beispiel 2a: Zwei Erzeugungseinheiten im Inselnetz (gleiche Statik)

In diesem Beispiel soll die Erzeugungseinheit 1 um eine Erzeugungseinheit 2 mit einer Nennleistung von $P_{N2} = 300 \text{ kW}$ ergänzt werden. Die Statik wird auch bei der Erzeugungseinheit 2 auf 6% eingestellt.

Die Leistungszahl der Erzeugungseinheit 2 ist bei einer Statik von 6%

$$KP_2 = - P_N / Df_{MAX} = - 300 / 3 = - 100 \text{ kW} / \text{Hz}$$

Die Leistungs-Frequenz-Kennlinie der beiden Erzeugungseinheiten ist in Abbildung 10-5 dargestellt.

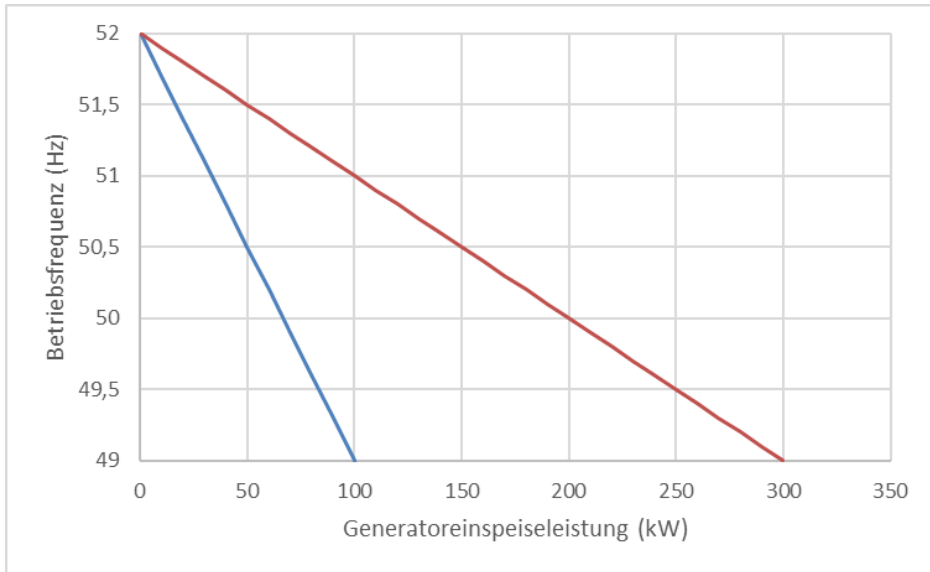


Abb. 10-5: Leistungs-Frequenz-Kennlinie Erzeugungseinheit 1 und 2 (Grafik: Autor)

Wird in diesem System eine Last von 80 kW zugeschaltet, so übernimmt die Erzeugungseinheit 1 in diesem Beispiel 20 kW und die Erzeugungseinheit 2 60 kW, die Drehzahl sinkt dabei auf $n_{\text{ist}} = 1542 \text{ min}^{-1}$ ($= 1560 - 18$) und die Frequenz auf 51,4 Hz. Die Teillastbelastung ist daher bei beiden Einheiten gleich groß bei 20%. All dies ist das Ergebnis der Auflösung von drei Gleichungen mit drei Unbekannten ($f_{\text{ist-NEU}}$, DP_{1_el} , DP_{2_el}).

Die Gleichungen lauten:

$$f_{\text{ist-NEU}} = f_{01} + DP_{1_el} / KP_1 = 52 + DP_{1_el} / (-33,3)$$

$$f_{\text{ist-NEU}} = f_{02} + DP_{2_el} / KP_2 = 52 + DP_{2_el} / (-100)$$

$$DP_{\text{Ges_el}} = DP_{1_el} + DP_{2_el} = 80 \text{ kW}$$

Die beiden ersten Gleichungen können gleichgesetzt werden. Ersetzt man DP_{2_el} in dieser neuen Gleichung (durch Umformung der dritte Gleichung) erhält man eine Gleichung mit einer Unbekannten.

$$52 + DP_{1_el} / (-33,3) = 52 + (80 - DP_{1_el}) / (-100) \text{ und damit}$$

$$DP_{1_el} = + 80 * (-33,3) / (-100) - DP_{1_el} * (-33,3) / (-100)$$

$$DP_{1_el} = + 80 * 33,3 / 100 / (1 + 33,3 / 100) = 20 \text{ kW}$$

Daraus folgt:

$$DP_{2_el} = 80 - DP_{1_el} = 60 \text{ kW}$$

$$f_{ist-NEU} = f_{01} + DP_{1_el} / KP_1 = 52 + 20 / (-33,3) = 51,4 \text{ Hz}$$

Bei Erzeugungseinheiten sollte immer die gleiche Statik eingestellt werden, um eine annähernd gleiche „Belastung“ der geregelten Erzeugungseinheiten durch Regeleingriffe herzustellen. Die Leistungszahl ist dabei je nach Größe der Einheit unterschiedlich!

Um einen stabilen Betrieb (Arbeitspunkt) sicherzustellen darf die Statik nicht zu klein sein (nicht unter 3 %). Details zum Thema Statik findet man in [10-5].

Beispiel 2b: Zwei Erzeugungseinheiten im Inselnetz (unterschiedliche Statik, gleiche Leerlauf Frequenz)

Wird bei der Erzeugungseinheit 2 die Statik auf 3 % gesetzt und die Frequenz bei Leerlauf bleibt bei 52 Hz so ergibt sich eine Kennlinie wie in Abbildung 10-6 dargestellt.

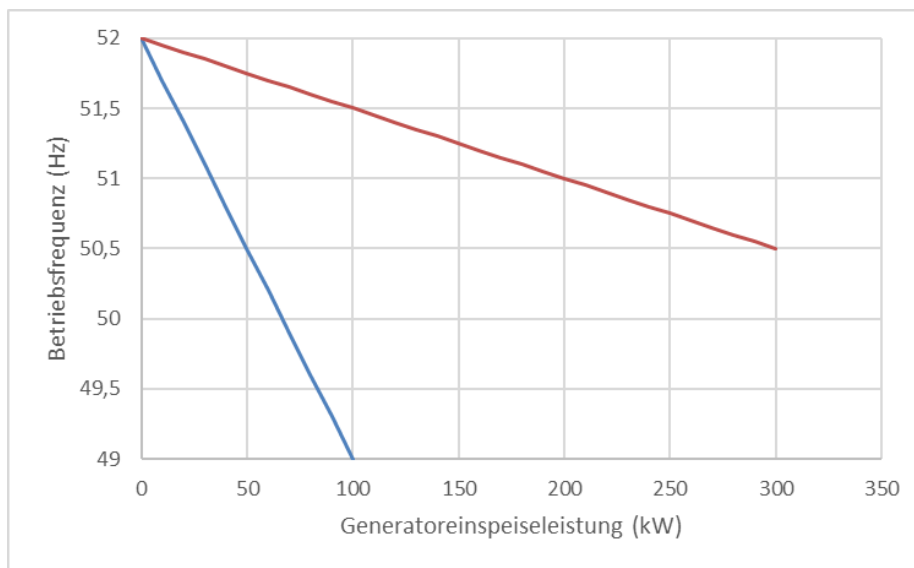


Abb. 10-6: Leistungs-Frequenz-Kennlinie Erzeugungseinheit 1 (6%) und 2 (3%) (Grafik: Autor)

Damit ergibt sich eine Leistungszahl von

$$KP_2 = - P_N / Df_{MAX} = - 100 / 1,5 = - 200 \text{ kW / Hz}$$

Wird in diesem System eine Last von 80 kW zugeschaltet, so übernimmt die Erzeugungseinheit 1 etwas mehr als 10 kW und die Erzeugungseinheit 2 etwas weniger als 70 kW, die Drehzahl sinkt dabei auf $n_{\text{ist}} = 1551 \text{ min}^{-1}$ ($= 1560 - 9$) und die Frequenz auf etwa 51,7 Hz. Die Einheit **mit der geringeren Statik** (Einheit 2) übernimmt einen überproportionalen Anteil der Last und die Teillastbelastung ist daher bei den beiden Einheiten nicht mehr gleich groß. Die Erzeugungseinheit 1 liegt bei etwas mehr als 10%, die Erzeugungseinheit 2 bei 23%.

Die dazugehörige Berechnung lautet:

$$DP_{1_{\text{el}}} = + 80 * 33,3 / 200 / (1 + 33,3 / 200) = 11,4 \text{ kW}$$

Daraus folgt:

$$DP_{2_{\text{el}}} = 80 - DP_{1_{\text{el}}} = 68,6 \text{ kW}$$

$$f_{\text{ist-NEU}} = f_{01} + DP_{1_{\text{el}}} / KP_1 = 52 + 11,4 / (-33,3) = 51,65 \text{ Hz}$$

Beispiel 2c: Zwei Erzeugungseinheiten im Inselnetz (unterschiedliche Statik, gleiche Vollastfrequenz)

Wird bei der Erzeugungseinheit 2 die Statik auf 3 % gesetzt und die Frequenz bei Volllast bleibt bei 49 Hz so ergibt sich eine Kennlinie wie in Abbildung 10-7 dargestellt.

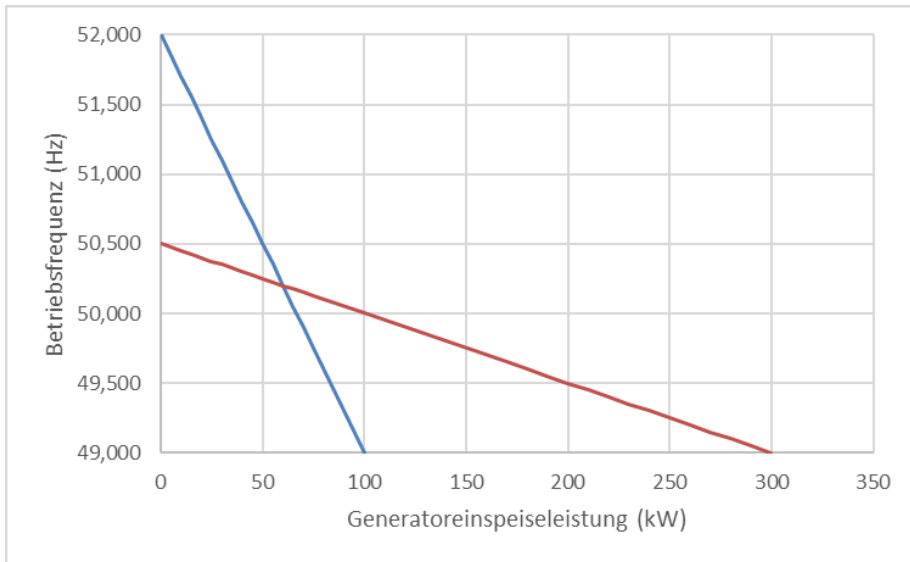


Abb. 10-7: Leistungs-Frequenz-Kennlinie Erzeugungseinheit 1 (6%) und 2 (3%) (Grafik: Autor)

Wird in diesem System eine Last von 80 kW zugeschaltet, so übernimmt die Erzeugungseinheit 1 etwas weniger als 55 kW und die Erzeugungseinheit 2 etwas mehr als 25 kW, die Drehzahl sinkt dabei auf $n_{\text{ist}} = 1511 \text{ min}^{-1}$ ($= 1560 - 49$) und die Frequenz auf etwa 50,4 Hz. Die Einheit **mit der größeren Statik** übernimmt einen überproportionalen Anteil der Last und die Teillastbelastung ist daher bei den beiden Einheiten nicht mehr gleich groß. Die Erzeugungseinheit 1 liegt bei etwas mehr als 10%, die Erzeugungseinheit 2 bei 23%.

Die dazugehörige Berechnung lautet:

$$52 + DP_{1_el} / (-33,3) = 50,5 + (80 - DP_{1_el}) / (-200) \text{ und damit}$$

$$DP_{1_el} = 1,5 * 33,3 + 80 * (-33,3) / (-200) - DP_{1_el} * (-33,3) / (-200)$$

$$DP_{1_el} = (1,5 * 33,3 + 80 * 33,3 / 200) / (1 + 33,3 / 200) = 54,2 \text{ kW}$$

Daraus folgt:

$$DP_{2_el} = 80 - DP_{1_el} = 25,8 \text{ kW}$$

$$f_{\text{ist-NEU}} = f_{01} + DP_{1_el} / KP_1 = 52 + 54,2 / (-33,3) = 50,4 \text{ Hz}$$

Bei einem Aggregat wird dieser Regler als Drehzahlregler realisiert, bei Akkuanlagen wird der Wechselrichter mit einer adäquaten Regelkennlinie betrieben.

Differentialkomponente zur Sprungantwortverbesserung

Um die Antwortzeiten eines Drehzahlreglers zu verbessern wird oft eine Differential-Komponente auf das Reglersignal aufgeschaltet. Damit ergibt sich im Sinne der Abbildung 10-8 eine Reglergleichung (vereinfacht) wie folgt:

$$\Delta_{\text{Reg}}(t) = KP * [Df + TV * \text{Diff}(Df)]$$

Diff steht für das Differential der Frequenzänderung über die Zeit, also wie schnell sich die Frequenz verändert.

Die Vorhaltezeit TV ist ein Maß für den Einfluss der Differentialkomponente. Sie gibt an wie weit in die Zukunft der aktuelle Trend (Steigung) der Regelgröße angenommen werden soll. Ist der Einfluss der Differentialkomponente zu hoch, dann kann es zu Instabilitäten kommen.

Isochroner Betrieb

Beim isochronen Betrieb eines Aggregates wird die Frequenz und damit die Drehzahl durch das in diesem Modus betriebene Aggregat konstant gehalten. In einem Netz kann **ein und nur ein** Aggregat in diesen Modus betrieben werden. Die anderen Aggregate haben eine Statik die nur dann zum Tragen kommt, wenn die isochron geregelte Maschine am Ende ihres Regelbereiches angelangt ist. Dann kommt es auch wieder zu größeren Frequenzabweichungen.

Diese Betriebsweise kommt dann zum Tragen, wenn die großen Frequenzschwankungen durch die ausschließlich vorhandene Primärregelung nicht den notwendigen Anforderungen an die Frequenzschwankungen entsprechen.

Sekundärregelung– „Frequenzregelung“ (– „Netzregelung“)

Da der bereits beschriebene P-Regler die Frequenzabweichung nicht ausregeln kann braucht die Regelung eine Integralkomponente.

In den Westeuropäischen Netzen (im kontinentaleuropäischen UCTE-Netz) ist es schon lange Tradition (aus der Zeit vor der Liberalisierung), dass die einzelnen Transportnetzbetreiber für ihren Verantwortungsbereich (Netzbe-
reich) einen Sekundärregler betreiben.

Diese Sekundärregler sind ebenfalls automatische Regler. Sie sind jedoch zentral und nicht solidarisch. Ziel ist es, dass der Regler jenes Versorgungsgebiet, in dem eine Abweichung aufgetreten ist, ausregelt (das Wirkleistungsgleichgewicht wieder herstellt). Um Konflikte zwischen Primär- und Sekundärreglern zu vermeiden werden die Zeitkonstanten der Sekundärregler im kontinentaleuropäischen UCTE-Netz so eingestellt, dass ihr Regeleingriff im Wesentlichen nach etwa 10 Minuten beendet ist. Dieser Regelvorgang wird in [10-6, Seite 12] detailliert beschrieben.

Hinweis: In den Netzen der ehemaligen Sowjetunion gab es (und gibt es auch heute in den Nachfolgestaaten) diese Regler nicht, Frequenzeinbrüche wurden von Primärreglern automatisch „aufgefangen“ alle weiteren Handlungen erfolgten und erfolgen manuell.

Wie bereits erwähnt, kommt es durch den Primärregler nicht zu einer vollständigen Frequenzkorrektur zurück auf die Sollfrequenz. Es kommt zwar zu einer Arbeitspunktverschiebung der an der Regelung beteiligten Erzeugungseinheiten, die Frequenzabweichung bleibt aber bestehen.

Durch mehrere aufeinander folgende Lastzuschaltungen wird das Regelband

noch oben immer kleiner. Eine weitere Erzeugungseinheit (nicht notwendigerweise geregelt) muss ans Netz genommen werden, um die Regelbänder wieder zu „öffnen“ / freizuspielen.

Abbildung 10-8 zeigt ein vollständiges Regelkonzept für den Inselbetrieb. Dieses Konzept ist ebenfalls dezentral. Würde es Übergabepunkte zu anderen Netzgebieten geben, so bräuchte es einen zentralen Regler. Da ein klassisches Inselnetz keine Übergaben an andere Netzgebiete hat, braucht es auch keinen zentralen Sekundärregler wie im UCTE-Netz.

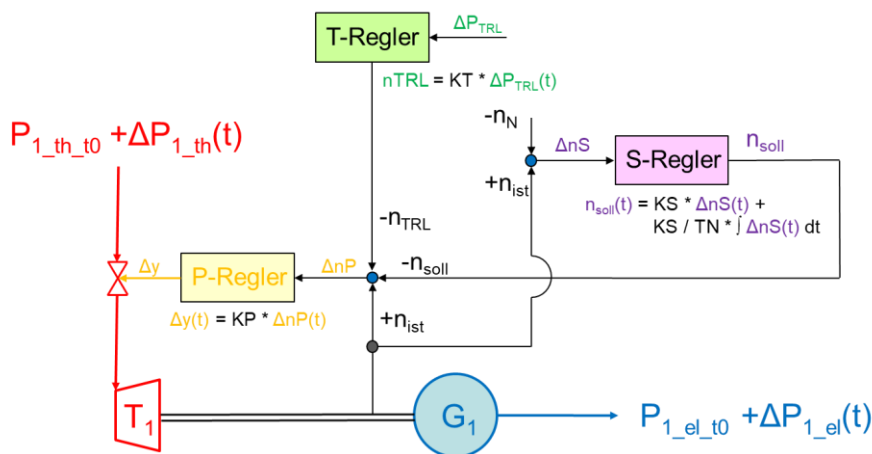


Abb. 10-8: Regelkonzept für die Wirkleistungs-Frequenz-Regelung in Inselnetzen (Grafik: Autor)

Der Primärregler, P-Regler ist in 10-8 in gelb dargestellt. Er reagiert in Sekundenbruchteilen. Der Sekundärregler, S-Regler (in violett) passt die Soll-drehzahlvorgabe n_{soll} so an, dass die Frequenz nach jeder Änderung wieder auf die Nennfrequenz f_N zurückgeführt wird.

T_N wird als Nachstellzeit des Reglers bezeichnet und definiert die Zeit die verstreichen muss, damit der I-Anteil gleich dem P-Anteil ist. Gleichzeitig ist sie ein Maß dafür, wie stark der Einfluss des I-Anteils ist. Je größer die Nachstellzeit ist, desto geringer ist der Einfluss des I-Anteils und umgekehrt. Bei Inselnetzen wird dieser Regeleingriff im Minutenbereich liegen.

Durch die Tertiärregelung, T-Regler (in grün) die typischerweise manuell erfolgt, werden die Arbeitspunkte der einzelnen Regelmaschinen so eingestellt, dass die Arbeitspunkte Teillastwirkungsgradoptimal sind und die Regelbereiche ausreichend sind.

Um die Regelfähigkeit des Systems zu erhalten muss nach mehreren Lastzuschaltungen oder einem Ausfall einer Erzeugungseinheit manuell oder automatisch eine weitere Erzeugungseinheit ans Netz genommen werden, um die Spielräume für Regelvorgänge sicherzustellen.

Erneuerbare Erzeugungsanlagen können ebenfalls zur Frequenzregelung beitragen.

Naheliegender ist das folgende Konzept von Steinhart et.al. [10-7, Seite 4]. Dabei wird die Einspeisung von Erneuerbarem Strom im Überfrequenzbereich linear eingekürzt.

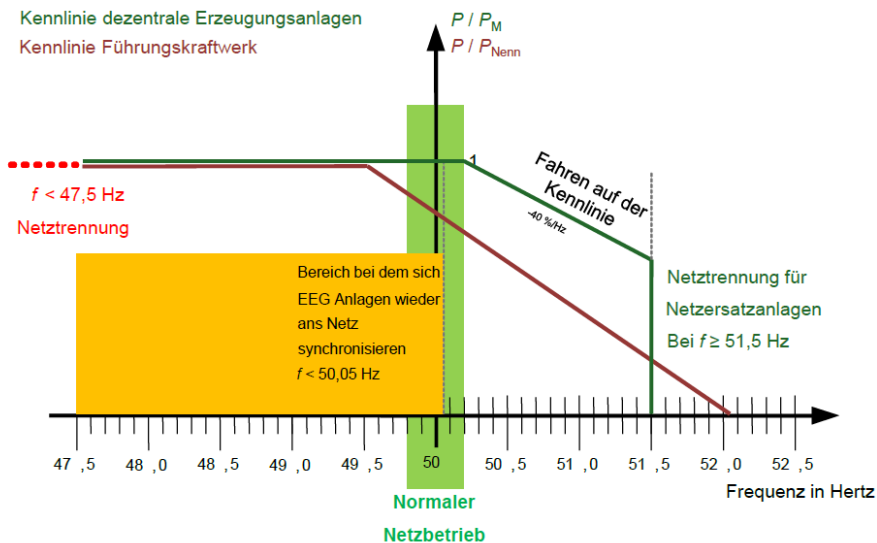


Abb. 10-9: Automatisches Einkürzen von Erneuerbaren im Überfrequenzbereich (Grafik: Steinhart)

Wechselrichter und Wirkleistungsregelung

Hauck zeigt in [10-2, Seite 94], dass Wechselrichter beachtliche dynamische Fähigkeiten haben. Ist der dahinterliegende Akku stark genug (wie in diesem Fall), so können zwei Wechselrichter mit je 10 kVA (gesamt also 20 kVA) die Zuschaltung einer zweipoligen Asynchronmaschine mit 5,5 kW in 0,35 Sekunden problemlos ausregeln.

Hauck zeigt auch [10-2, Seite 97], dass Wechselrichter durchaus erfolgreich mit Dieselgeneratoren zusammenarbeiten können und die Lastaufteilung funktioniert.

10.3. Spannungsregelung (Blindleistungsregelung)

Aufgaben der Erreger und Spannungsregel

Einrichtungen die Erreger und Spannungsregel Einrichtungen haben im Hinblick auf den auf den Netzbetrieb folgende Aufgaben zu erfüllen:

- Begrenzung der Spannungsschwankungen (Ausregeln der Spannung bei Laststößen),
- stabile Verteilung der „Blindlasterzeugung“ (Anpassung der Blindleistungslieferung an das Spannungsniveau des Netzes durch Stromkompoundierung),
- untererregter Betrieb der Synchronmaschine (der Spannungsregler soll die Selbsterregung des Generators bei kapazitiver Belastung verhindern),
- Kurzschluss (zur Erhaltung der dynamischen Stabilität bei Fernübertragung muss die Erregung schlagartig erhöht werden - Stoßerregung),
- Volllastabschaltung (bei Lastabwurf muss die Spannung im zulässigen Grenzen gehalten werden).

Regelprinzip Spannungs-Blindleistungs-Regelung

Schematisch ergibt sich daher ein Regelprinzip wie in Abbildung 10-10 dargestellt ist.

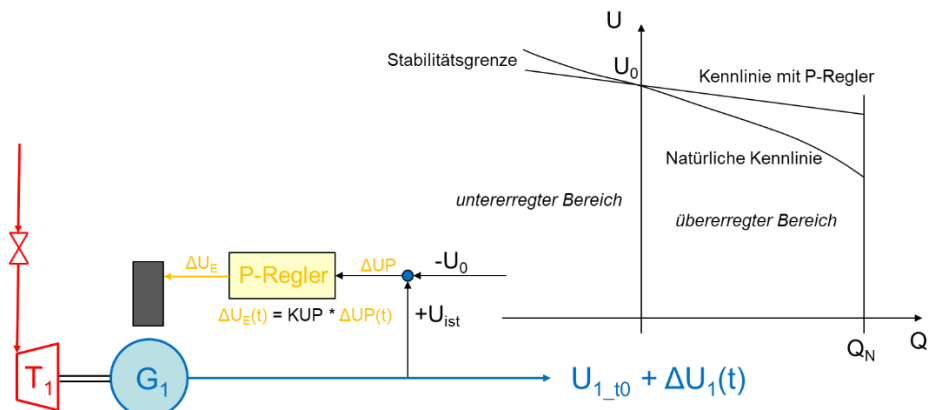


Abb. 10-10: Funktionsprinzip Spannungsregelung bei Synchrongeneratoren (Grafik: Autor)

In einem elektrischen Netz führt ein Überschuss an Blindleistung zu einem Spannungsanstieg, ein Defizit zu einer Spannungsabsenkung. Ein Blindleistungsüberschuss ergibt sich, wenn die Blindleistungsbilanz negativ ist und daher ein Überschuss an kapazitiver Blindleistung besteht.

Durch diesen Sachverhalt ergeben sich für die Spannungsregelung ähnliche Erfordernisse wie für die Drehzahlregelung. Dabei ist zu beachten, dass die Spannungsregelung über zwei Quadranten geht (z. B. untererregte und übererregte Synchronmaschine).

Die Spannungsregelung kann durch

- (1) Synchrongeneratoren zusätzlich zur Wirkleistungserzeugung,
- (2) Synchrongeneratoren im Phasenschieberbetrieb (ohne Wirkleistungserzeugung)
- (3) Kondensatorbatterien (nur schrittweise zuschaltbar) oder
- (4) Wechselrichter erfolgen.

Abbildung 10-11 zeigt das Leistungsdiagramm eines Synchrongenerators [8-14, Seite 11]. Wie man sieht gibt es im praktischen Betrieb eine Reihe von Einschränkungen.

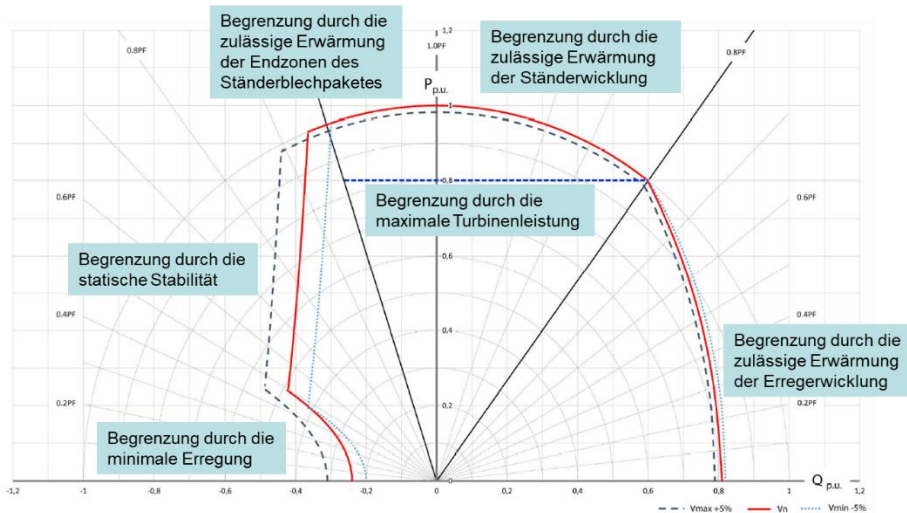


Abb. 10-11: Leistungsdiagramm für einen Synchrongenerator (Grafik: Autor)

Synchrongeneratoren können entweder an der Spannungsregelung teilnehmen, oder durch Einspeisung einer konstanten Blindleistung oder einer Blindleistung proportional zur eingespeisten Wirkleistung zur Spannungshaltung beitragen. Die letzte Variante wird auch als $\cos\Phi$ -Regelung bezeichnet, da in diesem Fall der $\cos\Phi$ der eingespeisten Scheinleistung konstant gehalten wird.

Die Spannungsregelung mit einem Synchrongenerator zeigt Abbildung 10-12. Dabei werden durch den Primärregler (P-Regler) Spannungssprünge abgefangen und durch den Sekundärregler (S-Regler) wird die Klemmenspannung wieder auf den Sollwert zurückgeführt.

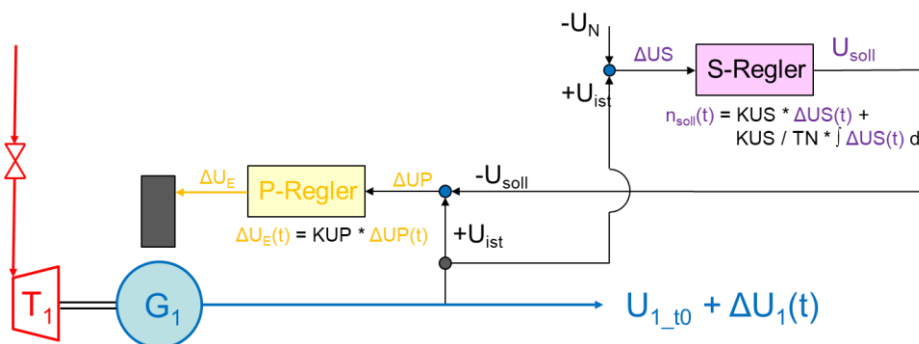


Abb. 10-12: Regelprinzip Spannungs-Blindleistungsregelung in Inselnetzen (Grafik: Autor)

Da ein Synchrongenerator immer nur eine Stellgröße für die Ausgangsspannung besitzt (= den Erregerstrom), kann bei ungleicher Belastung (Schieflast) die Spannung nicht mehr korrekt geregelt werden.

Nimmt die Synchronmaschine Blindleistung auf (untererregter Betrieb) so wird die magnetische Kopplung zwischen Läuferfeld und Statordrehfeld geschwächt. Dies kann bei Laststößen und im Kurzschlussfall zu Instabilitäten führen.

Weitere Möglichkeiten der Spannungsregelung

Die Spannungsregelung kann durch Kondensatorbatterien unterstützt werden, die in Teilschritten zu bzw. abschaltbar sind. Dabei ist zu bedenken, dass die „Blindleistungswirkung“ der Kondensatorbatterien vom aktuellen Spannungsniveau abhängen. Die Kondensatorbatterien erbringen also am unteren Rand des Spannungsbandes einen geringeren Beitrag als im oberen Bereich des Spannungsbandes. Eine Stoßerregereinrichtung im Kurzschlussfall, als Teil der Spannungsregelung, kann hier gute Dienste tun.

Rotierende Blindleistungskompensatoren (Phasenschieber) haben den großen Vorteil, dass sie auch am unteren Rand des Spannungsbandes ihre volle Blind-Nennleistung ins Netz einspeisen können.

10.4. Microgrids und Smart Grids [10-8]

Was ist der Unterschied zwischen Microgrids und Smart Grids?

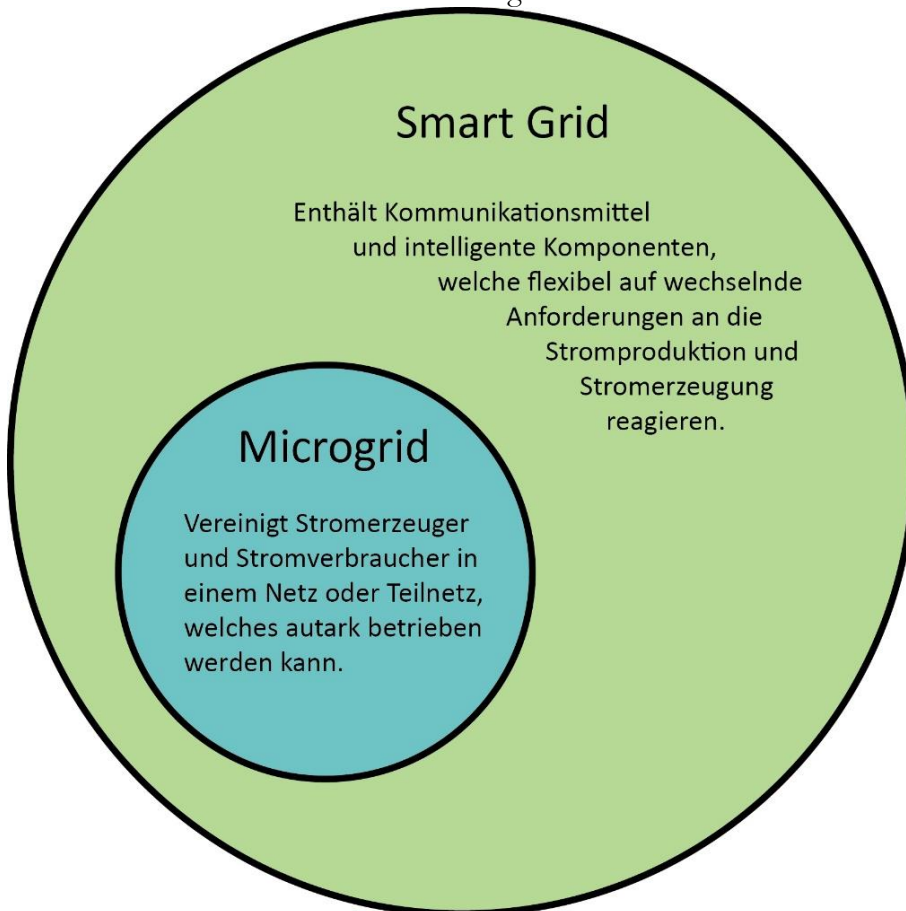


Abb. 10-13: Microgrid, eine Untermenge der Smart Grids (Grafik: ZHAW)

Die Begriffe Microgrids und Smart Grid werden oft als Synonyme verwendet. Auch wenn ein Netz gleichzeitig ein Microgrid und ein Smart Grid sein kann, ist die Bedeutung nicht ganz dieselbe. In Abbildung 10-13 wird das Verhältnis der Begriffe dargestellt. Ein Stromnetz ist dann ein Microgrid, wenn es autark, das heisst als Inselnetz, betrieben werden kann. Dabei kann es im Normalbetrieb durchaus Teil des übergeordneten Stromnetzes sein. Smart Grids sind hingegen Stromnetze, die Kommunikationsinfrastruktur

wie Smart Meter und «intelligente» Komponenten wie Lastmanagement oder eine dynamische Abregelung der Produktion enthalten, müssen allerdings nicht autark betrieben werden können. Microgrids stellen also eine Untergruppe von Smart Grids dar, auch wenn manchmal mit dem Begriff Smart Grid Teilnetze bezeichnet werden, die unabhängig vom übergeordneten Netz betrieben werden können.

Was können Microgrids, was das normale Netz nicht kann?

Da Microgrids bei Netzproblemen autark betrieben werden können, kann die Last innerhalb eines Microgrids unabhängig vom übergeordneten Stromnetz bedient werden. Werden die Leitungen zu einem Microgrid unterbrochen, so wird ein Microgrid-fähiges Teilnetz in den Inselmodus schalten. Da jedes Microgrid auch Stromerzeuger integriert hat, kann es von äußeren Einflüssen abgeschirmt die Stromversorgung innerhalb des eigenen Netzes sicherstellen. Dies kann für kritische Infrastruktur essentiell sein. Krankenhäuser mit Intensivstationen, Polizeizentralen oder auch Serverfarmen sind so vor eventuellen Ausfällen deutlich besser geschützt.

Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Erzeugungsleistung im Microgrid begrenzt ist und es daher im Anlassfall zu Teilabschaltungen (der Erzeuger oder der Verbraucher) kommen kann bzw. muss um das Teilnetz weiter betreiben zu können!

In Abbildung 10-14 wird ein Leitungsausfall in Richtung des rechten unteren Teilnetzes dargestellt.

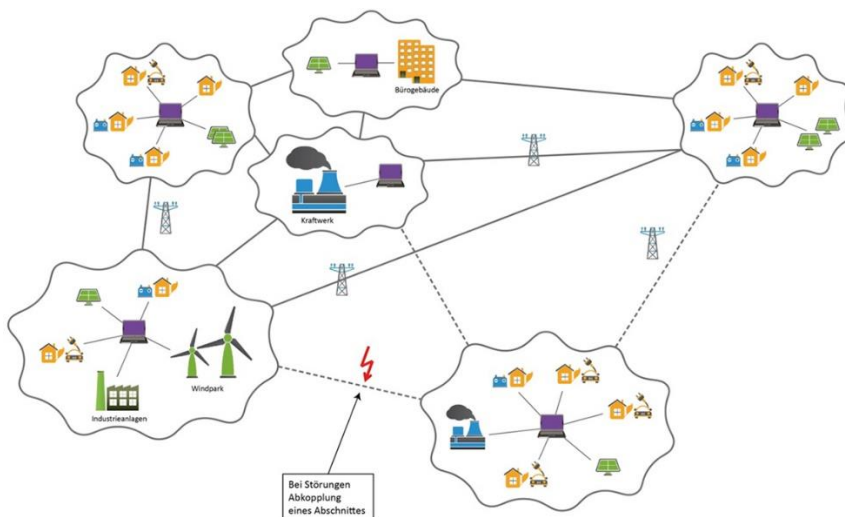


Abb.

10-14: Regelprinzip Spannungs-Blindleistungsregelung in Inselnetzen (Grafik: ZHAW)

11. Regeln für den Systembetrieb von USV/NEA-Anlagen

11.1. Rückspeisungsschutz / ungewollte Inselbildung

Nach Unterbrechung der Stromversorgung durch das VNB-Netz darf unter bestimmungsgemäßen Betriebsbedingungen und im Falle eines Einzelfehlers in einem Bauelement der USV/NEA-Anlage keine Gefährdung durch elektrischen Schlag am Netzanschluss der USV/NEA-Anlage bzw. bei separat angeordnetem Rückspeisungsschutz an dessen netzseitigem Eingang auftreten.

Der Rückspeisungsschutz ist eine Schutzeinrichtung, die das Risiko eines elektrischen Schlages auf Grund von Rückspeisung ins VNB-Netz ausschließt. Er muss den Anforderungen aus den Normen der Reihe DIN VDE 0558 entsprechen. [8-2, Seite 21]

Um eine ungewollte Inselbildung zu verhindern (in der Literatur auch als „islanding“ bekannt) wird eine „Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen“ (ENS) für diese Zwecke eingesetzt. Eine ENS ist eine automatische Freischnittstelle für kleine Stromerzeugungsanlagen (bis 30 kW Spitzenleistung). Sie garantiert, dass sich der Wechselrichter bei Stromausfall oder Netzabschaltung auf jeden Fall selbständig vom Stromnetz trennt, um eine Inselbildung und dadurch erfolgende Rückspeisungen in das Stromnetz zu verhindern, die möglicherweise zu gefährlichen Auswirkungen führen könnten. Das typische Einsatzfeld dieser Einrichtungen sind netzgeführte Photovoltaikanlagen.

Seit der 2005er Fassung dieser Norm heißt die Freischnittstelle nicht mehr „Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen“, sondern: „Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“. In der am 1. Februar 2006 gültig gewordenen Vornorm DIN V VDE V 0126-1-1 wird der Begriff ENS ausdrücklich nicht mehr verwendet. [8-12]

11.2. Rückleistungsschutz bei Motoraggregaten

Von Rückleistung spricht man, wenn das Aggregat synchron am Netz läuft und dabei Energie vom Netz aufnimmt anstatt Energie zu beziehen. Dies kann z. B. durch einen defekten Drehzahlregler des Motors oder durch Kraftstoffmangel entstehen. Der Generator arbeitet dann als Motor und treibt die Verbrennungskraftmaschine an. Bei längerer Dauer dieses Betriebszustandes kann dies u.U. zu Schäden an der Verbrennungskraftmaschine führen.

Dieser Fall darf nicht mit dem Phasenschieberbetrieb von Großkraftwerken verwechselt werden und hat damit auch nichts zu tun. [6-7, Seite 66]

11.3. FRT-Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen

Die Anforderungen an die FRT-Fähigkeit (fault ride through-Fähigkeit) gelten sowohl für symmetrische als auch für asymmetrische Fehler im Netz. Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn im Stromnetz Störungen in Form von konzeptgemäß zu beherrschenden Fehlern (im Übertragungs- oder Verteilnetz) aufgetreten sind. Diese Fähigkeit entspricht einem Spannungs-Zeit-Profil am Netzanschlusspunkt, das für Fehlerbedingungen festlegt ist. Das Spannungs-Zeit-Profil gibt den unteren Grenzwert des tatsächlichen Verlaufs der Außenleiterspannungen auf Netzspannungsebene während eines Fehlers als Funktion der Zeit vor dem Fehler, während des Fehlers und nach dem Fehler wieder. Für synchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz gilt das Spannungs-Zeit-Profil als Richtwert. Sie sollen während eines Fehlers die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb nach Können und Vermögen entsprechend den Herstellerangaben aufrechterhalten.

Stromerzeugungsanlagen müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinanderfolgenden Fehlern ausgelegt sein. Wenn durch mehrere aufeinanderfolgende durchgefahrene Fehler die thermischen Auslegungsgrenzen überschritten werden, darf sich die Stromerzeugungsanlage vom Netz entkuppeln.

Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die FRT-Fähigkeit nicht gefährden; unbeschadet dessen ist der Unterspannungsschutz (entweder FRT-Fähigkeit oder festgelegte Mindestspannung) vom Netzbenutzer unter Berücksichtigung der Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlage so breit wie möglich festzulegen, soweit der relevante Netzbetreiber gemäß TOR Erzeuger Kapitel 6.3 „Schutzsysteme und -einstellungen“ keine engeren Grenzen für die Einstellungen vorschreibt. Der Netzbenutzer muss die Einstellungen nach diesem Grundsatz begründen. [11-1, Seite 20]

11.4. Netzentkopplungsschutz

In diesem Kapitel werden unter anderem die Bedingungen diskutiert die zu einer Trennung der Verbraucher vom VNB-Netz führen. Dies erfolgt im Anlassfall durch den Netzentkopplungsschutz.

In den TOR Erzeuger [11-1, Seite 36] wird für NEAs sowohl eine Schaltstelle als auch ein Entkopplungsschutz vorgeschrieben (siehe dazu auch Abbildung 11-1).

Die Entkopplungsstelle sichert eine Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz. Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle (Entkopplungsschalter) wird von der Schutzeinrichtung (Entkopplungsschutz) angesteuert und löst automatisch aus, wenn eine der Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung anspricht. Die Entkopplungsstelle ist im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber festzulegen. Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle muss elektrisch unverzüglich auslösbar sein und eine allpolige galvanische Trennung bewirken. Sofern kein Inselbetrieb vorgesehen ist, können die dezentralen Schalteinrichtungen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten (Generatorschalter, integrierte Schalteinrichtungen der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle) als Entkopplungsstelle verwendet werden.

Bei inselbetriebsfähigen Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz kann eine vierpolige Abschaltung notwendig sein und vom Netzbetreiber gefordert werden. In diesem Fall sind die Sicherheitsvorschriften für die Trennung und Erdung eines PEN-Leiters besonders zu beachten. Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle muss mindestens Lastschaltvermögen haben und für die maximal abzuschaltende

Kurzschlussleistung ausgelegt sein. Wenn Sicherungen als Kurzschlusschutz eingesetzt werden, ist das Schaltvermögen der Schalteinrichtung mindestens gemäß dem Ansprechbereich der vorgeschalteten Sicherung zu bemessen. Die Schalteinrichtung muss aber für die Zuschaltung der Stromerzeugungsanlage und zur Abschaltung der maximal möglichen Erzeugungsleistung geeignet sein. Die Funktion der Schaltgeräte der Entkuppelungsstelle muss überprüfbar sein. Diese Überprüfung kann bei selbsttätig wirkenden Freischaltstellen gem. Kapitel 6.3.1 entfallen. [11-1, Seite 36]

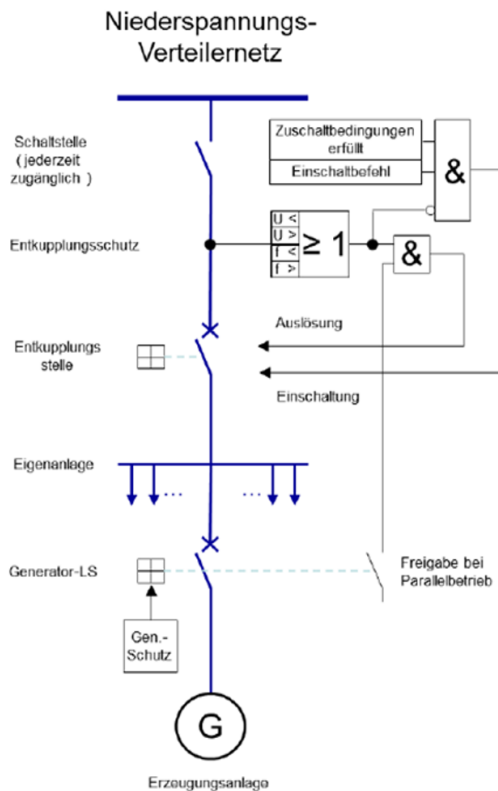


Abb. 11-1: Funktionsbeispiel Netzentkuppelungsschutz (Grafik: E-Control)

Abbildung 11-1 zeigt den Aufbau und die Komponenten des Entkuppelungsschutzes.

Klar ersichtlich ist, dass die wesentlichen Eingangsgrößen für die Schaltlogik Über- und Unterspannung sowie Über- und Unterfrequenz sind. Einstellbereiche und empfohlene Werte dafür sind in [11-1, Seite 41] zu finden.

Eine Arbeitsstromauslösung des Schaltgerätes der Entkopplungsstelle darf weder mit der Netzspannung noch mit der Generatorspannung betrieben werden oder davon abhängig sein. Unterspannungsauslöser in Ruhestromschaltung, die mit der Netzspannung oder der Generatorspannung betrieben werden, dürfen eingesetzt werden. Der Ausfall der Hilfsspannung oder das Ansprechen der Selbstüberwachung der Schutzeinrichtung muss zum Auslösen des Entkopplungsschalters führen. Diese Forderung gilt gleichermaßen für eigenständige Schutzeinrichtungen und für kombinierte Geräte, in welchen Schutzfunktionen und Steuerungsfunktionen in einer gemeinsamen Hardware realisiert sind. [11-1, Seite 38]

11.5. Die Rückschaltung / Wiederschaltung

Zwangssynchronisation / Wiederkehrende Netzspannung

Wird ein Wechselstrom- oder ein Drehstromaggregat an das öffentliche Netz ohne Zuhilfenahme einer Synchronisationsvorrichtung angeschlossen und VNB-Netz ist in Betrieb, dann kommt es zu einer Zwangssynchronisation des Aggregates. Das Gleiche passiert, wenn nach einem Stromausfall keine (Schalt-) Maßnahmen getroffen werden und die Stromversorgung durch das VNB-Netz wiederum aufrecht ist (wiederkehrende Netzspannung). Bei Einsatz einer automatischen Netzsicherung wird dieses Problem durch die automatische Schaltvorrichtung behoben. Manuelle Schaltungen in diesem Zusammenhang sind nur von geschultem Personal (Schaltberechtigte) durchzuführen.

Rückschaltentscheidung (reconnecting conditions)

Um die Anlage zu schonen bzw. bei nicht vorhandener USV nicht weitere Versorgungsunterbrechungen in Kauf nehmen zu müssen stellt sich zunächst die Frage: „Welche Vorbedingungen an die Spannungsqualität müssen erfüllt sein, damit eine Rückschaltung erfolgen soll?“.

Dazu regelt VDE 0100-718 Teil 7-718: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art - Öffentliche Einrichtungen und Arbeitsstätten (IEC 60364-7-718:2011); Deutsche Übernahme HD 60364-7-718:2013:

Bei mehr als dem 0,85-fachen der Bemessungsspannung muss mit einer Rückschaltverzögerung (Netzberuhigungszeit – power grid recovery time) von einer Minute zurückgeschaltet werden.

VDS CEA 4001: Sicherheitsstromversorgung von Löschanlagen regelt das Thema Netzberuhigungszeit und Rückschaltverzögerung so:

Wird nach Wiederkehr der ersten Energiequelle automatisch zurückgeschaltet, müssen Ersatzstromerzeuger noch 10 Minuten. nachlaufen.

Für kleinere Störfälle scheint ein einstelliger Minuten-Zeitraum ausreichend zu sein. Bei größeren Störungen sind jedoch längere Zeiträume anzuraten.

Rückschaltbedingung 1: (Zeitkriterium – Klassifikationskriterium)

Das Zeitkriterium unterscheidet Versorgungsausfällen unter 30 Minuten bei denen die Netzberuhigungszeit gleich wie die Netzausfallszeit gewählt wird, jedoch mindestens 5 Minuten und je Versorgungsausfällen die 30 Minuten und mehr betragen.

Bei Störungen, die zu Versorgungsausfällen von mehr als 30 Minuten führen, könnten die folgenden Kriterien für Frequenz (Kriterium 2) und Spannung (Kriterium 3) Anwendung finden.

In den TOR Erzeuger wird für Erzeugungsanlagen die Fähigkeit gefordert für einen Dauerbetrieb im Frequenzbereich von 49 bis 51 Hz geeignet zu sein [11-1, Seite 17] (also maximal 2% Abweichung von der Nennfrequenz). Das gleiche gilt für die Fähigkeit für einen Spannungsbereich von 0,9 bis 1,1 p.u. dauerhaft geeignet zu sein (also maximal 10% Abweichung von der Nennspannung).

Die Übertragungsnetze werden von den Regelzonenführern im Sinne des Betriebskonzepts und des Systemschutzplanes betrieben. Im Systemschutzplan der APG ist ersichtlich, dass jede Abweichung von mehr als 0,2 Hz von der Nennfrequenz bereits zu automatischen Systemeingriffen führt [8-2, Seite 11 und 18]. Auch die TOR Erzeuger sehen Maßnahme bei Überfrequenz vor (siehe dazu [11-1, Seite 17]). Daher kann der Frequenzbereich von 49,8 und 50,2 Hz als „Normalbetrieb“ gesehen werden.

Aus den genannten Rahmenbedingungen wird das folgende Frequenzkriterium abgeleitet, das sicherstellen soll, dass sich die Frequenzsituation im Verbundnetz beruhigt hat:

Rückschaltbedingung 2: (Frequenzkriterium – globales Kriterium)

Das Frequenzkriterium ist erfüllt, wenn die aktuelle Frequenz sich im Wertebereich zwischen 49,9 und 50,1 Hz befindet.

Für die Netzspannung wird an dieser Stelle empfohlen, in Anlehnung an den im Entkuppelungsschutz verwendeten Kennwert „Überwachung des gleitenden 10 min – Mittelwertes“ eine Überwachung der Netzspannung angelehnt an diesen Kennwert durchzuführen. Dabei wird aus den gleitenden Durchschnittswerten laufend ein Maximalwert U_{Max} und ein Minimalwert U_{Min} ermittelt.

Daraus wird das folgende Spannungskriterium abgeleitet:

Rückschaltbedingung 3: (Spannungskriterium – lokales Kriterium)

Ist die Bandbreite der Spannungsschwankungen bezogen auf die Nennspannung U_N ($U_{Max} - U_{Min}$)/ U_N in einem Zeitraum von 20 Minuten nach der Spannungswiederkehr im VNB-Netz kleiner als 5%, so kann, aus Sicht der Netzspannung, rückgeschaltet werden.

Erfolgen 20 min lang keine weiteren relevanten Schalthandlungen seitens der Netzbetreiber (die zu spürbaren Spannungsschwankungen führen) kann der Netzwiederaufbau als praktisch abgeschlossen betrachtet werden. **Eine Rückschaltung kann erfolgen, wenn beide Kriterien erfüllt sind.** Diese Vorgangsweise führt also nach frühestens 20 min zu einer Rückschaltung. Der Überwachungszeitraum (Netzberuhigungszeit) von 20 min ergibt sich aus Überlegungen im Zusammenhang mit dem Netzwiederaufbau und den damit verbundenen Schalthandlungen seitens der Netzbetreiber bzw. Schaltvorgängen in Zusammenhang mit einer Störungssuche (Fehlereingrenzung) oder Störungsbehebung.

Rückschaltvorgang / Wiederschaltung (Synchronisationsbedingungen)

Damit also nach Spannungswiederkehr im VNB-Netz bzw. bei gewollter Einleitung eines Notstrombetriebes für Probezwecke eine Unterbrechung der Versorgung der gesamten Kundenanlage oder von Teilen der Kundenanlage bei der Rückschaltung auf das VNB-Netz vermieden wird, ist ein kurzzeitiger Parallelbetrieb zur Synchronisierung von Notstromaggregat und VNB-Netz zulässig.

ACHTUNG: Im Fall der Wiedereinschaltung ist das Aggregat / die NEA (wenn es nicht automatisch umgeschaltet wird) im frequenzgeführten Betrieb. Die nun „starre“ Netzfrequenz bestimmt das Produktionsverhalten des Aggregats / der NEA.

Die Dauer dieses Parallelbetriebes umfasst nur die Umschaltzeit nach erfolgreicher Synchronisierung von Notstromaggregat / NEA und VNB-Netz und soll 100 ms nicht überschreiten.

Die kurzzeitige Parallelschaltung des Notstromaggregates mit dem VNB-Netz darf nur möglich sein, wenn folgende Synchronisierungsbedingungen erfüllt sind [8-3, Seite 11]:

- (1) Spannungsdifferenz $\Delta U \leq \pm 10 \% UN$
- (2) Frequenzdifferenz $\Delta f \leq \pm 0,5 \text{ Hz}$
- (3) Phasenwinkeldifferenz $\Delta \phi \leq \pm 10^\circ$

Synchronisierung und Umschaltung dürfen nur automatisch erfolgen. Die Umschalteneinrichtung muss so beschaffen sein, dass nach Ablauf des Kurzzeitparallelbetriebes die Umschaltung der Kundenanlage vom VNB-Netz auf das Notstromaggregat oder umgekehrt mit zwangsläufig allpoliger Trennung, d. h. der Außenleiter (L1, L2, L3) und des Neutralleiters (N) vom VNB-Netz erfolgt.

Die automatische Synchronisierungseinrichtung sowie die Umschaltautomatik für den Kurzzeitparallelbetrieb sind dauerhaft in einem ordnungsgemäßen Zustand zu erhalten. Die Einstellwerte der Einrichtungen müssen, soweit technisch möglich, plumbierbar sein oder auf andere Weise gegen eine Veränderung gesichert werden können. [8-3, Seite 11]

ACHTUNG: Beim Test eines Aggregates im Netzparallelbetrieb ist zu beachten, dass der Netzparallelbetrieb reglerseitig stromgeführt (Einspeiseleistungsregelung) erfolgt. Die Reglerfunktion frequenzgeführter Betrieb kann daher so nicht getestet werden und daher ist nicht klar, ob der Regler die Frequenz bei Lastaufschaltung im Inselnetz erfolgreich ausregeln kann.

11.6. Langzeit-Netzparallelbetrieb

Langzeitparallelbetrieb einer NEA, d. h. Netzparallelbetrieb weder als Probelauf noch als Prüfung des Aggregates ist möglich. Typische Beispiele sind dabei [7-1, Seite 28]

- Blockheizkraftwerk
- Betrieb als Grundlastmaschine um den Bezug aus dem VNB-Netz zu reduzieren
- Stützung des VNB-Netzes z. B. bei einmaligen Veranstaltungen.
- Ansteuerung durch das VNB, zur Lastspitzenreduzierung des VNB

11.7. Drehfeldrichtung / Mobile Aggregate

In einem Drehstromsystem gibt es eine bestimmte Abfolge in der die einzelnen Phasen des Dreiphasensystems ihr Spannungsmaximum erreichen. Diese Reihenfolge wird als Drehfeld bezeichnet. Das Drehfeld bestimmt die Drehrichtung von Drehstrommotoren.

Für den Fall dass ein Aggregat niemals mit dem öffentlichen Netz in Verbindung steht und keine Drehstrommotoren in der zu versorgenden Verbrauchergruppe vorhanden sind ist die Drehfeldrichtung unwichtig.

Sind Drehstrommotoren in der Verbrauchergruppe vorhanden und ist das Drehfeld (die Phasenfolge) des mobilen Notstromaggregats anders als jene des VNB-Netzes (es gibt nur zwei Möglichkeiten) so drehen sich die Drehstrommotoren bei Versorgung durch das (mobile) Aggregat in die entgegengesetzte Richtung, also in die andere Richtung als jene Drehrichtung, die sie haben, wenn sie an das VNB-Netz angeschlossen werden.

Wird ein mobiles Notstromaggregat an das öffentliche Netz angeschlossen und ist die Drehfeldrichtung nicht korrekt, so kommt es zu schweren Schäden am Notstromaggregat, da dann der Generator in die andere Richtung drehen möchte als das der (Diesel-) Motor tut.

11.8. Mindesteinsatzzeiten sowie Mindeststillstandszeiten von Aggregaten

Mindesteinsatzzeiten beziehungsweise Mindeststillstandszeiten existieren aus technischen Gründen im engeren Sinn bei Notstromaggregaten nicht. Das Abstellen von Maschinen kann aber bereits nach kurzer Laufzeit eine Nachkühlphase erfordern oder sinnvoll sein. In dieser Nachkühlphase wird das Notstromaggregat eine festgelegte Zeit im Leerlauf weiter betrieben und kühlt dabei ab.

Eine Nachkühlphase ist auch bei kurzen Laufzeiten vor allem dann erforderlich wenn ein Turbolader im Aggregat verbaut ist. Dieser ist bei nahezu allen Motoren nicht mit einem Wassermantel gekühlt und es gibt auch keine elektrischen Schmierpumpen um einen Wärmestau im Turboladergehäuse zu vermeiden. Ein zweites Problemfeld ist der Wärmestau im Zylinderkopf. Dieser Wärmestau kann zu einem Schaden an der Zylinderkopfdichtung führen.

Wenn ein Nachlaufen nicht möglich sein sollte, dann muss über einen zweiten Nachkühlkreislauf die Wärme aus Zylinderkopf und Turbolader abgeführt werden.

Typische Nachkühlzeiten liegen bei 300 bis 400 Sekunden.

Ein erneuter Start einer warmen oder heißen Maschine kann zu Wärmespannungen in der Maschine führen, die erst nach dem Erreichen eines stabilen Wärmezustandes der Maschine verschwinden und die zu einem zusätzlichen Lebensdauerverlust des Motors führen. Details dazu sind mit dem Maschinenhersteller abzuklären, ein Lebensdauerverlust ist aber speziell in Zusammenhang mit Notstromaggregaten kein schmerzliches Thema, da die Maschinensätze ohnehin eine sehr geringe Betriebszeit haben.

12. Elektrotechnik für Fortgeschrittene

12.1. Systemzustände in Wechselstromsystemen

Die Anwendung der komplexen Rechentechnik, so wie sie für Wechselstrom im Kapitel „Wechselstromtechnik (Quasistationärer Fall)“ dargestellt ist, gilt nur für sogenannte quasi-stationäre Vorgänge. Darunter werden die elektrischen Vorgänge und Zusammenhänge in niederfrequenten Wechselstromsystem verstanden, bei denen keine elektromagnetischen Abstrahlungsvorgänge stattfinden (keine Antennenwirkungen) und die sich in einem eingeschwungener Zustand befinden.

Die Rechentechnik selbst wird auch für transiente und sub-transiente Vorgänge verwendet, allerdings werden für diese Vorgänge adaptierte Reaktanzen (Wirkung von Streufeldern u.ä.) und Resistanzen (Stromverdrängungseffekte u.ä.) verwendet.

Unter transienten Vorgängen versteht man Vorgänge im milli-Sekunden Bereich wie sie typischerweise bei Schaltvorgängen und im Bereich der Systemstabilität betrachtet werden.

Sub-transiente Vorgänge im mikro-Sekunden Bereich sind typisch für atmosphärische Entladungen (Blitze) und für den Themenbereich Kurzschlussberechnung.

Einen Überblick dazu gibt Abbildung 6-3.

12.2. Trennungsmöglichkeit der Regelungen

Wie in diesem Dokument und vielen anderen Quellen beschrieben, ist es Stand der Technik die Regelung elektrische Netze in zwei Teilprobleme zu zerlegen:

- Frequenz/Wirkleistungsregelung
- Spannungs/Blindleistungsregelung

Die Frequenz wird über die Wirkleistungsbilanz des synchronen Netzgebietes geregelt. Da die Frequenz in einem Synchrongebiet überall gleich ist (von sehr speziellen Dynamiken abgesehen) kann auf Basis der Frequenz eine dezentrale Wirkleistungsregelung im Synchrongebiet erfolgen. Als Synchrongebiet wird ein Wechselstromnetz verstanden, inklusive aller gebundenen Erzeuger und Verbraucher, in dem eine elektromagnetische Kopplung besteht und damit alle Elemente miteinander in Wechselwirkung stehen. Die Spannung wird über die Blindleistungsbilanz geregelt. Die Spannung ist in jeden Netzknoten unterschiedlich. Damit ist die Spannungsregelung zwar der Frequenz-Leistungsregelung ähnlich aber nicht gleich.

Die Trennbarkeit der Regelung elektrischer Netze in diese zwei Teilprobleme ist wie folgt begründet:

Ausgangspunkt ist typischerweise ein Ersatznetz. Dabei wird von einer Darstellung als Mehrport (siehe Abbildung 12-1) ausgegangen. [12-1, Seite 3.4-1]

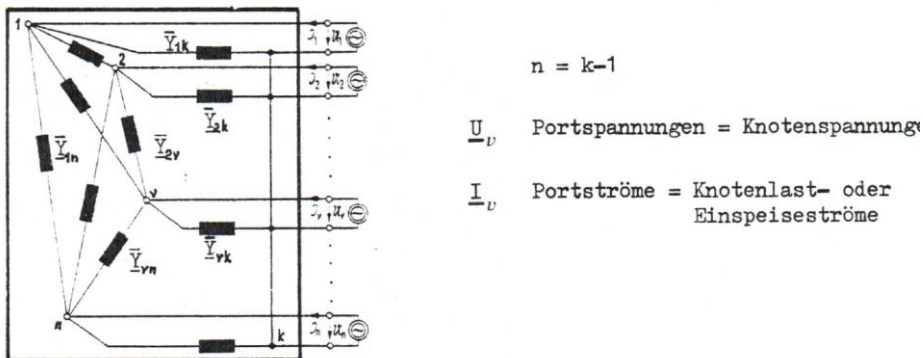


Abb. 12-1: Ersatzdarstellung eines Netzes als Mehrport (Grafik: Muckenhuber)

Ausgangsbasis ist also ein Gleichungssystem nach Abbildung 12-2. [12-1, Seite 3.4-1]

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_v \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1\mu} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2\mu} & & \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \\ \underline{Y}_{v1} & & \cdots & \underline{Y}_{v\mu} & \cdots & \underline{Y}_{vn} \\ \vdots & & & \vdots & & \\ \underline{Y}_{n1} & \cdots & & \underline{Y}_{n\mu} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_\mu \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{pmatrix}$$

Abb. 12-2: Ersatzdarstellung eines Netzes als Mehrport (Grafik: Muckenhuber)

Dabei werden die Ströme (Portströme), die in den einzelnen Knotenpunkten von Erzeugungseinheiten eingespeist werden oder von Verbrauchern entnommen werden berechnet indem die Leitwerte der einzelnen Netzzweige mit den Knotenspannungen (Portspannungen) multipliziert werden. Nach weiteren Umformungen erhält man für das Funktionalmatrizenverfahren die folgenden Gleichungen für die Wirk- und Blindleistung an den einzelnen Knoten (Porten):

$$\begin{aligned} P_v &= \frac{U_v^2}{Z_{vv}} \sin \alpha_{vv} + \sum_{\substack{\mu=1 \\ \mu \neq v}}^n \frac{U_v U_\mu}{Z_{v\mu}} \sin(\vartheta_v - \vartheta_\mu - \alpha_{v\mu}) \\ Q_v &= \frac{U_v^2}{Z_{vv}} \cos \alpha_{vv} - \sum_{\substack{\mu=1 \\ \mu \neq v}}^n \frac{U_v U_\mu}{Z_{v\mu}} \cos(\vartheta_v - \vartheta_\mu - \alpha_{v\mu}) \end{aligned}$$

Abb. 12-3: Leistungsgleichungen in den einzelnen Netzknoten (Porten) (Grafik: Muckenhuber)

An dem Netzknoten, in dem eine große Erzeugungseinheit einspeist, wird die Spannung als so genannte Slack-Spannung vorgegeben. Dabei wird angenommen, dass die Erzeugungseinheit die erforderliche Blindleistung und die erforderliche Wirkleistung, die gebraucht wird, um diese beiden Bilanzen auszugleichen, liefern kann.

Nun wird das Gleichungssystem auf Basis eines Ausgangspunktes (Startlösung bzw. verbesserte Lösung) linearisiert. Damit ergibt sich das Gleichungssystem wie in Abbildung 12-4 dargestellt.

Zur Linearisierung der Funktion im Bezug auf einen Ausgangsvektor \mathbf{U}_0 gilt:

$$\begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \hline \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \vartheta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \vartheta_n} & \bigg| & \frac{\partial P_1}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial U_n} \\ \vdots & & & & \vdots & & \\ \frac{\partial P_n}{\partial \vartheta_1} & & \frac{\partial P_n}{\partial \vartheta_n} & \bigg| & \frac{\partial P_n}{\partial U_1} & & \frac{\partial P_n}{\partial U_n} \\ \hline \frac{\partial Q_1}{\partial \vartheta_1} & & \frac{\partial Q_1}{\partial \vartheta_n} & \bigg| & \frac{\partial Q_1}{\partial U_1} & & \frac{\partial Q_1}{\partial U_n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \vartheta_1} & & \frac{\partial Q_n}{\partial \vartheta_n} & \bigg| & \frac{\partial Q_n}{\partial U_1} & & \frac{\partial Q_n}{\partial U_n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \vartheta_1 \\ \vdots \\ \Delta \vartheta_n \\ \hline \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{pmatrix} \quad (3.5-2)$$

\mathbf{U}_0

Abb. 12-4: Linearisierte Lastflußfunktion (Grafik: Muckenhuber)

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \hline \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \vartheta \\ \hline \Delta U \end{pmatrix} \quad (3.5-4)$$

Für Näherungsweise Berechnungen kann $J_2 \doteq \mathbf{0}$, $J_3 \doteq \mathbf{0}$ gesetzt werden.

Abb. 12-5: Funktionalmatrix oder Jacobi'sche Matrix eines Netzes (Grafik: Muckenhuber)

Die so genannte Funktionalmatrix oder Jacobi'sche Matrix, die nun die Spannungsbeträge und die Spannungswinkel mit den Wirkleistungen und Blindleistungen verbindet hat die wesentliche Charakteristik, dass die Nebendeterminanten J_2 und J_3 näherungsweise null sind. Daher kann das Berechnungsverfahren in ein Spannungswinkel / Wirkleistungsproblem und in ein Spannungsbetrags / Blindleistungsproblem geteilt (separiert) werden. Dies ist auch der Grund, warum das Regelungsproblem in elektrischen Netzen separierbar ist.

12.3. Stabilität in elektrischen (Insel)netzen

Die vorgeschlagene Stabilitätsdefinition [12-2] lautet (sinngemäß übersetzt) [12-3, Seite 39]: Unter der Stabilität eines Stromnetzes versteht man dessen Fähigkeit (bei gegebenem Anfangs-Betriebszustand), nach einer physikalischen Störung einen Gleichgewichts-Betriebszustand wiederzuerlangen, wobei die meisten Variablen beschränkt sind und praktisch das gesamte System intakt bleibt.

Ein stabiles Stromnetz kehrt also nach einer Störung entweder wieder in seinen ursprünglichen Betriebszustand (nur möglich, falls sich die Netztopologie nicht geändert hat) oder einen anderen akzeptablen Zustand (neuen Arbeitspunkt) zurück. Die Stabilität eines Netzes hängt dabei vom Anfangs-Betriebszustand und der Art der Störung ab. Obige Definition ist konform mit der aus der Theorie nichtlinearer Systeme bekannten asymptotischen Stabilität.

Klassifikation der Netzstabilität

Abbildung 12.6 gibt einen Überblick der verschiedenen Stabilitätskategorien. Sie zeigt auch, unter welchen Gesichtspunkten die Klassifikation erstellt wurde: zunächst die physikalische Natur der Instabilität, repräsentiert durch die zugehörige Hauptsystemvariable (Rotorwinkel, Spannung, Frequenz), dann die Größe der Störung sowie die Zeitspanne, die erforderlich ist, um die Stabilität des Systems beurteilen zu können.

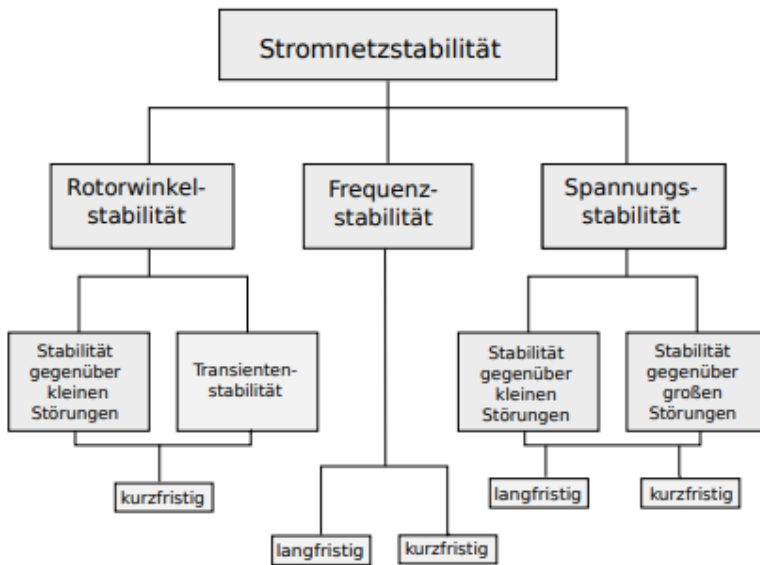


Abb. 12-6: Stabilitätskategorien nach [12-2] (Grafik: Schmietendorf)

Rotorwinkelstabilität

Hierunter versteht man die Fähigkeit von Synchronmaschinen, nach einer Störung weiter synchron in Betrieb zu bleiben. Dies hängt mit der Frage zusammen, ob das Gleichgewicht zwischen mechanischem und elektromagnetischem Drehmoment einer jeden Synchronmaschine erhalten bzw. wiederhergestellt werden kann. Um diesen Sachverhalt zu verstehen, muss man die mechanische Dynamik von Synchronmaschinen sowie den nichtlinearen Zusammenhang zwischen Rotorwinkel und Energietransfer kennen.

Spannungsstabilität

Spannungsstabilität bezieht sich auf die Fähigkeit eines Stromnetzes, nach einer Störung konstante Spannungen an allen Knoten zu bewahren und ist eine Frage der Erhaltung bzw. der Wiederherstellung eines (globalen) Gleichgewichts zwischen Bedarf und Versorgung. Instabilitäten treten in Form eines progressiven Spannungsabfalls oder -anstiegs an mehreren Knoten auf. Neben der Unterscheidung bezüglich der Größe der initiiierenden Störung wird weiter nach kurz- und langfristiger Spannungsstabilität differenziert, da die relevanten Zeitfenster von wenigen Sekunden bis hin zur

Ordnung zehn Minuten reichen.
Siehe auch Kapitel „Regelung in Inselnetzen“.

Frequenzstabilität

Ein Stromnetz weist Frequenzstabilität auf, wenn es nach einer Störung eine stabile Frequenz aufrechterhalten kann. Dies hängt damit zusammen, ob im System ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Bedarf erhalten bzw. wiederhergestellt werden kann.

Siehe auch Kapitel „Regelung in Inselnetzen“.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Subkategorien Rotorwinkel-, Spannungs- und Frequenzstabilität genau genommen miteinander gekoppelt sind und die jeweiligen Instabilitäten in der Praxis gemeinsam, aber in unterschiedlicher Ausprägung auftreten.

Exkurs Rotorstabilität

Bei der Rotorwinkelstabilität gilt es folgendes zu beachten:

Ausgehend von den Grundlagen für die Synchronmaschine (Kapitel Stromerzeugung), gelten für die „**statische Stabilität**“ (steady-state stability) folgende Zusammenhänge:

Die maximal einspeisbare Leistung des Generators führt theoretisch zu einer Winkeldifferenz zwischen Polradspannung und Klemmenspannung von 90° , dieser Punkt kann nur durch langsame Steigerung der Generatorleistung erreicht werden. Im Betrieb ist man gut beraten, wenn man zu diesem Punkt einen „Respektabstand“ hält. [12-1, Seite 5.1-3]

Muckenhuber empfiehlt in [12-1, Seite 5.1-4] einen Winkel von 42° nicht zu überschreiten.

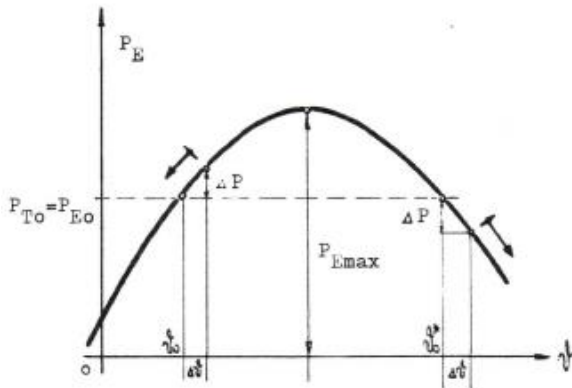
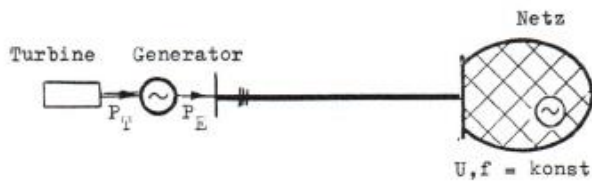


Abb. 12-7: Statische Stabilität einer Maschine (Grafik: Muckenhuber)

Bei der „**dynamischen Stabilität**“ (transient stability) stellt sich die Frage, ob die Maschine nach einer Stoßbelastung wieder einen stabilen Arbeitspunkt einnimmt. Dazu sei kurz folgendes Beispiel betrachtet [12-4, Seite 35] Ein Generator speist über eine Doppelleitung in ein Netz, siehe dazu Abbildung 12-8.

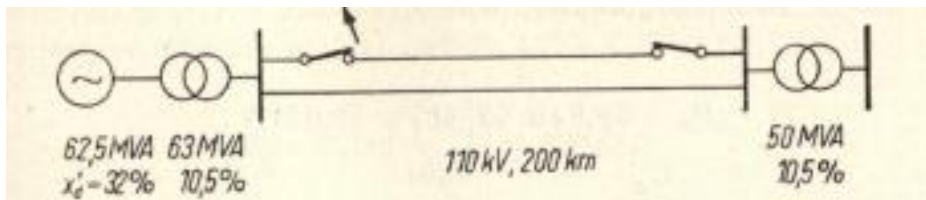


Abb. 12-8: Dynamische Stabilität einer Maschine bei einer Leitungsschaltung (Grafik: Kaminski)

Nun wird eine Leitung abgeschaltet. Damit ändern sich die Impedanzverhältnisse und es gilt nicht mehr Kurve 1 in Abbildung 12-9 sondern Kurve 2. Nun muss der Generator ausgehend von der Kurve 1 vom Arbeitspunkt A_1 in den Arbeitspunkt B_1 auf der Kurve 2 wechseln. Dabei ist zu beachten,

dass für diesen „transienten“ Vorgang nicht die Synchronreaktanzen des Generators relevant ist sondern die transiente Übergangsreaktanzen des Generators (und diese ist bedeutend kleiner).

Der Vorgang selbst läuft so ab, dass zunächst der Winkel durch die Massenträgheit gleich bleibt und der Generator den Punkt B_0 einnimmt. Dies führt zu einem Beschleunigungsmoment das der Strecke A_1-B_0 proportional ist und dies führt zu einer Beschleunigung des Generators die erst im Punkt B_2 ein Ende findet (von B_1 bis B_2 wird gebremst). Nun schwingt der Generator zurück und findet nach einigen Schwingungen im Punkt B_1 zu einem neuen Gleichgewicht.

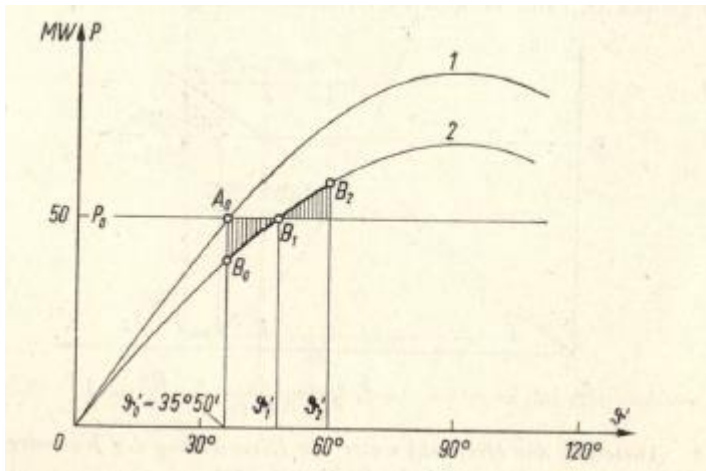


Abb. 12-9: Dynamische Stabilität einer Maschine bei einer Leitungsschaltung (Grafik: Kaminski)

12.4. Lastfluss in Niederspannungs-(Insel)netzen

Beispiel 1: Einphasiger Generator mit ohmscher Last (3kW Heizlast)

Die erste Beispielrechnung zeigt die Spannungsverhältnisse in einem Stromkreis mit ohmscher Last (z.B. eine Heizung).

Anhand der Kennwerte der Elemente erkennt man, dass der Statorwicklungswiderstand und die Leitungsreaktanzen zu vernachlässigen sind. **Leitungswiderstände beginnen bei Schleifenlängen von über 20m (Kabel-länge von 10m!) bei Belastungen nahe dem Nennstrom einen nennenswerten Spannungsabfall zu verursachen (>1%).**



Imaginärteil



209

der Generatorklemmen-spannung U_G . Die Spannung an der Synchron(längs)reaktanz X_D ist erheblich und führt zu einem Polradwinkel, der beachtlich ist.

Wird ein einphasiger Generator mit 3,75kVA Nennscheinleistung ($U_N=230V$, $X_D=130\%$, $R_G=0,35$) mit einem ohmschen Widerstand von $R_A=18\text{ Ohm}$ belastet, so beträgt der Spannungsabfall bei einem Strom von etwas über 12A bei einem Leitungsquerschnitt von $1,5\text{mm}^2$ und einer Kabellänge von 12,5m knapp 2%, bei 50m knapp 7%. Der Schleifenwiderstand liegt bei 25m Leitungslänge (Kabellänge 12.5m) bei 0,3Ohm. Ist die Leitung als Kabel ausgeführt so liegt die Leitungsreaktanz bei 0,0008Ohm/m, bei Freileitungen ist die Leitungsreaktanz vernachlässigbar.

Der Polradwinkel Ψ des Generators liegt bereits bei etwa 44° .

Beispiel 2: Einphasiger Generator mit induktiver Last (2,2kW Motor)

Wird auf den gleichen Generator in einem Stromkreis eine induktiven Last aufgeschaltet (z.B. Asynchron-motor / Käfigläufer $U_N=230V$, $P_{N_mech}=2,2\text{kW}$, Wirkungsgrad=0,79, $\cos\Phi=0,82$) ergibt sich folgende Ersatzschaltung.

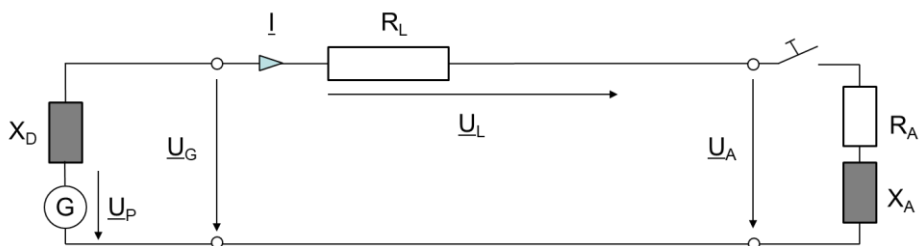


Abb. 12-12: Ersatzschaltbild einphasiger Generator mit induktiver Last (Grafik: Autor)

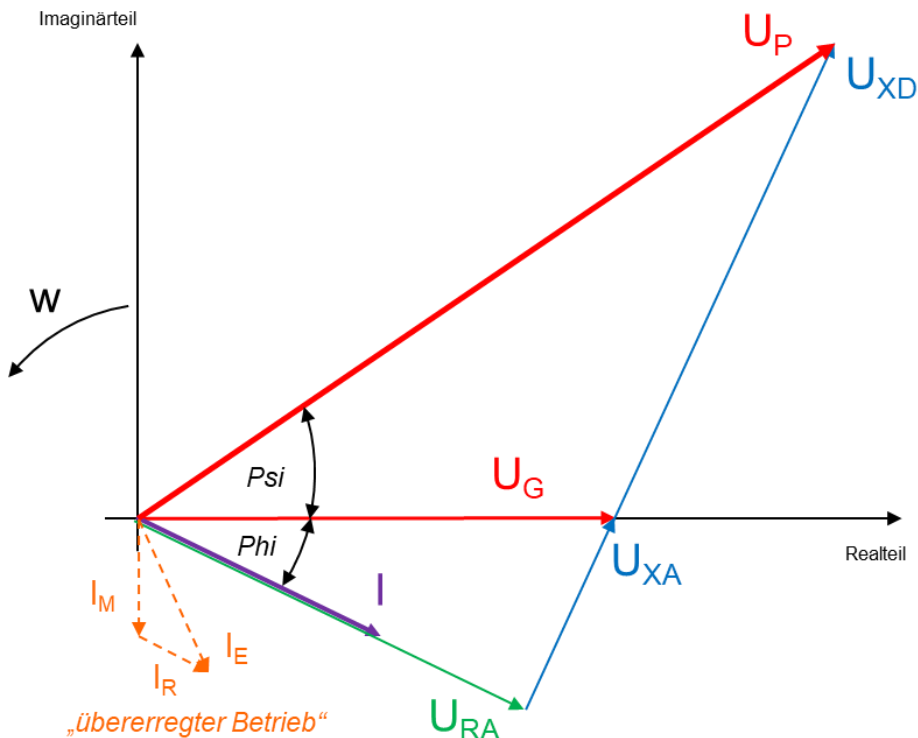


Abb. 12-13: Zeigerdiagramm einphasiger Generator mit induktiver Last (Grafik: Autor)

Zur Vereinfachung wurde in der Abbildung 12-13 der Spannungsabfall an der Leitung vernachlässigt.

Der Magnetisierungsstrom I_M ist erforderlich um den magnetischen Fluss in der Maschine aufrechtzuerhalten. Dieser Strom wird ergänzt durch die „Statorrückwirkung“ I_R . Das ist jener Equivalentstrom, der im Rotor einen magnetischen Fluss aufgrund des Statorstromes erzeugt (Statorrückwirkung). Beide zusammen ergeben den erforderlichen Erregerstrom I_E . Bei ohmscher oder ohmsch-induktiver Last ist der Generator im „übererregten“ Betrieb. Dadurch besteht eine starke Kopplung zwischen Rotor- und Statorfeld.

Wird ein einphasiger Generator mit 3,75kVA Nennscheinleistung ($U_N=230V$, $X_D=130\%$) mit einer induktiven Impedanz von $Z_A=12,37+j8,636$ Ohm belastet, so beträgt der Spannungsabfall bei einem Strom von etwas über 15A bei einem Leitungsquerschnitt von $1,5\text{mm}^2$ und

einer Kabellänge von 12,5m knapp 2%, bei 50m knapp 7%.

Der Polradwinkel Ψ des Generators liegt bei etwa 30° (20° für eine Motorleistung von 1,1kW).

Aufgrund der Anlaufvorgänge ist dieses Beispiel in der Praxis so vermutlich nicht realisierbar!! An dieser Stelle sollen nur die Lastflussverhältnisse gezeigt und analysiert werden. Das Thema Motoranlauf wird im Folgekapitel Simulationsrechnungen weiter ausgeführt.

Beispiel 3: Einphasiger Generator mit kapazitiver Last (2,5kW Netzteil)

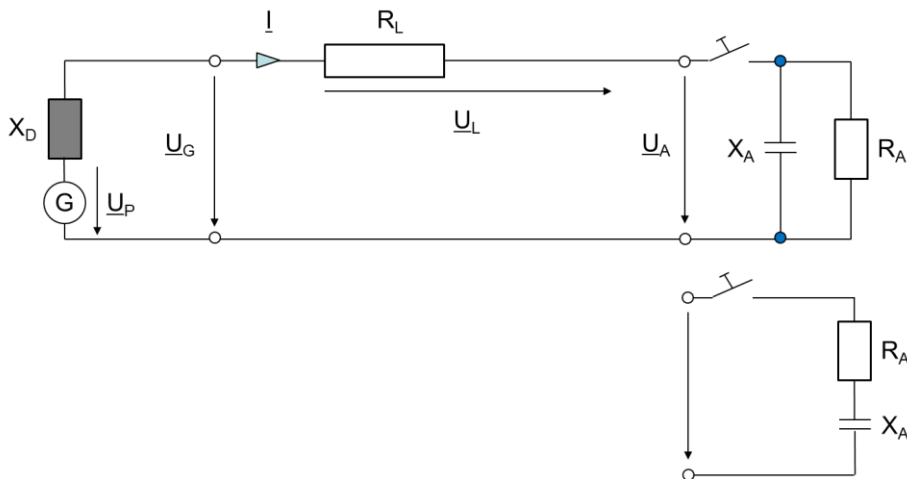


Abb. 12-14: Ersatzschaltbild einphasiger Generator mit kapazitiver Last (Grafik: Autor)

Die Ersatzschaltung bildet das Einschaltverhalten nicht korrekt ab! Der Kondensator wirkt im ersten Moment wie ein Kurzschluss!

Wird der gleiche Generator in einem Stromkreis mit einer kapazitiven Last belastet (z.B. Schaltnetzteil für Rechenzentrum $U_N=230V$, $P_N=3kW$, $\cos\Phi=0,95$) so ergibt sich folgende Ersatzschaltung. Die Parallelschaltung, die in so einem Fall typisch ist kann in eine serielle Ersatzschaltung umgerechnet werden. Damit kann das gleiche Rechenmodell verwendet werden.

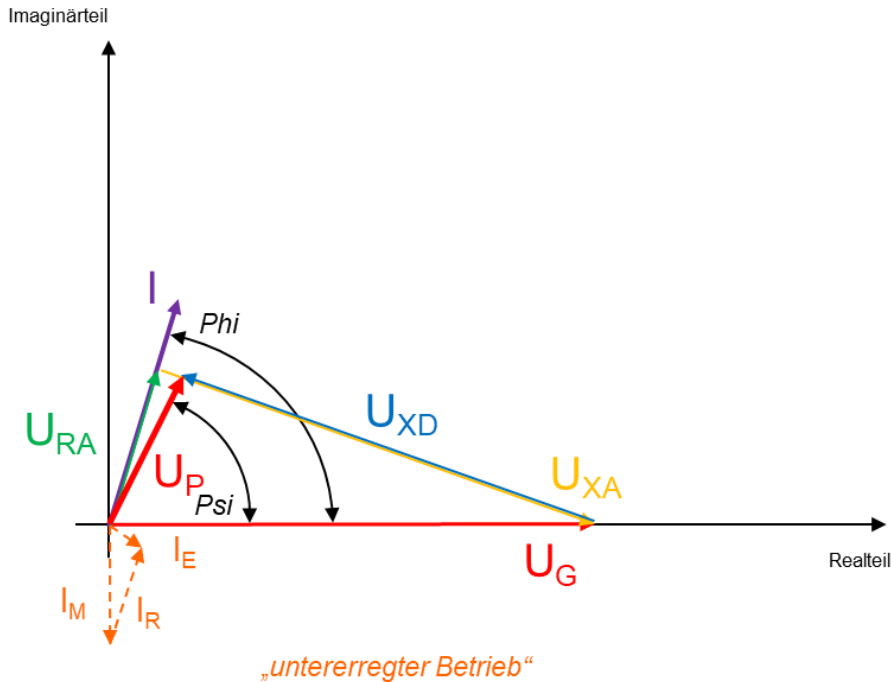


Abb. 12-15: Zeigerdiagramm einphasiger Generator mit kapazitiver Last (Grafik: Autor)

Zur Vereinfachung wurde in der Abbildung 12-11 der Spannungsabfall an der Leitung vernachlässigt.

Bei kapazitiver oder ohmsch-kapazitiver Last ist der Generator im untererregten Betrieb. Dadurch existiert nur eine schwache Kopplung zwischen Rotor- und Statorfeld. Daher die niedrige Grenze im Generator-Betriebslinienkennfeld.

Wird ein einphasiger Generator mit 3,75kVA Nennscheinleistung ($U_N=230\text{V}$, $X_D=130\%$) mit einer kapazitiven Impedanz von $R_A=6,277-j19,1\text{Ohm}$ belastet, so beträgt der Spannungsabfall bei einem Strom von etwas über 11A bei einem Leitungsquerschnitt von $1,5\text{mm}^2$ und einer Kabellänge von 12,5m etwas über 0,5%, bei 50m etwas über 2%.

Der Polradwinkel Psi des Generators liegt bereits bei etwa 64° .

Beispiel 4: Dreiphasiger Generator mit induktiver Last (11kW Motor)

Wird auf einen Generator mit 37,5kVA Nennscheinleistung ($U_N=400V$, $XD=230\%$) Motor (Asynchronmotor /Käfigläufer $U_N=400V$, $P_{N_mech}=11kW$, Wirkungsgrad=0,88, $\cos\Phi=0,85$) aufgeschaltet ergeben sich folgende Spannungsverhältnisse.

Induktiven Impedanz $Z_A=9,165+j5,68 \text{ Ohm}$

Strom etwas über 21A

bei einem Leitungsquerschnitt von $4mm^2$ und einer Kabellänge von 12,5m knapp 0,7%,

bei 50m etwa 2,6%.

Der Polradwinkel Ψ des Generators liegt bei etwa 27° .

Beispiel 5: Dreiphasiger Generator mit induktiver Last (90kW Motor)

Wird auf einen Generator mit 375kVA Nennscheinleistung ($U_N=400V$, $XD=310\%$) Motor (Asynchronmotor /Käfigläufer $U_N=400V$, $P_{N_mech}=90kW$, Wirkungsgrad=0,95, $\cos\Phi=0,86$) aufgeschaltet ergeben sich folgende Spannungsverhältnisse.

Induktiven Impedanz $Z_A=1,235+j0,733 \text{ Ohm}$

Strom knapp 160A

bei einem Leitungsquerschnitt von $50mm^2$ und einer Kabellänge von 12,5m knapp 0,7%,

bei 50m etwa 2,6%.

Der Polradwinkel Ψ des Generators liegt bei etwa 28° .

Beispiel 6: Dreiphasiger Generator mit induktiver Last (900kW Motor)

Wird auf einen Generator mit 3750kVA Nennscheinleistung ($U_N=400V$, $XD=310\%$) Motor (Asynchronmotor /Käfigläufer $U_N=400V$, $P_{N_mech}=900kW$, Wirkungsgrad=0,97, $\cos\Phi=0,88$) aufgeschaltet ergeben sich folgende Spannungsverhältnisse.

Induktiven Impedanz $Z_A=0,132+j0,071 \text{ Ohm}$

Strom etwas über 1500A

bei einem Leitungsquerschnitt von $900mm^2$ (mehrere Kabel parallel!) und einer Kabellänge von 12,5m bei 1%, bei 50m etwa 4%.

Der Polradwinkel Ψ des Generators liegt bei etwa 27° .

12.5. Simulationsrechnung Laststoß in Niederspannungs-(Insel)netzen

In [12-5] zeigt Temmel für folgende Problemstellung Simulationsergebnisse:

Abkürzung	Betriebsmittel	Leistung	Zeit
DIV	Diverses	1,0 kW	0 s
BP	Brunnenpumpe	5,5 kW	5 s
RWP 1	Rohwasserpumpe 1	4,0 kW	15 s
DST 1	Drucksteigerungspumpe 1	3,0 kW	25 s
DST 2	Drucksteigerungspumpe 2	7,5 kW	35 s
RSP 1	Rückspülpumpe 1	0,8 kW	45 s

Abb. 12-16: Zeitgestaffelter Hochlauf von Pumpen im Notbetrieb (Grafik: Temmel)

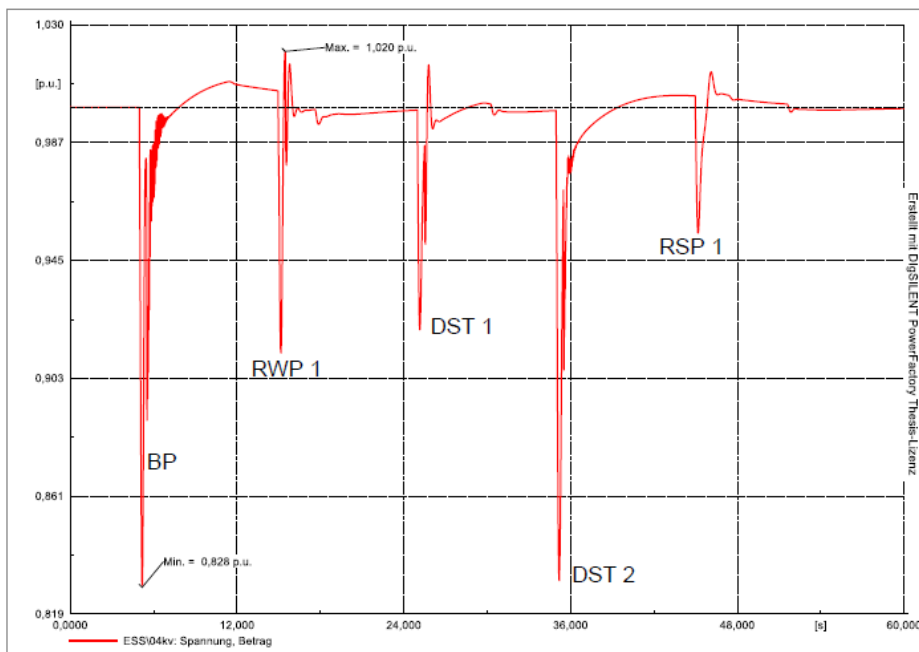


Abb. 12-17: Spannungsverlauf an der Sammelschiene (Grafik: Temmel)

Wird ein Direktanlauf der Pumpe mit einer Leistung von 7,5 kW durchgeführt, beträgt der Anlaufstrom im ersten Moment ungefähr 6,5 p.u., was eine enorme Belastung für den Notstromgenerator und die Stabilität des Inselnetzes darstellt. Im Vergleich dazu werden die Stromspitzen durch den Stern-Dreieck Anlauf auf 2,5 bzw. 3,7 p.u. reduziert. [12-5, Seite 34]

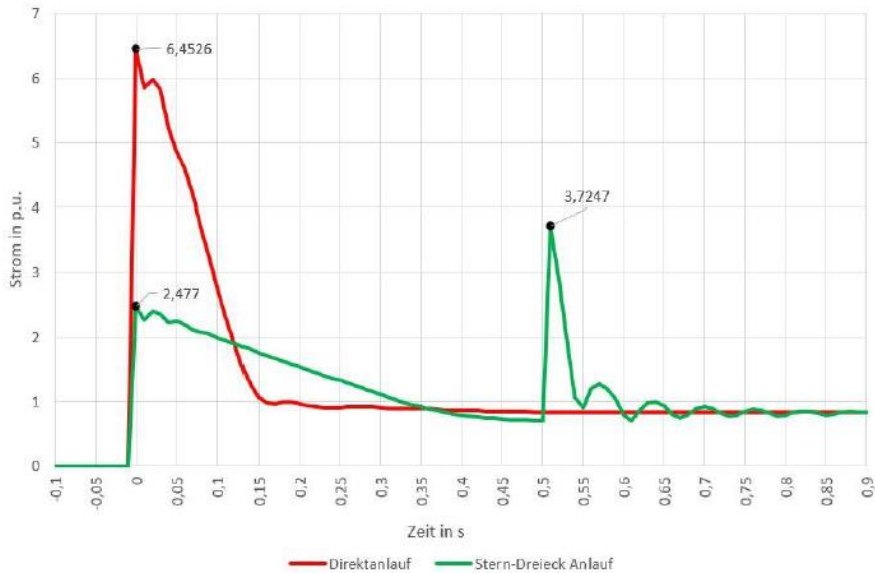


Abb. 12-18: Einschaltstrom Drucksteigerungspumpe 2 (Grafik: Temmel)

Motoranlauf

Wie bereits mehrfach erwähnt stellt der Anlauf von großen Motoren ein respektables Problem dar. Neben der Methode des Direktstarts und des Stern-Dreieck-Anlaufs gibt es auch die Möglichkeiten

- Frequenzumrichterbetrieb (teuer),
- Sanftanlauf (mit Anlaufwiderstand oder Spule in der Zuleitung) und
- Anlaßtrafo (Spartrafo).

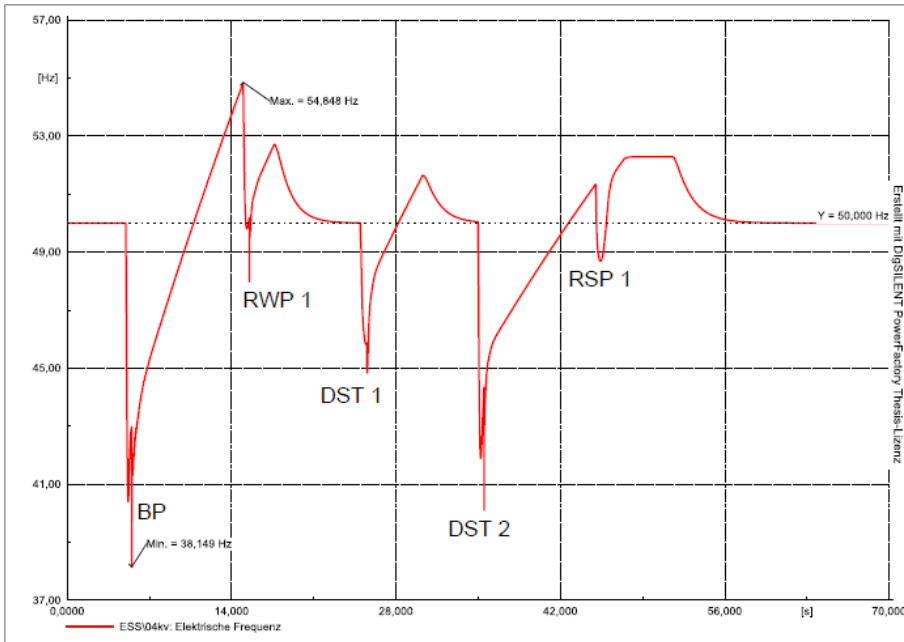


Abb. 12-19: Frequenzverlauf an der Sammelschiene (Grafik: Temmel)

Wie man anhand der Simulationsergebnisse sieht kommt es bei den Anlaufvorgängen zu erheblichen Spannungs- und Frequenzeinbrüchen (und anschließend zu überschießenden Einschwingvorgängen).

Ob der Betrieb tatsächlich funktioniert liegt auch an den Schutzeinstellungen der Aggregate (über die meist nur geringe Informationen vorliegen). **Praktische Erprobungen sowohl bei der Abnahme als auch als wiederkehrende Testläufe sind daher wichtig!**

An dieser Stelle wird nochmals darauf hingewiesen, dass das Lastübernahmeverhalten stark durch die Motoreigenschaften geprägt wird und **diese Simulationsrechnung nur ein Beispiel für mögliche Motoreigenschaften ist.**

12.6. Asymmetrische Belastung und Sternpunktverschiebung

In [12-6, Seite 2] werden Beispiele für Spannungsverschiebungen aufgrund von asymmetrischer Belastung gezeigt, siehe Abbildung 12-20.

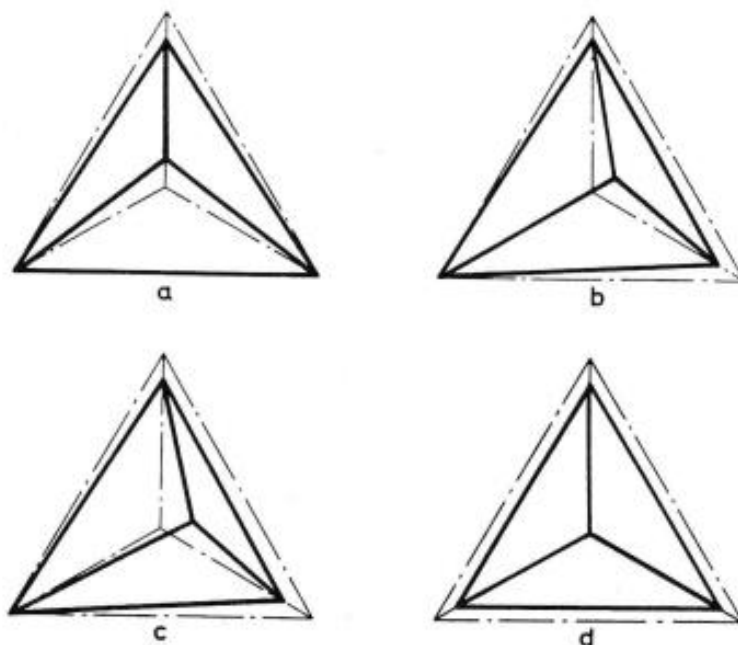


Abb. 1 Änderung des Spannungsdreiecks bei ungleicher Außenleiterbelastung
 — — — — Ausgangsspannung ——— Spannung bei Belastung

- a eine ohmsche Last
zwischen einem Außen- und dem Sternpunktleiter
- b zwei gleiche ohmsche Lasten
zwischen zwei Außenleitern und dem Sternpunktleiter
- c zwei ungleiche ohmsche Lasten
zwischen zwei Außenleitern und dem Sternpunktleiter
- d drei gleiche ohmsche Lasten
zwischen allen Außenleitern und dem Sternpunktleiter

Abb. 12-20: Änderung des Spannungsdreiecks bei ungleicher Außenleiterbelastung (Grafik: VDEW)

Man erkennt, dass der Spannungsabfall der belasteten Phase(n) zu Verzerrungen und sogenannten Nullleiterspannungen (Neutralleiter führt Spannung

gegen Erde) führt. Je geringer die Spannungsabfälle desto geringer die Verzerrungen.

13. Vorschriften, Normen und Genehmigungen

- Baubehördliche Genehmigungen
- Sanitätsrechtliche Genehmigung
- MOT-V (aktuell Stufe IIIA)
- ISO 3046, DIN 6271
- IG-L
- ÖVE E-8001-1/ A1, A2, A3, A4
- ÖVE E-8001-6 61-63
- ÖVE E-8007 Abschnitt 11.1
- ÖVE E-8014 1-3
- ÖVE EN1 Teil 2 Elektrische Betriebsmittel
- ÖVE EN1 Teil 3 Leitung und Kabel
- ÖVE EN1 Teil 4 §53 – Ersatzstromversorgung
- ÖVE EN 50110-1 Betrieb von elektrischen Anlagen
- ÖVE EN 60204-1
- ÖVE 8002 (Menschenansammlungen)
- ÖVE 8003 (Krankenhäuser)
- ÖNORM E 2700 Notstrom < 5 kVA
- ÖNORM E 2701 Notstrom > 5 kVA < 80 kVA

- DIN 6280-13 Stromerzeugungsaggregate - Stromerzeugungsaggregate mit Hubkolben-Verbrennungsmotoren - Teil 13: Für Sicherheitsstromversorgung in Krankenhäusern und in baulichen Anlagen für Menschenansammlungen
- DIN 8528-5 Stromerzeugungsaggregate mit Hubkolben-Verbrennungsmotoren - Teil 5: Stromerzeugungsaggregate (ISO 8528-5:1993)
- MSV - Maschinensicherheitsverordnung
- EVU - Netzparallelbedingungen
- TOR Netznutzung
- TOR Erzeuger
- ÖNORM C2117 (Tankanlagen)
- STVO

Siehe auch [7-1, Seite 82] und [8-13, Anhang 1]

14. Literatur

- [2-1] W. Peischel (Hrsg.): Wiener Strategie-Konferenz 2018; Carola Hartmann Miles-Verlag, 2019

- [3-1] E-Control: Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich Ergebnisse 2016; 11.08.2017
- [3-2] <https://de.wikipedia.org/wiki/Endenergie> 11.5.2020
- [3-3] <https://de.wikipedia.org/wiki/Nutzenergie> 11.5.2020
- [3-4] STATISTIK AUSTRIA, Energiestatistik: Energiebilanzen Österreich 1970 bis 2016, Stand 15.12.2017
- [3-5] AG Energiebilanzen: Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von spezifischen Mengeneinheiten in Wärmeeinheiten zur Energiebilanz 2016; 07.08.2018
- [3-6] Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag: Vor- und Nachteile verschiedener Energiespeichersysteme [2015]
- [3-7] <https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk#Wirkungsgrad> 18.11.2018
- [3-8] E-Control: LEITFADEN NETZANSCHLUSS; Mai 2016
- [3-9] <https://de.wikipedia.org/wiki/Nutzungsgrad> 31.10.2020
- [3-10] <https://de.wikipedia.org/wiki/Lastprofil> 31.10.2020
- [3-11] <https://de.wikipedia.org/wiki/Gleichzeitigkeitsfaktor> 31.10.2020
- [3-12] <https://de.wikipedia.org/wiki/Betriebsstunde> 31.10.2020
- [3-13] <https://de.wikipedia.org/wiki/Volllaststunde> 31.10.2020
- [3-14] <https://www.energie-lexikon.info/jahresdauerlinie.html> 31.10.2020

- [4-1] A. Haug: Grundzüge der Elektrotechnik; Carl Hanser Verlag, 1975
- [4-2] ABB: ABB review; Heft 4/14 (2014)
- [4-3] Nexans: Niederspannungsnetzkabel und Mittelspannungskabel (2006)

- [5-1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Gl%C3%BChlampe> 14.5.2020
- [5-2] <https://download.gira.de/data2/elektronik-handbuch.pdf> 15.5.2020
- [5-3] R. Fischer: Elektrische Maschinen; Carl Hanser Verlag, 1979

- [5-4] http://www.antriebstechnik.fh-stralsund.de/1024x768/Dokumentenframe/Kompendium/Antriebstechnik/Asynchronmotor/Skript_ASM.pdf 11.5.2020
- [5-5] <https://www.baunetzwissen.de/elektro/fachwissen/beleuchtung/leuchtstofflampen-153050> 11.5.2020
- [5-6] E. Rziha: Starkstromtechnik; Verlag Wilhelm Ernst & Sohn, 1960
- [5-7] <https://de.wikipedia.org/wiki/Strom-Spannungs-Kennlinie> 14.5.2020
- [5-8] <https://www.elektroniknet.de/design-elektronik/power/grundlagen-der-leistungsfaktorkorrektur-100260.html> 11.5.2020
- [5-9] H.R. Schmeer, M. Bleicher (Hrsg.): EMV Elektro-Magnetische Verträglichkeit; Hüthig Verlag, 1988

- [6-1] W. Sölter: Klassifizierung von USV-Anlagen; Elektropraktiker Heft 2/2003
- [6-2] VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb
- [6-3] <https://de.wikipedia.org/wiki/Stromausfall> 18.5.2020
- [6-4] https://de.wikipedia.org/wiki/EN_50160 18.5.2020
- [6-5] H. Koettnitz et.al.: Grundlagen elektrischer Betriebsvorgänge in Elektroenergiesystemen; VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1986
- [6-6] B. Fuld: Oberschwingungsströme, EN 61000-3-2 & EN 61000-3-12, Ansätze zur Erfüllung ihrer Anforderungen; (2015)
- [6-7] A. Rosa: Projektierung von Ersatzstromaggregaten; VDE-Schriftenreihe Nr. 122 (2018)

- [7-1] Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen (AMEV): Hinweise zur Ausführung von Ersatzstromversorgungsanlagen in öffentlichen Gebäuden; (2006)
- [7-2] <https://www.pcgameshardware.de/Wirtschaft-Thema-238882/News/Samsung-will-ab-2021-auf-Graphen-Akkus-setzen-1326318/> 16.10.2020
- [7-3] <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photo-voltaik/stromspeicher/redox-flow-Akku.html> 16.10.2020
- [7-4] <https://de.wikipedia.org/wiki/Energiedichte> 16.10.2020
- [7-5] <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffspeicherung> 16.10.2020

- [7-6] <https://de.wikipedia.org/wiki/Schwungradspeicherung> 19.5.2020
- [7-7] <https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung/> 16.10.2020
- [7-8] <https://www.vdi-nachrichten.com/finanzen/wasserstoff-sicher-transportieren-und-lagern/> 16.10.2020
- [7-9] <https://www.energy-innovation-austria.at/article/powertower/> 16.10.2020
- [7-10] T. Rütter: Stabilitätsuntersuchungen von elektrischen Microgrids mit mehreren dezentralen Erzeugern; (2018)
- [7-11] <https://de.wikipedia.org/wiki/Wechselrichter> 19.5.2020
- [7-12] Oesterreichs Energie: Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz; (2014)

- [8-1] Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe: Notstromversorgung in Unternehmen und Behörden, Leitfaden für die Planung, die Einrichtung und den Betrieb einer Notstromversorgung in Unternehmen und Behörden; (2015)
- [8-2] <https://www.apg.at/de/Stromnetz/Network-Codes/Netzbetrieb> 22.5.2020
- [8-3] VDN: Notstromaggregate, Richtlinie für Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen mit Notstromaggregaten; (2004)
- [8-4] <https://www.emf-portal.org/de/cms/page/home/more/electrical-injuries/background-information-for-limit-values> 26.10.2020
- [8-5] https://de.wikipedia.org/wiki/Fehlerarten_in_Drehstromsystemen 26.10.2020
- [8-6] ÖNORM E 8001-1
- [8-7] C. Sigl: Isolationsüberwachung von AC/DC-Niederspannungsnetzen. (2012)
- [8-8] Hrsg: E. Leyrer - Schrack: [Infos zur ÖVE/ÖNORME 8001-1] Firmenbroschüre (1999)
- [8-9] K. H. Kaul: Technologien zur konstanten Isolationsüberwachung; Elektropraktiker Ausgabe 2+3, 2005
- [8-10] Merkblatt für die Feuerwehren Bayerns: 8.15 Stromerzeuger und elektrische Verbraucher im Feuerwehrdienst (02/2004)
- [8-11] R. Schmaranz: Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze; (2015)
- [8-12] https://de.wikipedia.org/wiki/Einrichtung_zur_Netz%C3%BCberwachung_mit_zugeordneten_Schaltorganen 24.5.2020

- [8-13] TÜV SÜD: Anforderungen an Notstromsysteme in Betriebsbereichen nach Störfall-Verordnung; (2012)
- [8-14] Mecc Alte: Technical Guide ECO38 4 A; (Stand März 2021)
- [8-15] R. Muratovic: Auswirkungen von Blindleistungsmanagement durch dezentrale Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz; (2013)

- [9-1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Schiefplast> 15.11.2020

- [10-1] <https://www.iec.ch/smartgrid/roadmap/> 26.5.2020
- [10-2] M. Hauck: Bildung eines dreiphasigen Inselnetzes durch unabhängige Wechselrichter im Parallelbetrieb; (2002)
- [10-3] ENTSOE: System protection behavior and settings during system disturbances, REVIEW REPORT; (Rev. 03-05-2018)
- [10-4] KTA: Notstromerzeugungsanlagen mit Dieselaggregaten in Kernkraftwerken, KTA 3702; Fassung 2014-11
- [10-5] Woodward: Application Note 01302 Speed Droop and Power Generation; (1991)
- [10-6] A. Marten: Integration der Betriebsführung eines HGÜ Overlay Netzes in die Leitungs-Frequenz-Regelung eines Drehstrom Verbundnetzes; (2012)
- [10-7] C. Steinhart et.al.: Konzept für eine lokale Inselnetzversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen; (2016)
- [10-8] <https://www.zhaw.ch/de/lfsf/institute-zentren/iunr/ecological-engineering/erneuerbare-energien/microgrids/unterscheidung/> 17.8.2021

- [11-1] E-Control: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen; Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV

- [12-1] R. Muckenhuber: Elektrische Anlagen 3; (1989)
- [12-2] Hill, D. u. a.: Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. In: IEEE Transactions on Power Systems 19 (2004), Nr. 3, S. 1387 – 1401

- [12-3] K. Schmietendorf: Synchronisation und Spannungsstabilität in einem Netzwerk von Synchronmaschinen; (2012)
- [12-4] A. Kaminski: Stabilität des elektrischen Verbundbetriebs; VEB (1959)
- [12-5] C. Temmel: Regionales Blackoutmanagement mit dezentraler Versorgungstrategie; (2020)
- [12-6] VDEW: Technische Richtlinien für Niederspannungs-Freileitungsnetze, Teil III: Betrieb; (1964)

15. Anhang - Beispiele für Netzersatzanlagen

15.1. Beispiele Notstromaggregat

Toplak Gesellschaft m.b.H.
Wirtschaftspark Wolkersdorf im Weinviertel
Berta von Suttner Straße 14, 2120 Obersdorf

<http://www.toplak.com/>
+43 2245 21200
+43 2245 21200-60
office@toplak.com

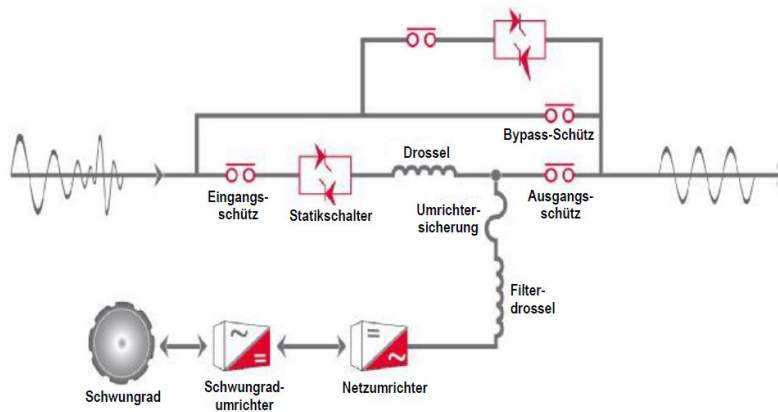
++++
++++

Innio (ehemalige Jenbacher)
<https://www.innio.com/de>

15.2. Beispiele Schwungmassespeicher

Piller Germany GmbH & Co. KG
Abgunst 24, 37520 Osterode,
Germany

T: +49 5522 311 0
E: germany@piller.com



CLEANSOURCE® USV - SYSTEM HD625 von Piller

+++++

Gerotor

<http://gerotor.tech/gerotor-hps-schwungmassenspeicher-energiemanagement/>

15.3. Beispiele Hubspeicher

Powertower, ein Projekt der Energy Innovation Austria

15.4. Beispiele Hybride Lösungen

Himoinsa

Seitenhafenstraße 15, Büro 207, 1020 Wien

Telefon: 0699 19603760

<https://www.himoinsa.de/deu/stromaggregate/gids-stromaggregate-diesel.html>

Firefly - Clean Energy, Unit 20, Cliffe Industrial Estate, Lewes, BN8 6JL,
UK

T: +44 (0)1273 40 95 95

F: +44 (0)1273 40 95 96

W: | www.fireflycleanenergy.co.uk

E: info@fireflyce.co.uk

++++
++++

Piller UNIBLOCK UBTD - Rotierende Diesel USV Systeme von 400kVA
bis zu 50MVA.

Piller Germany GmbH & Co. KG

Abgunst 24, 37520 Osterode,

Germany

T: +49 5522 311 0

E: germany@piller.com

15.5. Beispiele Brennstoffzellen

Brennstoffzelle, etwa 100W

SFC Energy AG

Eugen-Sänger-Ring 7 · 85649 Brunnthal · Deutschland

Telefon +49 89 673 592 0

++++
++++

Brennstoffzelle etwa 350 W Donator

EPH-elektronik Produktions- und Handelsgesellschaft mbH

Rudolf-Diesel-Straße 18

D-74354 Besigheim-Ottmarsheim

Tel.: +49(0)7143 8152 0

Fax.: +49(0)7143 8152 50

info@eph-elektronik.de

16. Curriculum Vitae

Dipl.-Ing. Dr. techn. Josef Bogensperger studierte von 1985 bis 1991 Elektrotechnik an der technischen Universität Graz und war anschließend 4 Jahre Universitätsassistent an dem Institut für elektrische Anlagen an der technischen Universität Graz. In der Zeit von 1996 – 1999 war er als Konsulent der Verbundplan in verschiedenen osteuropäischen und zentralasiatischen Ländern tätig. Von 1999 bis 2020 war er Mitarbeiter der VERBUND Trading, zunächst als Risikomanager, anschließend 3 Jahre als Leiter des Back Office und ab 2004 als Leiter Risikomanagement der VERBUND Trading tätig. Von 2017 bis 2019 war er für Energiemarkt- und Finanzmarktregulierung zuständig. Seit 2020 ist er Konzernkrisenmanager und hat federführend das COVID-Krisenmanagement im Konzern geleitet.

Er ist 1984 zur EF-Ausbildung in Salzburg eingerückt, hat 20 Jahre eine Transportkompanie geführt und ist seit 2009 Verbindungsoffizier zu Energieversorgungsunternehmen beim Militärkommando Niederösterreich und Militärexperte Energieversorgung.

Die Arbeit beschreibt die technischen Grundlagen für Inselnetze und Notstromanlagen. Eine autarke Energieversorgung ist für das Bundesheer als strategische Handlungsreserve der Republik besonders bedeutsam.

Die Charakteristik verschiedener Stromverbraucher und Stromerzeuger wird beschrieben und auf die Besonderheiten beim Inselnetzbetrieb wird hingewiesen. Dabei wird auch auf die Möglichkeiten autarker Energieversorgung eingegangen, die sich durch technologische Weiterentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien ergeben.

Zudem wird der Umgang mit Versorgungsunterbrechungen behandelt. Abhängig von der erwarteten Dauer der Versorgungsunterbrechung und der Möglichkeit einer Anschlussversorgung mit elektrischer Energie ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an den Inselnetzbetrieb.

ISBN: 978-3-903359-41-3

