

## Vorwort

Die Energiewende ist derzeit eines der wichtigsten politischen, gesellschaftlichen und technischen Themen überhaupt. Der Umbau der Energieversorgung von fossilen und nuklearen auf regenerative Energiequellen ist ein ehrgeiziges Unterfangen, das weltweit große Beachtung findet. Fragen der Erzeugung, Übertragung und effizienten Anwendung elektrischer Energie werden in Deutschland heute nicht mehr nur in Fachkreisen, sondern auch in der breiten Öffentlichkeit intensiv diskutiert. Die Erkenntnis, dass die Stromnetze ein entscheidender Schlüssel zum Gelingen der Energiewende sind, hat sich weitgehend durchgesetzt. Allerdings herrscht oft noch die falsche Vorstellung, nur die Übertragungsnetze müssten neu strukturiert und verstärkt werden. Tatsächlich besteht aber auch in den Verteilungsnetzen ein gewaltiger Investitionsbedarf, um die Aufnahmefähigkeit für erneuerbare Energien zu steigern. Er wird für den Zeitraum bis 2030 auf bis zu 32 Mrd. € geschätzt.

Doch die Netzbetreiber sind nicht nur technisch an der Energiewende beteiligt. Sie haben vom Staat de facto den Auftrag bekommen, die Subventionierung der erneuerbaren Energien finanziell abzuwickeln. Der gesamte bürokratische Aufwand sowie das Liquiditätsrisiko, das mit der Umwälzung riesiger Geldbeträge einhergeht, sind von den Netzbetreibern zu tragen.

Trotz der großen Herausforderungen der Energiewende ist der Betrieb von Stromnetzen nach wie vor durch eine restriktive staatliche Regulierung geprägt. Aufwendige Unbundling-Vorschriften sind umzusetzen. Immer neue Berichts- und Veröffentlichungspflichten, deren Nutzen oft zweifelhaft ist, müssen fristgerecht erfüllt werden. Der bürokratische Aufwand ist immens und steigt weiter. Die Anreizregulierung der Netzentgelte zwingt Netzbetreiber dazu, Kosten abzubauen, um profitabel zu bleiben. Althergebrachte Grundsätze für Netzplanung, -betrieb und -instandhaltung müssen überprüft und optimiert werden. Auch die personelle Organisation und die Geschäftsprozesse sind ständig weiterzuentwickeln. Gerade im Vergleich zu anderen Industriezweigen ist der Betrieb von Stromverteilungsnetzen aber nach wie vor ein stabiles, nachhaltiges und profitables Geschäft, auch wenn die Kapitalrenditen deutlich geringer sind als bei Investitionen in erneuerbare Energien.

In Deutschland gibt es derzeit ca. 1 000 Unternehmen, die öffentliche Stromverteilungsnetze betreiben. Dabei sind vom Kleinstunternehmen mit einer Handvoll Mitarbeiter bis zum globalisierten Großkonzern alle Unternehmensgrößen vertreten. Die kleinen und mittelständischen Netzbetreiber erleben derzeit eine Renaissance. Kommunen gründen eigene Stadt- und Gemeindewerke, um den Betrieb der Stromnetze in die eigenen Hände zu nehmen. Dieser Trend der so genannten Rekommunalisierung soll dazu dienen, den kommunalen Einfluss auf den Netzbetrieb zu erhöhen und darüber hinaus die Renditen aus dem Netzgeschäft den Kassen der Städte und Gemeinden zukommen zu lassen.

Bei Qualität und Sicherheit der Stromversorgung nahm Deutschland bisher eine weltweit führende Rolle ein. Dieser Standard muss im Wesentlichen so beibehalten werden, um den Wirtschaftsstandort Deutschland nicht zu gefährden. Gleichzeitig sind die Herausforderungen der Energiewende und die Belastungen aus der Regulierung zu bewältigen. Das erfordert vor allem gut ausgebildetes, kompetentes Personal für die technischen Führungs- und Fachaufgaben der Netzbetreiber. Es gibt aber keinen einschlägigen Ausbildungsgang – weder in der Meister- noch in der

Hochschulausbildung. Das Spezialwissen, das für den Betrieb von Stromnetzen erforderlich ist, wird bisher vor allem in der Praxis durch «Learning by doing» oder durch kommerzielle Seminaranbieter vermittelt. Dieses Buch soll eine Brücke schlagen von der theoretischen Ausbildung in der Elektrotechnik zur praktischen Anwendung dieses Grundwissens in Fach- und Führungsaufgaben beim Netzbetreiber. Es richtet sich zum einen an Ingenieure, Meister und Techniker, die als Fach- oder Führungskräfte für den sicheren und effizienten Netzbetrieb Verantwortung tragen. Zum anderen soll es Studenten, Meister- und Technikerschülern sowie «Seiteneinsteigern» aus anderen Branchen, z.B. aus dem Gas- und Wasserfach, bei ihrem Berufseinstieg eine Hilfe sein, um schnell zu erfahrenen Kollegen aufschließen zu können. Es kann aber auch dem erfahrenen Netzingenieur und -meister als Nachschlagewerk dienen.

Das vorliegende Buch zeichnet sich im Unterschied zu der bisherigen energietechnischen und energiewirtschaftlichen Fachliteratur dadurch aus, dass es alle technischen, rechtlichen, wirtschaftlichen und organisatorischen Themen des Betriebs von Stromverteilungsnetzen abdeckt. Besonderer Wert wurde auf die direkte Anwendbarkeit der Inhalte gelegt. Dies führt naturgemäß zu einer gewissen Vereinfachung und Straffung. Nicht zu allen Fragen können Herleitungen, Hintergründe oder Details behandelt werden. Randthemen sind mitunter nur angeschnitten. Dennoch wurde großer Wert auf die zumindest thematische Vollständigkeit gelegt.

Für Anregungen und fachliche Diskussion danken wir Herrn Dipl.-Ing. (FH) DENNY EHRLER, Herrn Dipl.-Ing. (FH) CARSTEN JUNGANDREAS und Herrn Rechtsanwalt JAN WEHNER. Wir danken weiterhin allen Firmen und Institutionen, die uns die Erlaubnis gegeben haben, aussagekräftige Fotos und Grafiken zur Veranschaulichung unserer textlichen Erläuterungen abzudrucken. Sie sind im Quellenverzeichnis aufgeführt. Für die sehr intensive Durchsicht der 1. Auflage und eine Vielzahl wertvoller Hinweise und Verbesserungsvorschläge danken wir Herrn Dipl.-Ing. (FH) HANS-PETER WINKLER.

An Hinweisen und Anregungen, aber auch konstruktiver Kritik aus dem Kreis der Leser sind wir sehr interessiert. Zur Kontaktaufnahme steht die E-Mail-Adresse

[stromverteilungsnetze@vogel-buchverlag.de](mailto:stromverteilungsnetze@vogel-buchverlag.de)

zur Verfügung.

Dieses Buch hat offenbar eine Lücke in der Fachliteratur geschlossen. Wir würden uns freuen, wenn es dem Leser die Hilfestellung und Anregung gibt, die er sich davon erhofft.

Herzogenaurach  
Oberlungwitz  
Bayreuth

Dr.-Ing. Thomas Hiller  
Prof. Dr.-Ing. Mirko Bodach  
Dipl.-Ing. Walter Castor

## 2. Auflage „Praxishandbuch Stromverteilungsnetze“ – Was ist neu?

Für die zweite Auflage haben die Autoren etwa 1 000 Korrekturen, Verbesserungen und Aktualisierungen des Textes vorgenommen. Fast 20 zusätzliche Abschnitte wurden hinzugefügt, u.a.

- Abgrenzung Kundenanlagen von öffentlichen Netzen (wichtig für Mieterstrom-, Quartierstrom-Lösungen)
- Systemdienstleistungen im Verteilungsnetz
- Abschaltbare Lasten
- Redispatch 2.0
- Unterfrequenz-Lastabwurf
- Krisenvorsorge für den Blackout
- Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS)
- Steuerbare Verbrauchseinrichtungen
- Pooling von Entnahmestellen
- Pancaking
- Entgelte für vermiedene Netznutzung
- Strategien des Regulierungsmanagements
- Sperrung von Zählern
- Mehr-Minderungen-Abrechnung
- Spannungs-Blindleistungsregelung
- Power to Liquid
- Power to Gas

Eine Reihe von Themen wurde neu aufgenommen bzw. wesentlich erweitert, z.B.

- Transformatorfundamente
- Isolieröl als wassergefährdender Stoff
- Bauweisen von Freiluftschaltanlagen
- Umweltproblematik von Schwefelhexafluorid und Substitutionslösungen
- Umgang mit störanfälligen Mittelspannungs-Kunststoffkabeln der 1. Generation
- Verbot neuer Freileitungen durch das NABEG
- Europäische Funkrundsteuerung (EFR)
- Lastannahmen für Kunden
- Gleichzeitigkeitsgrad
- Unsymmetrie, Symmetrieeinrichtungen
- Möglichkeiten zur Verbesserung der Spannungsqualität
- Ausschreibung und Vergabe von Netzbau- und Montageleistungen
- Umgang mit Bodenaushub
- Online-Planauskunft, INSPIRE-Richtlinie der EU
- Gefährdungshaftung
- Haftung des Netzbetreibers nach Produkthaftungsgesetz
- EEG-Ausschreibungen
- Daseinsvorsorge
- Sektorenkopplung

Etwa 50 Bilder (Fotos, Grafiken) wurden hinzugefügt oder verbessert.

Alle wesentlichen Änderungen im Energierecht seit Erscheinen der 1. Auflage wurden eingearbeitet, insbesondere:

- Novelle der Anreizregulierungsverordnung 2016
- Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) 2016
- Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) 2017
- Energiesammelgesetz 2019
- KWKG 2020
- EEG 2021

# Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	5
<b>1 Aufbau von Verteilungsnetzen .....</b>	<b>19</b>
1.1 Arten von Energieversorgungsnetzen und Abgrenzung zu Kundenanlagen .....	19
1.2 Spannungsebenen und Netzebenen .....	21
1.3 Netztopologie .....	26
1.3.1 Redundanz und ( $n-1$ )-Kriterium .....	26
1.3.2 Netzformen .....	27
1.3.3 Netzeinbindungen von Stationen oder Netzkunden ...	30
<b>2 Betriebsmittel .....</b>	<b>33</b>
2.1 Transformatoren .....	33
2.1.1 Einleitung .....	33
2.1.2 Grundlagen und Kenngrößen. ....	34
2.1.2.1 Benennung der Transformatoren .....	35
2.1.3 Aufbau .....	36
2.1.3.1 Kern .....	36
2.1.3.2 Wicklungen .....	38
2.1.3.3 Kessel .....	40
2.1.4 Wicklungsverschaltung .....	41
2.1.5 Verluste .....	43
2.1.6 Geräusche .....	45
2.1.7 Kühlung und Isolierung .....	45
2.1.8 Be-/Überlastung und Lebensdauer .....	46
2.1.9 Einschalten des Transformators .....	48
2.1.10 Veränderung der Ausgangsspannung .....	48
2.1.10.1 Umsteller .....	48
2.1.10.2 Stufenschalter .....	49
2.1.11 Prüfungen an Transformatoren .....	52
2.1.12 Transport und Aufstellung .....	57
2.1.13 Isolieröl als wassergefährdender Stoff .....	58
2.1.14 Anschluss, Inbetriebnahme und Parallelschaltung ...	60
2.1.15 Gießharztransformatoren .....	60
2.1.16 Erdschlusslöschspulen .....	62
2.2 Schaltgeräte .....	63
2.2.1 Physik der Kontakttrennung .....	64
2.2.2 Trennschalter .....	68
2.2.3 Erdungsschalter .....	69
2.2.4 Lasttrennschalter .....	69
2.2.5 Leistungsschalter .....	72
2.3 Schaltanlagen .....	77
2.3.1 Normative Regelungen und Klassifizierungen .....	78
2.3.2 Störlichtbogenschutz .....	80
2.3.3 Aufbau von Schaltanlagen .....	82

2.3.3.1	Sammelschienen . . . . .	82
2.3.3.2	Schaltanlagen im Umspannwerk . . . . .	86
2.3.3.3	Ortsnetz-/Kundenstationen und Kabelverteilerschränke . . . . .	93
2.3.4	Batterieanlagen . . . . .	96
2.3.5	Rundsteueranlagen . . . . .	97
2.3.6	Elektromagnetische Felder . . . . .	98
2.4	Kabel . . . . .	102
2.4.1	Aufbauelemente. . . . .	102
2.4.2	Mittelspannungskabel . . . . .	106
2.4.3	Niederspannungskabel . . . . .	107
2.4.4	Kabelgarnituren. . . . .	108
2.4.5	Belastbarkeit . . . . .	110
2.4.6	Kabelverlegung . . . . .	111
2.4.7	Kabelmess- und -prüftechnik . . . . .	115
2.5	Freileitungen . . . . .	119
2.5.1	Komponenten . . . . .	120
2.5.1.1	Maste . . . . .	120
2.5.1.2	Seile. . . . .	122
2.5.1.3	Isolatoren . . . . .	123
2.5.1.4	Armaturen. . . . .	124
2.5.2	Aufbau und Ausführungsformen . . . . .	125
2.5.2.1	Niederspannung . . . . .	125
2.5.2.2	Mittelspannung . . . . .	125
2.5.2.3	Hoch- und Höchstspannung . . . . .	126
2.5.3	Planung und Errichtung. . . . .	126
2.5.4	Verbot neuer Hochspannungs-Freileitungstrassen . . . . .	127
2.6	Wandler . . . . .	127
2.6.1	Schaltung von Wandlern . . . . .	131
2.6.2	Besondere Anforderungen an Stromwandler . . . . .	133
2.6.3	Besondere Anforderungen an Spannungswandler. . . . .	133
2.6.4	Kapazitive Spannungsteiler zum Feststellen der Spannungsfreiheit . . . . .	134
2.7	Schutztechnik . . . . .	135
2.7.1	Zeitstaffelschutz . . . . .	137
2.7.1.1	Sicherungen. . . . .	137
2.7.1.2	UMZ-Schutz . . . . .	142
2.7.1.3	AMZ-Schutz . . . . .	144
2.7.2	Distanzschutz . . . . .	144
2.7.3	Differentialschutz . . . . .	145
2.7.4	Erdschlusschutz . . . . .	146
2.7.4.1	Erdschlusswischer-Relais . . . . .	146
2.7.4.2	Wattmetrische Erdschlusserfassung . . . . .	147
2.7.5	Transformatorschutz . . . . .	148
2.7.6	Schutzprüfungen . . . . .	150
2.8	Netzleit- und Fernwirktechnik . . . . .	151
2.8.1	Netzleitstelle . . . . .	151
2.8.2	Stationsleittechnik . . . . .	152
2.8.3	Fernwirktechnik . . . . .	155
2.8.4	Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) . . . . .	156

<b>3</b>	<b>Planung und Berechnung von Verteilungsnetzen. . . . .</b>	<b>159</b>
3.1	Netzberechnung und deren elektrotechnische Grundlagen . . . . .	159
3.1.1	Elektrotechnische Grundlagen . . . . .	159
3.1.1.1	Darstellung sinusförmiger Größen . . . . .	159
3.1.1.2	Impedanzen . . . . .	163
3.1.1.3	Drehstromsystem. . . . .	164
3.1.1.4	Symmetrische Komponenten . . . . .	168
3.1.1.5	Messung der symmetrischen Komponenten . . . . .	171
3.1.2	Verfahren der Netzberechnung . . . . .	174
3.1.3	Lastflussberechnung . . . . .	174
3.1.4	Kurzschlussstromberechnung. . . . .	177
3.1.4.1	Gestörter und ungestörter Betrieb eines Energieversorgungssystems . . . . .	177
3.1.4.2	Generatorferner und generatornaher Kurzschluss . . . . .	179
3.1.4.3	Fehlerarten im Drehstromsystem . . . . .	181
3.1.4.4	Standardisiertes Berechnungsverfahren . . . . .	182
3.1.5	Zuverlässigkeitsberechnung. . . . .	184
3.2	Betriebsmittelbelastbarkeit . . . . .	185
3.2.1	Thermische Wirkung des Laststroms . . . . .	185
3.2.2	Mechanische Wirkung des Kurzschlussstromes . . . . .	185
3.2.3	Thermische Wirkung des Kurzschlussstromes . . . . .	187
3.2.4	Zeitweilige Überspannungen . . . . .	188
3.2.5	Transiente Überspannungen. . . . .	189
3.2.6	Isolationskoordination . . . . .	191
3.2.7	Blitzschutz und Überspannungsbegrenzung . . . . .	191
3.3	Spannungshaltung. . . . .	193
3.3.1	Spannungstoleranzbänder . . . . .	193
3.3.2	Spannungsfälle im Netz. . . . .	194
3.3.3	Möglichkeiten zur Spannungsregelung. . . . .	194
3.3.4	Möglichkeiten zur statischen Spannungshaltung . . . . .	196
3.4	Netzverluste und deren Bewertung . . . . .	196
3.4.1	Verlustbewertung . . . . .	197
3.4.1.1	Spannungsabhängige Verluste . . . . .	197
3.4.1.2	Stromabhängige Verluste . . . . .	198
3.4.2	Anerkennung der Verlustenergie-Beschaffungskosten in der Regulierung . . . . .	198
3.5	Erdung und Erdungsanlagen . . . . .	199
3.5.1	Grundlagen . . . . .	199
3.5.2	Erder und Erdungsanlagen . . . . .	202
3.5.3	Messung des Erdungswiderstands . . . . .	203
3.5.4	Berührungs- und Schrittspannung . . . . .	204
3.5.5	Erdungsspannung . . . . .	205
3.6	Sternpunktbehandlung . . . . .	206
3.6.1	Sternpunktbehandlung in Hochspannungsnetzen. . . . .	206
3.6.1.1	Isolierter Sternpunkt . . . . .	207
3.6.1.2	Resonanzsternpunkterdung . . . . .	208
3.6.1.3	Niederohmige Sternpunkterdung. . . . .	210
3.6.1.4	Kurzzeitig niederohmige Sternpunkterdung. . . . .	211
3.6.1.5	Erdschlussortungsverfahren. . . . .	212

3.6.2	Sternpunktbehandlung in Niederspannungsnetzen. . . .	212
3.6.2.1	TN-Netz . . . . .	213
3.6.2.2	TT-Netz. . . . .	215
3.6.2.3	IT-Netz . . . . .	216
<b>4</b>	<b>Netzbau. . . . .</b>	<b>219</b>
4.1	Projektmanagement . . . . .	219
4.1.1	Ausschreibung und Vergabe. . . . .	219
4.1.2	Rahmenverträge . . . . .	223
4.1.3	Großprojekte. . . . .	224
4.1.4	AVA. . . . .	225
4.2	Leitungstiefbau . . . . .	226
4.2.1	Aufbau von Straßen. . . . .	226
4.2.2	Aufgrabungen in bestehenden Straßen. . . . .	227
4.2.3	Absicherung von Baustellen. . . . .	228
4.2.4	Leitungsverlegung in offener Bauweise . . . . .	229
4.2.5	Grabenlose Verfahren zur Leitungsverlegung. . . . .	233
4.2.5.1	Pflugverfahren. . . . .	233
4.2.5.2	Bodenverdrängungsverfahren . . . . .	234
4.2.5.3	Horizontal-Spülbohrverfahren . . . . .	234
4.2.6	Mitverlegung von Leerrohren für das Glasfasernetz. . .	235
<b>5</b>	<b>Netzdokumentation. . . . .</b>	<b>237</b>
5.1	Dokumentation des Leitungsnetzes . . . . .	237
5.2	Planauskunft . . . . .	242
5.3	Dokumentation von Anlagen . . . . .	243
<b>6</b>	<b>Konzessionsverträge und Leitungsrechte . . . . .</b>	<b>245</b>
6.1	Kosten des Leitungsbaus . . . . .	246
6.2	Konzessionsabgabe . . . . .	247
6.3	Weitere Leistungen des Netzbetreibers an die Kommune. . . . .	249
6.4	Vergabeverfahren für Konzessions- und Netzpachtverträge. . . . .	249
6.5	Rekommunalisierung . . . . .	252
6.6	Übergabe und Entflechtung von Netzen . . . . .	253
6.7	Dingliche Sicherung . . . . .	256
<b>7</b>	<b>Straßenbeleuchtung . . . . .</b>	<b>259</b>
7.1	Betriebsführungsmodelle . . . . .	259
7.2	Aufbau von Straßenbeleuchtungsanlagen . . . . .	261
7.3	Steuerung der Straßenbeleuchtung . . . . .	263
7.4	Instandhaltung der Straßenbeleuchtung . . . . .	264
<b>8</b>	<b>Netzanschlüsse von Verbrauchern . . . . .</b>	<b>265</b>
8.1	Anschlüsse am Niederspannungsnetz . . . . .	265
8.1.1	Aufbau und Bestandteile . . . . .	266
8.1.2	Netzanschlusskosten . . . . .	273
8.1.3	Netzanschlusskapazität und Baukostenzuschuss . . . . .	273
8.1.4	Duldungspflicht von Leitungen . . . . .	275

8.1.5	Duldungspflicht von öffentlichen Transformatorstationen . . . . .	276
8.1.6	Nutzung des Netzanschlusses . . . . .	277
8.1.7	Haftung des Netzbetreibers bei Schäden . . . . .	278
8.1.8	Ausnahmen von der Anschlusspflicht. . . . .	279
8.1.9	Zusammenarbeit mit dem Elektrohandwerk . . . . .	279
8.2	Anschlüsse am Mittel- und Hochspannungsnetz . . . . .	280
<b>9</b>	<b>Betriebsführung. . . . .</b>	<b>281</b>
9.1	Schalthandlungen und Bereitschaftsdienst . . . . .	281
9.1.1	Schalthandlungen . . . . .	281
9.2	Bereitschafts- und Entstördienst . . . . .	282
9.2.1	Meldestelle . . . . .	282
9.2.2	Entstörungsdienst . . . . .	283
9.2.3	Krisenvorsorge für das Szenario Blackout . . . . .	284
9.3	Störungsbeseitigung und Fehlerortung . . . . .	287
9.4	Versorgungsqualität und Störungsstatistik. . . . .	294
9.4.1	Begriffsdefinitionen . . . . .	294
9.4.2	Versorgungszuverlässigkeit . . . . .	295
9.4.3	Qualitätsregulierung . . . . .	298
9.4.4	Spannungsqualität. . . . .	300
9.4.4.1	Langsame Spannungsänderungen . . . . .	300
9.4.4.2	Schnelle Spannungsänderungen . . . . .	300
9.4.4.3	Flicker . . . . .	301
9.4.4.4	Oberschwingungen . . . . .	302
9.4.5	Kurzunterbrechungen und Spannungseinbrüche . . . . .	305
9.5	Unsymmetrie. . . . .	306
9.6	Blindleistungsmanagement . . . . .	306
9.7	Systemdienstleistungen im Verteilungsnetz . . . . .	313
9.8	Unterfrequenz-Lastabwurf . . . . .	314
9.9	Redispatch 2.0 . . . . .	315
9.10	Abschaltbare Lasten und manueller Lastabwurf . . . . .	317
9.10.1	Abschaltbare Lasten . . . . .	317
9.10.2	Kaskade. . . . .	318
<b>10</b>	<b>Asset Management . . . . .</b>	<b>319</b>
10.1	Begriffsdefinition. . . . .	319
10.2	Erneuerungsstrategie. . . . .	320
10.2.1	Nutzungsdauer und Altersstrukturen. . . . .	320
10.2.2	Substanzerhalt durch Erneuerung . . . . .	321
10.3	Zustandsbewertung. . . . .	321
10.3.1	Badewannenkurve . . . . .	321
10.3.2	Diagnoseverfahren. . . . .	322
10.3.3	Wiederholungsprüfungen in elektrischen Versorgungsnetzen. . . . .	323
10.4	Instandhaltungsstrategien . . . . .	323
10.4.1	Ereignisorientierte Instandhaltung. . . . .	324
10.4.2	Turnusorientierte Instandhaltung. . . . .	324

10.4.3	Zustandsorientierte Instandhaltung . . . . .	325
10.4.4	Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung . . . . .	325
10.4.5	Risikobasierte Instandhaltung . . . . .	326
10.4.6	Predictive Maintenance . . . . .	327
10.5	Wirtschaftlichkeitsberechnung . . . . .	327
<b>11</b>	<b>Netzwirtschaft . . . . .</b>	<b>331</b>
11.1	Lieferantenwechsel und Marktkommunikation . . . . .	331
11.1.1	Marktrollen . . . . .	331
11.1.2	Standardisierte Geschäftsprozesse . . . . .	331
11.1.3	Grund- und Ersatzversorgung . . . . .	333
11.1.4	Marktkommunikation . . . . .	334
11.1.5	Prozessidentität und Mandantentrennung . . . . .	334
11.2	Netzentgelte . . . . .	335
11.2.1	Kostenwälzung . . . . .	336
11.2.2	Netzkosten . . . . .	338
11.2.2.1	Kapitalkosten . . . . .	338
11.2.2.2	Aufwandsgleiche Kosten . . . . .	342
11.2.2.3	Steuern, Erträge und Gewinn . . . . .	342
11.2.3	Kalkulation von Netzentgelten . . . . .	343
11.2.3.1	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen . . . . .	346
11.2.4	Sonderformen der Netznutzung . . . . .	346
11.2.4.1	Individuelle Netzentgelte (§ 19 Abs. 2 StromNEV) . . .	346
11.2.4.2	Monatsleistungspreise . . . . .	349
11.2.4.3	Entgelte für singularär genutzte Betriebsmittel . . . . .	349
11.2.5	Pooling von Entnahmestellen . . . . .	350
11.2.6	Pancaking . . . . .	351
11.2.7	Entgelte für vermiedene Netznutzung . . . . .	352
11.3	Anreizregulierung . . . . .	353
11.3.1	Cost-Plus-Regulierung als Vorläufer der Anreizregulierung . . . . .	354
11.3.2	Grundprinzip der Anreizregulierung . . . . .	354
11.3.3	Regulierungsformel und Erlösobergrenze . . . . .	356
11.3.4	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten . . . . .	357
11.3.5	Kapitalkostenabgleich . . . . .	358
11.3.6	Volatile Kosten . . . . .	359
11.3.7	Regulierungskonto . . . . .	360
11.3.8	Effizienz-Benchmarking . . . . .	361
11.3.8.1	DEA . . . . .	362
11.3.8.2	SFA . . . . .	363
11.3.8.3	Strukturmerkmale . . . . .	363
11.3.8.4	Strukturelle Besonderheiten . . . . .	364
11.3.8.5	Härtefallregelung . . . . .	365
11.3.9	Investitionsmaßnahmen (Investitionsbudgets) . . . . .	365
11.3.10	Vereinfachtes Verfahren . . . . .	366
11.3.11	Regulierungsstrategie . . . . .	367
11.3.12	Veröffentlichung von Netzkosten, Effizienzwerten, Erlösobergrenzen und Strukturmerkmalen . . . . .	368

11.4	Regulierungsmanagement . . . . .	368
11.4.1	Genehmigung des Netzbetriebs . . . . .	368
11.4.2	Regulierungsbehörden . . . . .	369
11.4.3	Unbundling . . . . .	369
11.4.3.1	Buchhalterisches Unbundling. . . . .	370
11.4.3.2	Informationelles Unbundling. . . . .	371
11.4.3.3	Gesellschaftsrechtliches Unbundling . . . . .	372
11.4.3.4	Operationelles Unbundling . . . . .	373
11.4.4	Berichts- und Veröffentlichungspflichten . . . . .	374
11.4.5	Feststellung des Grundversorgers. . . . .	375
11.4.6	Schlichtungsstelle Energie . . . . .	375
11.5	Zählung und Messung . . . . .	376
11.5.1	Bauarten . . . . .	376
11.5.2	Anschluss, Montage und Plombierung. . . . .	381
11.5.3	Eichrechtliche Anforderungen . . . . .	383
11.5.4	Ablesung . . . . .	385
11.5.5	Sperrung . . . . .	385
11.6	Energiedatenmanagement . . . . .	386
11.6.1	Grundlagen Lastgänge. . . . .	386
11.6.2	Gewinnung von Lastgängen. . . . .	387
11.6.2.1	Registrierende Lastgangmessung (RLM) . . . . .	388
11.6.2.2	Standardlastprofile (SLP). . . . .	388
11.6.3	Elektronische Verarbeitung von Lastgängen. . . . .	390
11.6.4	Lastgang-/Lastdauerlinie, Benutzungsdauer . . . . .	390
11.6.5	Stromhandelsprodukte . . . . .	391
11.6.5.1	Terminmarkt . . . . .	392
11.6.5.2	Spotmarkt . . . . .	392
11.7	Netzbilanzierung. . . . .	393
11.7.1	Bilanzkreise . . . . .	393
11.7.2	MaBiS . . . . .	394
11.7.3	Netzbilanzkreis . . . . .	396
11.7.4	Lastprofilverfahren . . . . .	397
11.7.4.1	Synthetisches Lastprofilverfahren . . . . .	397
11.7.4.2	Analytisches Lastprofilverfahren . . . . .	397
11.7.4.3	Mehr-Mindermengen-Abrechnung. . . . .	398
11.7.5	Netzzeitreihen . . . . .	398
11.7.5.1	Verlustzeitreihe . . . . .	398
11.7.5.2	Differenzzeitreihe . . . . .	399
11.7.5.3	Deltazeitreihe . . . . .	400
<b>12</b>	<b>Technisches Sicherheitsmanagement . . . . .</b>	<b>401</b>
12.1	Organisation des Stromnetzbetriebs . . . . .	402
12.1.1	Organisation des Unternehmens . . . . .	402
12.1.1.1	Technische Führungs- und Fachkräfte . . . . .	402
12.1.1.2	Anlagenbetreiber . . . . .	404
12.1.1.3	Verantwortliche Elektrofachkraft . . . . .	405
12.1.2	Pflichtenübertragung . . . . .	405

12.1.3	Verantwortliche Personen bei Arbeiten an elektrischen Anlagen . . . . .	405
12.1.3.1	Anlagenverantwortlicher . . . . .	406
12.1.3.2	Arbeitsverantwortlicher . . . . .	406
12.1.4	Organisations- und Betriebshandbuch . . . . .	407
12.1.5	Qualifikationsprofile im Elektrofach . . . . .	407
12.1.5.1	Elektrofachkraft . . . . .	407
12.1.5.2	Elektrotechnisch unterwiesene Person . . . . .	408
12.1.5.3	Elektrotechnischer Laie . . . . .	408
12.2	Arbeitsschutz, Abfall und Gefahrstoffe . . . . .	409
12.2.1	Arbeitsschutz als Arbeitgeberaufgabe . . . . .	409
12.2.2	Berufsgenossenschaft . . . . .	413
12.2.3	Prüfung von Betriebs- und Arbeitsmitteln . . . . .	414
12.2.4	Persönliche Schutzausrüstung (PSA) . . . . .	415
12.2.5	Abfall . . . . .	416
12.2.6	Gefahrstoffe . . . . .	416
12.2.7	Arbeitsschutz auf Baustellen . . . . .	418
12.2.8	Betrieb von Firmenfahrzeugen . . . . .	419
12.2.9	Zertifizierung des Technischen Sicherheitsmanagements . . . . .	420
12.3	Arbeitsmethoden . . . . .	421
12.3.1	Arbeiten im spannungsfreien Zustand . . . . .	421
12.3.1.1	Freischalten . . . . .	422
12.3.1.2	Gegen Wiedereinschalten sichern . . . . .	422
12.3.1.3	Spannungsfreiheit feststellen . . . . .	422
12.3.1.4	Erden und Kurzschließen . . . . .	423
12.3.1.5	Schutz zu benachbarten, spannungsführenden Teilen . . . . .	423
12.3.1.6	Durchführungserlaubnis . . . . .	423
12.3.2	Arbeiten in der Nähe spannungsführender Teile . . . . .	424
12.3.3	Arbeiten unter Spannung . . . . .	426
12.4	Technisches Risikomanagement . . . . .	428
<b>13</b>	<b>Dezentrale Energieerzeugung am Netz . . . . .</b>	<b>429</b>
13.1	EEG-Netzbetreiberaufgaben . . . . .	429
13.1.1	Ziele und Grundprinzipien des EEG . . . . .	429
13.1.2	Netzanschluss von EEG-Anlagen . . . . .	431
13.1.2.1	Netzverträglichkeitsprüfung . . . . .	434
13.1.2.2	Aufbau eines Anschlusses . . . . .	437
13.1.2.3	Auslösekriterien des NA-Schutzes bzw. Entkuppelungsschutzes . . . . .	438
13.1.2.4	Verhalten von EEG-Anlagen am Netz . . . . .	439
13.1.2.5	Zertifizierung von Erzeugungsanlagen . . . . .	443
13.1.3	Vergütung . . . . .	444
13.1.3.1	Wasserkraft . . . . .	446
13.1.3.2	Biomasse . . . . .	448
13.1.3.3	Deponie-, Klär-, Grubengas . . . . .	451
13.1.3.4	Solarenergie . . . . .	451

13.1.3.5	Windkraft . . . . .	453
13.1.4	Eigenverbrauch . . . . .	455
13.1.5	Messung an EEG-Anlagen . . . . .	460
13.1.6	Anlagenverklammerung . . . . .	462
13.1.7	Clearingstelle EEGKWKG . . . . .	462
13.1.8	Marktintegration erneuerbarer Energie . . . . .	463
13.1.8.1	Direktvermarktung . . . . .	464
13.1.8.2	Marktintegrationsmodell für Solarstrom . . . . .	465
13.2	KWKG-Netzbetreiberaufgaben . . . . .	465
13.2.1	Ziele und Grundprinzipien des KWKG . . . . .	466
13.2.2	Netzanschluss von KWK-Anlagen . . . . .	467
13.2.3	Üblicher Preis und Zuschlag . . . . .	467
13.2.4	KWK-Aufschlag auf die Netzentgelte . . . . .	469
13.2.5	Wechsel von KWKG- in die EEG-Förderung . . . . .	469
<b>14</b>	<b>Intelligente Netze, Energiespeicher und Elektromobilität . . . . .</b>	<b>471</b>
14.1	Konventioneller Netzausbau . . . . .	472
14.2	Neuartige Betriebsmittel und Technologien . . . . .	473
14.2.1	Freileitungsmonitoring . . . . .	473
14.2.2	Regelbare Ortsnetztransformatoren . . . . .	473
14.2.3	Spannungs-Blindleistungsregelung . . . . .	474
14.3	Intelligentes Energieversorgungsnetz . . . . .	475
14.3.1	Intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen . . . . .	475
14.3.2	Smart Home . . . . .	480
14.4	Speicher . . . . .	481
14.4.1	Pumpspeicherkraftwerke . . . . .	483
14.4.2	Druckluftspeicher . . . . .	484
14.4.3	Schwungmassenspeicher . . . . .	484
14.4.4	Elektrochemische Energiespeicher . . . . .	485
14.4.4.1	Grundlagen . . . . .	485
14.4.4.2	Bleiakkus . . . . .	486
14.4.4.3	Alkalische Akkus . . . . .	487
14.4.4.4	Lithium-Ionen-Akkus . . . . .	487
14.4.4.5	Redox-Flow . . . . .	488
14.4.4.6	Hochtemperatur-Akkus . . . . .	489
14.4.4.7	Bewertung der verfügbaren Technologien . . . . .	489
14.4.5	Doppelschichtkondensator . . . . .	489
14.4.6	Power to Gas . . . . .	491
14.4.7	Power to Liquid . . . . .	492
14.4.8	Power to Heat . . . . .	493
14.5	Elektromobilität . . . . .	493
14.5.1	Übersicht . . . . .	493
14.5.2	Lade-Infrastruktur . . . . .	494
14.5.3	Fahrzeugkonzepte . . . . .	496
14.5.4	Elektrofahrzeuge als verteilte Speicher am Netz . . . . .	498
	<b>Abkürzungsverzeichnis . . . . .</b>	<b>501</b>

Literaturverzeichnis.....	509
1. Weiterführende Literatur .....	509
2. Weblinks .....	511
3. Normen und Richtlinien .....	512
Quellenverzeichnis.....	514
Stichwortverzeichnis .....	515

# 1 Aufbau von Verteilungsnetzen

## 1.1 Arten von Energieversorgungsnetzen und Abgrenzung zu Kundenanlagen

Energieversorgungsnetze zur Stromversorgung werden in die folgenden Kategorien unterschieden (siehe auch Übersichtsgrafik in Bild 1.1):

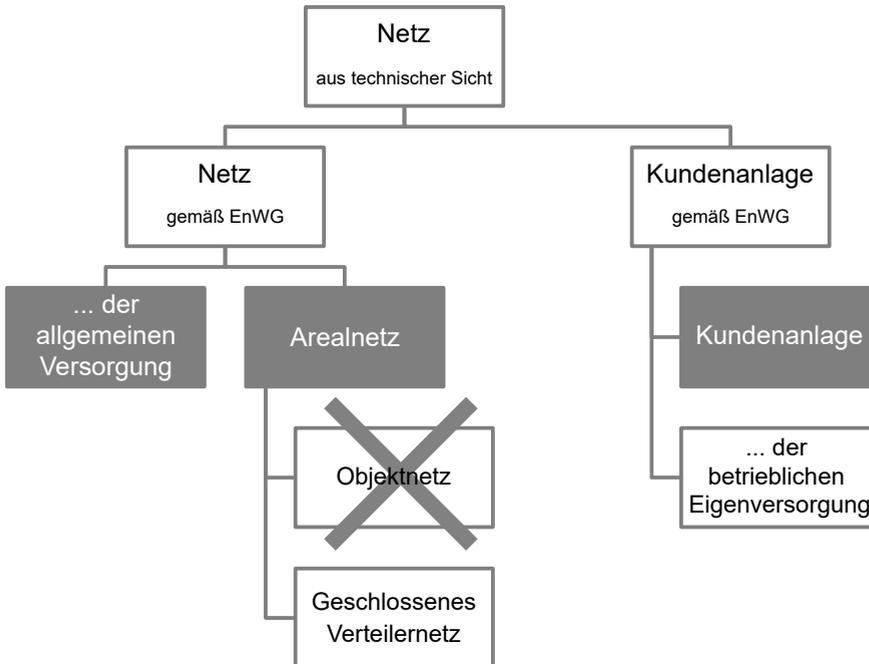


Bild 1.1 Arten von Netzen

*Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung* sind für die Versorgung aller Letztverbraucher von Strom in ihrem Versorgungsgebiet ausgelegt. Die Versorgungsgebiete solcher Netze erstrecken sich in der Regel auf das Gebiet einer oder mehrerer Städte bzw. Gemeinden. Betreiber dieser Netze unterliegen der Regulierung (siehe Kapitel 11), d.h., sie müssen allen Letztverbrauchern und Stromhändlern diskriminierungsfrei die Nutzung des Netzes ermöglichen und der Preis für diese Dienstleistung, das Netzentgelt, muss von der Regulierungsbehörde genehmigt werden. Weiterhin müssen Betreiber von Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung jeden Letztverbraucher an ihr Netz anschließen; die Ausnahmen von dieser Anschlusspflicht sind eher unbedeutend.

*Arealnetze* erstrecken sich im Unterschied zu Netzen der allgemeinen Versorgung nur auf eine relativ kleine Fläche, z.B. ein Industriegebiet. Dennoch gelten für die Betreiber von Arealnetzen, sofern nicht spezielle, im Folgenden erläuterte Ausnahmeregelungen greifen, die gleichen Pflichten wie bei Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung.

Unter bestimmten Voraussetzungen konnten Arealnetze früher als so genannte *Objektnetze* eingestuft werden und waren dann von den sonst üblichen Netzbetreiberpflichten befreit. So konnten z.B. Letztverbraucher, die an Objektnetze angeschlossen waren, ihren Stromlieferanten nicht frei wählen.

Objektnetze waren ein deutscher Sonderweg, der vom Europäischen Gerichtshof beanstandet wurde und 2011 endete. An die Stelle der Objektnetze sind *geschlossene Verteilernetze* getreten. Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen sind nur von manchen Netzbetreiberpflichten befreit, so brauchen sie z.B. nicht an der Anreizregulierung (siehe Abschnitt 11.3) teilnehmen. Aber auch innerhalb von geschlossenen Verteilernetzen können Letztverbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen. Die Einstufung eines Netzes als geschlossenes Verteilernetz muss vom Netzbetreiber bei der zuständigen Regulierungsbehörde beantragt werden. Ein geschlossenes Verteilernetz muss folgende Kriterien erfüllen:

- Industrie- oder Gewerbegebiet
- Tätigkeiten oder Produktionsverfahren der Netznutzer sind miteinander verknüpft (z.B. Chemiepark)
- überwiegend Industriekunden, nur sehr wenige Haushaltskunden am Netz

Falls Netze auf Betriebsgeländen nicht als geschlossene Verteilernetze anerkannt werden, dann sind sie entweder Netze der allgemeinen Versorgung oder *Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung*.

Das Energiewirtschaftsgesetz unterscheidet generell zwischen Netzen und *Kundenanlagen*. Letztere sind zwar aus technischer Sicht auch Netze, aus rechtlicher aber eben nicht, was eine Reihe von Auswirkungen hat. Kundenanlagen zeichnen sich im Unterschied zu Netzen vor allem dadurch aus, dass sie den Letztverbrauchern unentgeltlich zur Nutzung zur Verfügung gestellt werden. Dabei ist ihre Nutzung für den Strom-Letztverbraucher natürlich nicht kostenlos, sondern die Nutzung der Kundenanlage ist in

- der Miete einer Wohnung (z.B. bei Mieterstromlösungen) oder
- der Miete/Pacht einer Gewerbeeinheit (z.B. bei Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung)

enthalten.

Das Gebiet einer Kundenanlage muss sich nicht auf ein einziges Gebäude beschränken, sondern kann sich auch über Gebäude und Grundstücke mehrerer verschiedener Eigentümer erstrecken.

Die Betreiber von Kundenanlagen sind von allen gesetzlichen Netzbetreiberpflichten und der Regulierung befreit, da Kundenanlagen per Definition keine Netze sind. Voraussetzung für diese Befreiung ist allerdings, dass

- a) für die Kundenanlage kein Netzentgelt erhoben wird, auch nicht versteckt als Teil eines integrierten Strompreises (z.B. bei Mieterstromlösungen)

und

b) die Kundenanlage «für den Wettbewerb unbedeutend» ist. Dies wird an folgenden Kriterien festgemacht:

- Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher
- räumlich zusammenhängendes Gebiet
- enge geografische Begrenzung
- Menge der gelieferten Energie

Feste Grenzwerte für diese Kriterien gibt es bisher nicht. Als Faustregel kann man davon ausgehen, dass eine Kundenanlage ab ca. 100 angeschlossenen Letztverbrauchern für den Wettbewerb relevant ist. Die Bundesnetzagentur betrachtet diese Anzahl als «Aufgreifschwelle», um die Berechtigung für den Status Kundenanlage zu prüfen.

In einem beispielhaften Gerichtsurteil wurde eine Kundenanlage mit einer Energiemenge von 200 000 kWh pro Jahr noch als zulässig erachtet.

Strittig ist, ob Kundenanlagen auch öffentliche Straßen queren dürfen, ohne ihren Status zu verlieren. Hierbei spielt eine Rolle, ob es sich um Straßen handelt, die nur von den Anwohnern genutzt werden, oder um Durchgangsstraßen. In letzterem Fall würde die Kundenanlage nach herrschender Meinung in mehrere Teile getrennt, die jeweils für sich zu betrachten wären.

## 1.2 Spannungsebenen und Netzebenen

Elektrische Netze unterteilt man nach der Spannung in Spannungsebenen, die jeweils mit einer *Nennspannung* bezeichnet werden. Die *Bemessungsspannung* der Betriebsmittel muss mindestens der Nennspannung entsprechen, ist aber in der Regel etwas höher. Angegeben wird stets die verkettete Spannung (Leiter-Leiter).

Im VDE-Vorschriftenwerk wird in *Niederspannung* (bis 1 000 V) und *Hochspannung* (über 1 000 V) unterschieden. In Verteilungsnetzen ist zusätzlich der Begriff *Mittelspannung* für 6 bis 30 kV gebräuchlich, während von Hochspannung erst ab 60 kV gesprochen wird. In Übertragungsnetzen nennt man 220 und 380 kV *Höchstspannung*.

Die in Deutschland vorzugsweise eingesetzten Spannungsebenen sind in Tabelle 1.1 dargestellt. Weitere historisch gewachsene, teilweise noch im Einsatz befindliche Spannungsebenen zeigt Tabelle 1.2.

Tabelle 1.1 Übliche Spannungsebenen in Netzen

Bezeichnung	Nennspannung	Bemerkung	Funktion des Netzes	Anwendung
Höchstspannung	380 kV		Übertragungsnetz	europäisches Verbundnetz
	220 kV	wird langfristig durch 380 kV abgelöst		
Hochspannung	110 kV		Verteilungsnetz	Versorgung von Städten und Landkreisen
Mittelspannung	30 kV			Versorgung von Wohn- und Gewerbegebieten
	20 kV	in Stadt- und Landnetzen		
	10 kV	vorrangig in städtischen Netzen		
Niederspannung	400 V	frühere Nennspannung: 380 V		Versorgung von Endkunden

Tabelle 1.2 Veraltete Spannungsebenen (Beispiele)

Bezeichnung	Nennspannung	Bemerkung
Hochspannung	60 kV	
Mittelspannung	15 kV	wird langfristig durch 20 kV abgelöst
	6 kV	in Industrienetzen nach wie vor üblich, wird in öffentlichen Verteilungsnetzen durch 10 oder 20 kV abgelöst
Niederspannung	220 V	kein Neutralleiter, 220 V als Leiter-Leiter-Spannung – bis Ende der 1990er Jahre in den neuen Bundesländern verbreitet

Für Niederspannungsnetze in der Industrie zur Versorgung von elektrischen Antrieben ist auch die Nennspannung 690 V (früher: 660 V) üblich.

In ländlichen Gebieten werden zur Versorgung abgelegener Kunden (z.B. Aussiedlerhöfe, Forsthäuser) manchmal Stickleitungen mit der Nennspannung 950 V betrieben. Man benötigt zwei Transformatoren 950/400 V, von denen einer am Anfang und einer am Ende der Stickleitung im Einsatz ist. Die Nennspannung von 950 V ist dabei bewusst so gewählt, damit die Normen für Hochspannungsanlagen (ab 1 000 V) nicht zur Anwendung kommen müssen.

Die Unterteilung von Netzen in Spannungsebenen ist eine Betrachtung aus technischer Sicht. Für die kaufmännische Buchführung, den Netzanschluss von Kunden sowie die Netznutzung (siehe Kapitel 11) werden Netze nach einer anderen Systematik in *Netzebenen* gegliedert (Tabelle 1.3, Bilder 1.3 bis 1.10).

Dabei wird grundsätzlich zwischen (Leitungs-) Netz und Umspannung unterschieden. Im Unterschied zur technischen Betrachtung wird hier die Umspannung zwischen zwei Spannungsebenen als eigene «Ebene» betrachtet. Zur Umspannung gehören bei dieser Systematik nicht nur die Transformatoren selbst, sondern auch die ober- und unterspannungsseitigen Sammelschienen, denen anteilig Sekundärtechnik, Grundstück und Gebäude zugerechnet werden. Nach dem Gesetzestext wären zwar nur die Transformator-, nicht jedoch die Leitungsschaltfelder Teil der Umspannung. Dies würde jedoch keinen Sinn ergeben, weil dann die Umspannebenen den Kunden nicht zum Netzanschluss zugänglich wären. Dies ist aber vom Gesetzgeber ausdrücklich gewollt.

Von dem Grundsatz der Abgrenzung von (Leitungs-) Netz und Umspannung gibt es eine Ausnahme: Ortsnetzstationen gehören komplett, d.h. einschließlich aller in der Station befindlichen Mittel- und Niederspannungsschaltanlagen/-geräte, zur Netzebene 6 «Umspannung Mittel-/Niederspannung».

Tabelle 1.3 Netzebenen

Kurzbezeichnung	Bezeichnung	
NE 1	Höchstspannungsnetz 380 und 220 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 380- und 220-kV-Leitungen</li> <li>• 380- und 220-kV-Schaltanlagen in Umspannwerken anteilig (Bild 1.2)</li> <li>• 380- und 220-kV-Schaltanlagen, die nicht der Umspannung dienen</li> <li>• Umspannwerke 380/220 kV</li> </ul>
NE 2	Umspannung 380/110 kV bzw. 220/110 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformatoren 380/110 kV</li> <li>• Transformatoren 220/110 kV</li> <li>• 380-, 220-kV- und 110-kV-Schaltanlagen in Umspannwerken anteilig (Bild 1.2)</li> </ul>
NE 3	Hochspannungsnetz 110 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 110-kV-Leitungen</li> <li>• 110-kV-Schaltanlagen in Umspannwerken anteilig (Bild 1.2)</li> <li>• 110-kV-Schaltanlagen, die nicht der Umspannung dienen</li> </ul>
NE 4	Umspannung 110 kV/ Mittelspannung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformatoren 110 kV/Mittelspannung</li> <li>• 110-kV- und Mittelspannungsschaltanlagen in Umspannwerken anteilig (Bild 1.2)</li> </ul>
NE 5	Mittelspannungsnetz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mittelspannungsleitungen</li> <li>• Mittelspannungsschaltanlagen in Umspannwerken anteilig (Bild 1.2)</li> <li>• Mittelspannungsschaltanlagen, die nicht der Umspannung dienen z.B. Schwerpunktstationen, Schaltwerke</li> </ul>
NE 6	Umspannung Mittel-/ Niederspannung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ortsnetzstationen Mittel-/Niederspannung</li> </ul>
NE 7	Niederspannungsnetz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niederspannungsleitungen</li> <li>• Niederspannungsschaltanlagen außerhalb von Ortsnetzstation, z.B. Kabelverteilerschränke</li> </ul>

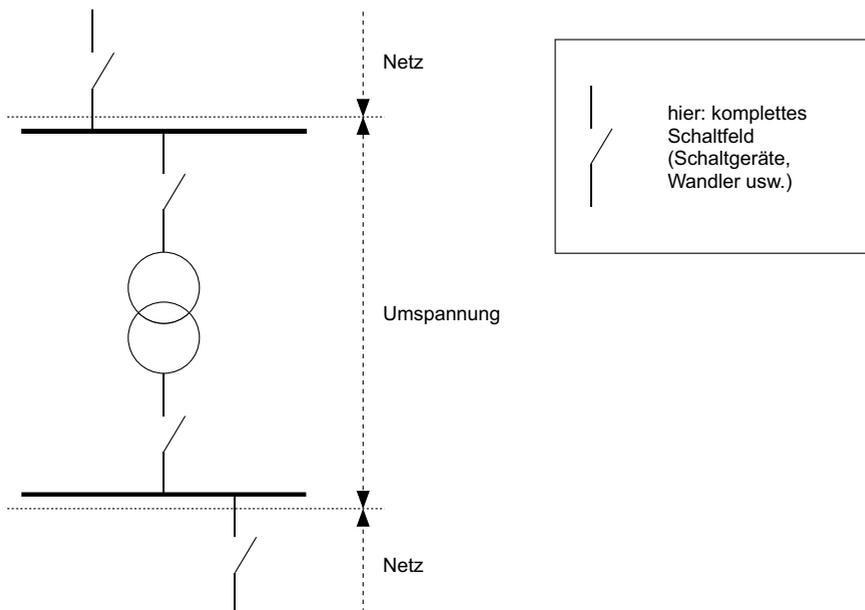


Bild 1.2 Unterteilung von Umspannwerken in Netz und Umspannung

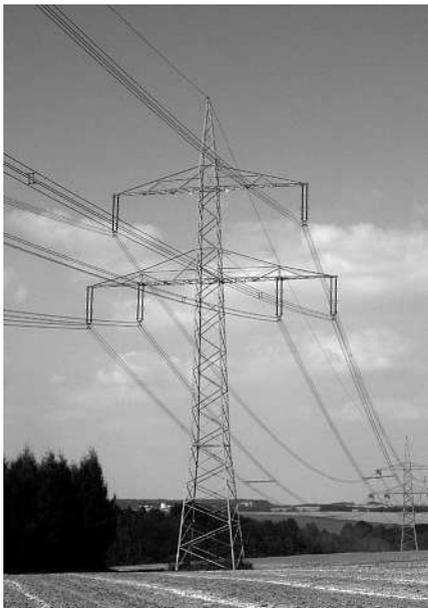


Bild 1.3 Höchstspannungs-Freileitung  
(Netzebene 1)



Bild 1.4 Hochspannungs-Freileitung  
(Netzebene 3)



Bild 1.5 Transformator 380/110 kV  
(Netzebene 2)



Bild 1.6 Leistungstransformator mit Freiluftschaltanlage  
(Netzebene 4)



Bild 1.7 Mittelspannungs-Freileitung (Netzebene 5)



Bild 1.8 Niederspannungs-Freileitung (Netzebene 7)



Bild 1.9 Ortsnetzstation (Netzebene 6)

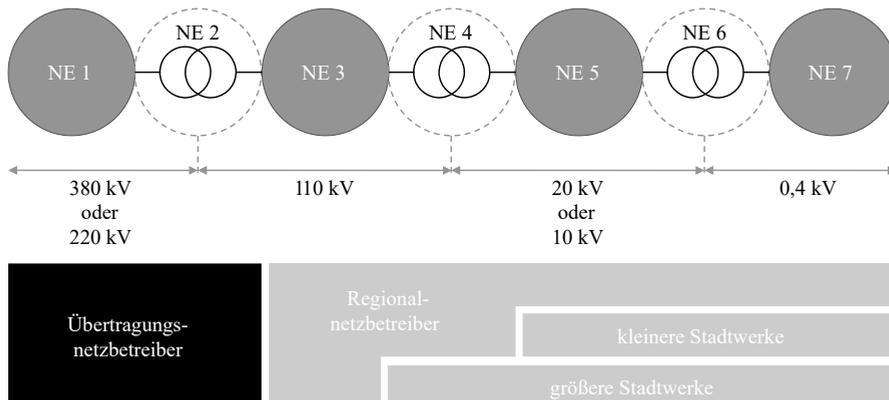


Bild 1.10 Übersicht Netzebenen

## 1.3 Netztopologie

### 1.3.1 Redundanz und ( $n-1$ )-Kriterium

Redundanz ist ein wirksamer Ansatz, um die die Versorgungszuverlässigkeit zu erhöhen. Der wesentliche Nachteil der Redundanz sind höhere Kapital-, Unterhalts- und Betriebskosten der zusätzlichen Betriebsmittel. Ein weiterer, oft zu Unrecht vernachlässigter Nachteil ist, dass durch Redundanz die Netzstruktur komplexer und unübersichtlicher wird. Das erhöht das Risiko von Fehlschaltungen und erschwert die Einarbeitung neuer Mitarbeiter. Dadurch wird ein Teil des rechnerischen Zugewinns an Versorgungszuverlässigkeit wieder aufgezehrt. Zu beachten ist auch, dass Redundanz nicht der einzige Weg zu mehr Versorgungszuverlässigkeit ist. Durch betriebliche Maßnahmen kann unter Umständen eine vergleichbare Qualitätsverbesserung zu einem Bruchteil der Kosten möglich sein.

Zur Quantifizierung der Redundanz ist in der Energiewirtschaft das ( $n-1$ )-Kriterium üblich. Dieses besagt: Bei Ausfall eines von  $n$  gleichartigen Betriebsmitteln soll die Versorgung weiter möglich sein. Entscheidend sind dabei zwei Auslegungsfragen dieses Kriteriums:

1. Soll die Weiterversorgung unterbrechungsfrei erfolgen, oder ist eine kurze Unterbrechung zulässig?
2. Wie lang darf diese Versorgungsunterbrechung sein?

In der Praxis wird ab der Mittelspannungsebene  $n = 2$  gewählt. Umspannwerke in Strang- oder Ringnetzen sind deshalb meist mit zwei Transformatoren ausgerüstet. In Niederspannungsnetzen wird das ( $n-1$ )-Kriterium oft nur eingeschränkt oder gar nicht erfüllt. Der gleichzeitige Ausfall mehrerer Betriebsmittel (z.B.  $n-2$ ) wird als unwahrscheinlich erachtet. Er stellt kein Planungskriterium dar und wird im Störfall nicht beherrscht.

Bei Freileitungen bezieht sich  $n$  auf die Anzahl der Stromkreise. Der ( $n-1$ )-Ausfall eines Stromkreises, z.B. Seilriss, wird in den Spannungsebenen 380...110 kV beherrscht. Der ( $n-1$ )-Ausfall des Gestänges, z.B. Umbruch eines Mastes, wird dagegen nicht beherrscht. Deshalb sind die Masten der neuralgische Punkt von Netzen dieser Spannungsebenen.

Auslegungsfrage ist weiterhin, auf welche Betriebsmittel das ( $n-1$ )-Kriterium angewendet wird, insbesondere:

- Schutzgeräte,
- Gleichspannungsversorgung der Sekundärtechnik (Batterie, Ladegerät),
- Gebäude.

Die Entscheidung darüber muss jeder Netzbetreiber für sich selbst treffen.

### 1.3.2 Netzformen

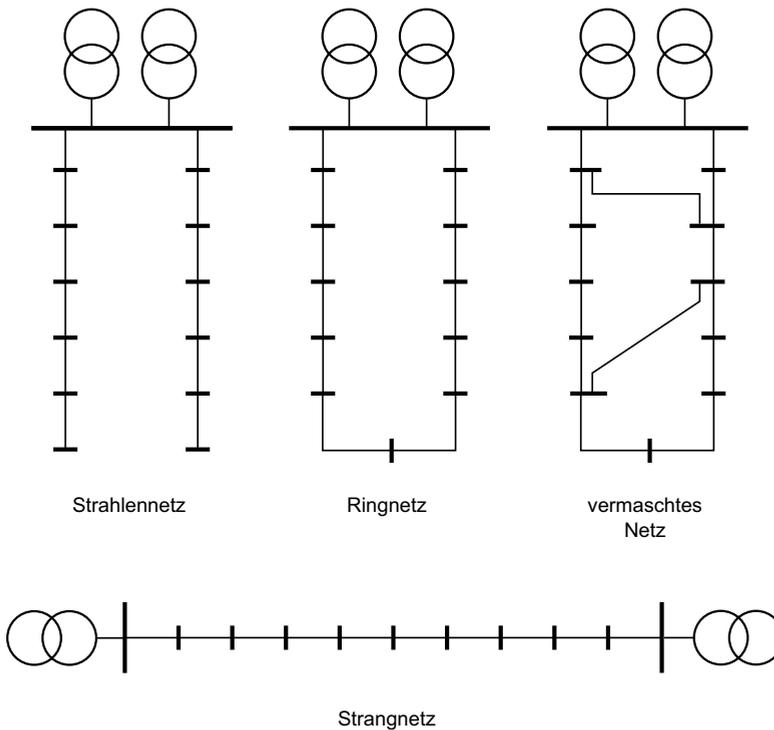


Bild 1.11 Übersicht Netzformen

#### Strahlennetz

Das Strahlennetz (Bild 1.11) ist die einfachste mögliche Netzform. Es zeichnet sich durch minimalen Aufwand bei Bau und Betrieb aus. Ein weiterer Vorteil ist die einfache Fehlersuche.

Im Strahlennetz gibt es keine Redundanz, der  $(n-1)$ -Fall wird nicht beherrscht. Bei Störungen ist die Wiederversorgung erst nach Reparatur möglich.

#### Ring-/Strangnetz

Bei geschickter Planung der Leitungstrassen ist der bauliche Mehraufwand des Ringnetzes (Bild 1.11) gegenüber dem Strahlennetz nur gering. Es genügen eine Leitungsstrecke für den Ringschluss und die zugehörigen Schaltgeräte.

Wesentlicher Vorteil dieser Netzform ist, dass dank der Redundanz der  $(n-1)$ -Fall durch Umschaltung beherrscht werden kann. Die Dauer der Versorgungsunterbrechung wird durch die Dauer der Fehlersuche und die Umschaltzeit bestimmt. Die eigentliche Reparatur der Störung kann ohne Zeitdruck stattfinden. Weiterhin ist die Außerbetriebnahme von Teilabschnitten des Netzes ohne planmäßige Versorgungsunterbrechung möglich.

Der Unterschied zwischen Ring- und Strangnetz liegt vor allem in der unterschiedlichen Redundanz der Einspeisungen. Beim Ringnetz ist die Einspeisung  $(n-1)$ -sicher, d.h., es sind zwei Transformatoren vorhanden und die Einbindung ins vorgelagerte Netz erfolgt über Einschleifung. Anfang und Ende der Ringe

befinden sich an derselben Sammelschiene. Im Strangnetz dagegen werden Stränge stets zwischen zwei verschiedenen Einspeisepunkten aufgespannt. Die Einspeisungen brauchen nicht  $(n-1)$ -sicher zu sein, es genügt also ein Transformator, und die Einbindung ans vorgelagerte Netz kann auch als Stichanschluss ausgeführt werden.

### Maschennetz

Ein Maschennetz (Bild 1.11), auch vermaschtes Netz genannt, weist vielfältige Verbindungen zwischen den Netzknoten auf und verfügt oft über mehrere Einspeisungen. Unbestreitbarer Vorteil ist die sehr hohe Redundanz. Diese Netzform ist aber betrieblich anspruchsvoll. Schalthandlungen müssen meist vorab durch Netzberechnung geplant werden. Auch die Störungsortung ist schwierig. Die Netzstruktur ist für das Schaltpersonal unübersichtlich und erfordert eine lange Einarbeitungszeit.

*Vermaschungen* im Strahlen-, Ring- und Strangnetz sind meist historisch gewachsen. Es handelt sich dabei um zusätzliche Querverbindungen zwischen Strahlen, Ringen oder Strängen. Sie können die Dauer von Versorgungsunterbrechungen verkürzen, machen aber die Netzstruktur unübersichtlich.

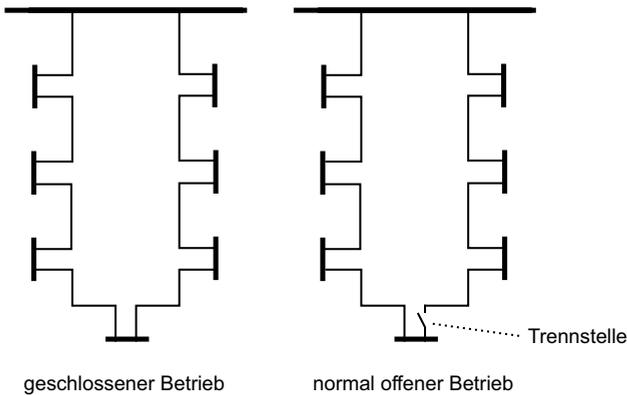


Bild 1.12 Geschlossene und normal offene Betriebsweise am Beispiel eines Ringnetzes

### Geschlossene und normal offene Betriebsweise

Ringe bzw. Stränge können im Normalschaltzustand (siehe Abschnitt 9.1) sowohl geschlossen als auch offen betrieben werden (Bild 1.12). Für die offene Betriebsweise wird in der Nähe des «natürlichen Talpunktes» der Spannung ein Schalter ausgeschaltet. Die Station, in der sich dieser Schalter befindet, wird dann als *Trennstelle* (oder *Normaloffenstelle*) bezeichnet. Im offenen Betrieb wird aus einem Ring- bzw. Strangnetz ein Strahlennetz, solange der Normalschaltzustand herrscht. Der Betreiber kann dadurch im ungestörten Betrieb die Vorteile des Strahlennetzes nutzen und im Störfall durch Schließen des Rings die höhere Redundanz des Ring-/Strangnetzes zum Einsatz bringen.

Die Vor- und Nachteile des geschlossenen und des offenen Betriebes sind in Tabelle 1.4 zusammengestellt.

Tabelle 1.4 Vergleich zwischen geschlossener und offener Betriebsweise

Betriebsweise	Vorteile	Nachteile
geschlossen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hohe Kurzschlussleistung</li> <li>• optimaler Lastfluss</li> <li>• gute Spannungshaltung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• erschwerte Fehlerortung, da Kurzschluss beidseitig gespeist wird</li> <li>• aufwendige Schutztechnik mit Richtungserfassung erforderlich</li> </ul>
offen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Versorgungszuverlässigkeit fast ebenso gut wie bei geschlossener Betriebsweise (zur Wiederversorgung muss lediglich Ring geschlossen werden)</li> <li>• einfache Schutztechnik einsetzbar</li> <li>• klare, übersichtliche Lastflüsse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ermittlung eines optimalen Normalschaltzustands erfordert Netzberechnung</li> <li>• Netzverluste und Spannungshaltung nicht optimal, insbesondere wenn die Trennstelle aus betrieblichen Gründen vom natürlichen Talpunkt entfernt ist</li> <li>• geringere Kurzschlussleistung</li> </ul>

### Schwerpunktstationen

Eine Schwerpunktstation (andere Bezeichnungen: Schaltwerk, Schalthaus, Schaltstation) ist eine Leistungsschalteranlage, die mit Schutztechnik ausgerüstet und meist fernsteuerbar ist. In ihr laufen mehrere Ringe oder Stränge zusammen. Bis auf die fehlende Einspeisung entspricht ihre technische Ausrüstung einer Einspeisestation, d.h. einem Umspannwerk. Schwerpunktstationen sind über leistungsfähige Leitungsverbindungen an eine oder mehrere Einspeisungen angebunden (Bild 1.13).

Hauptzweck einer Schwerpunktstation ist die Verkürzung der Schutzabschnitte durch zusätzlichen Schutz im Netz. Damit kann eine höhere Versorgungszuverlässigkeit erreicht werden. Weiterhin schafft eine fernsteuerbare Schwerpunktstation zusätzliche betriebliche Freiheitsgrade. Nachteilig sind die hohen Kapital- und Unterhaltskosten von Schwerpunktstationen. Der Leistungsbedarf muss über Zubringerleitungen herangeführt werden, was Probleme mit erhöhten Netzverlusten und Spannungsfall verursacht, insbesondere wenn in den Zubringerleitungen viele Stationen eingeschleift sind.

Im Allgemeinen ist es in Netzen der allgemeinen Versorgung wirtschaftlicher, auf Schwerpunktstationen zu verzichten und die dadurch frei werdenden Mittel für klare, übersichtliche Netzstrukturen und die Sanierung störungsanfälliger Betriebsmittel zu verwenden. In Industrienetzen haben Schwerpunktstationen dagegen ihre Berechtigung. Wegen der extrem kurzen Leitungslängen in Werksnetzen spielen Netzverluste und Spannungshaltung bei der Netzauslegung dort auch keine Rolle.

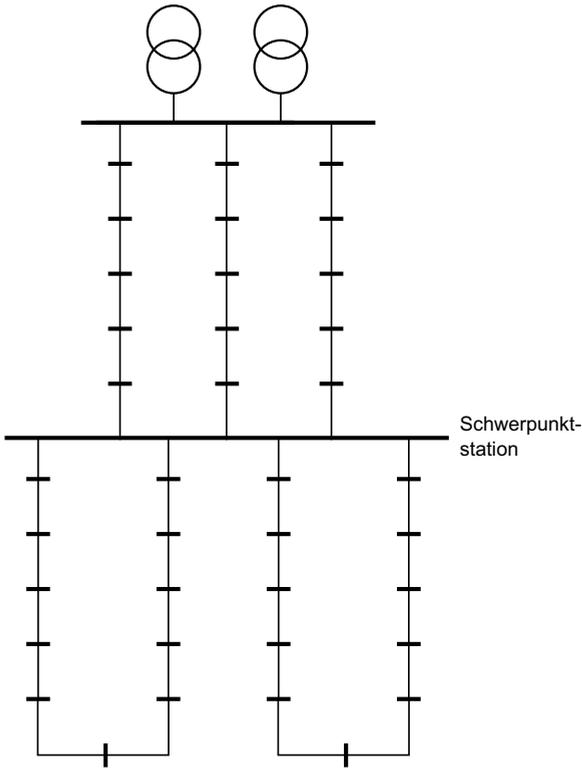


Bild 1.13 Schwerpunktstation

### 1.3.3 Netzeinbindungen von Stationen oder Netzkunden

Beim Stichanschluss wird die Anschlussleitung über Abzweigmuffen bzw. einen Kreuztraversenmast mit der Ringleitung verbunden. Bei der Einschleifung wird die Ringleitung aufgetrennt und der Anschluss über zwei parallel verlaufende Anschlussleitungen realisiert. Bild 1.14 zeigt schematisch die beiden Varianten im Vergleich.

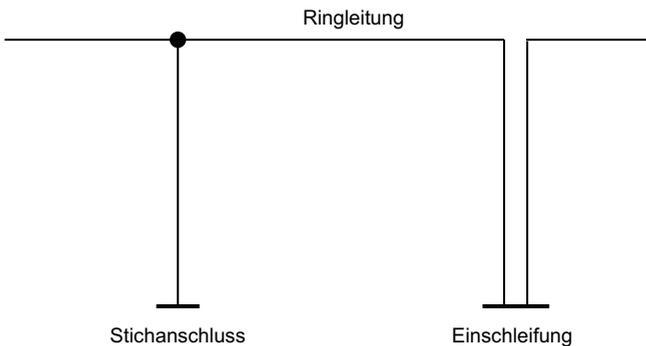


Bild 1.14 Stichanschluss und Einschleifung

In Tabelle 1.5 sind die Vor- und Nachteile der beiden Netzeinbindungsvarianten dargestellt.

Tabelle 1.5 Vergleich zwischen Stichanschluss und Einschleifung

Netzeinbindung	Vorteile	Nachteile
Stichanschluss	<ul style="list-style-type: none"> <li>minimale Kosten</li> <li>Ringleitung durch den Anschluss nicht unterbrochen – günstig für Netzverluste und Spannungshaltung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>«Dreibein» schutztechnisch schwierig beherrschbar</li> <li>bei Störung auf «Dreibein» Wiederversorgung erst nach Reparatur möglich</li> <li>Abzweigmuffen früher unzuverlässig – dies stellt mit heutiger Muffentechnologie aber kein Problem mehr dar</li> </ul>
Einschleifung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redundanz – bei Störung einer Anschlussleitung Wiederversorgung durch Umschaltung möglich, im offenen Ring muss dazu aber ggf. erst der Ring geschlossen werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>höhere Kosten (bis zur doppelten Leitungslänge, zwei Schaltfelder)</li> <li>nachteilig für Spannungshaltung im Netz, da die restliche Last des Rings bzw. Strangs über die Einschleifung fließt, Ring-/Stranglänge erhöht sich deutlich</li> </ul>

Eine Sonderlösung stellt der ausgelagerte Transformator dar (Bild 1.15). Dieser ähnelt dem Stichanschluss mit dem wesentlichen Unterschied, dass sich die Schaltgeräte am Beginn statt am Ende der Anschlussleitung befinden. Vorteil dieser Lösung ist die Platzeinsparung in der Transformatorstation. Gegebenenfalls kann das Anschlusskabel auf einem bestehenden Schaltfeld «untergeklemmt» werden, womit ein Schaltfeld eingespart wird.

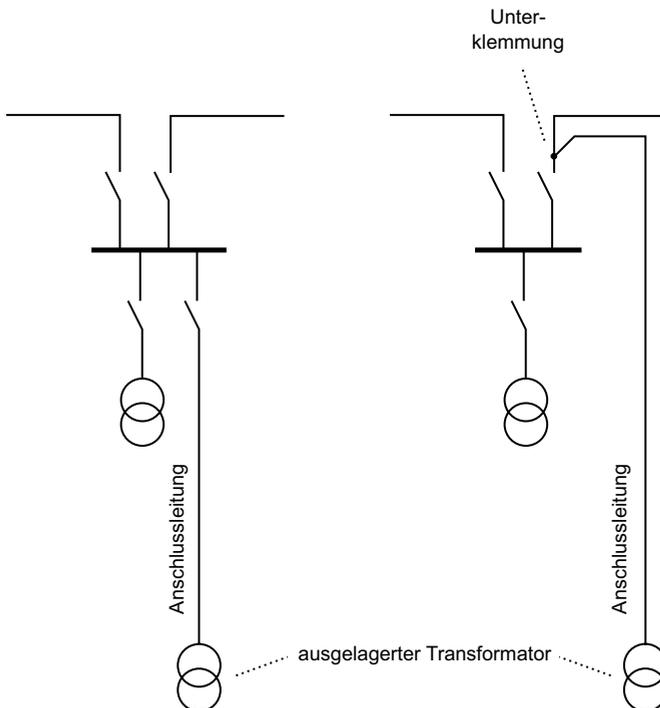


Bild 1.15 Ausgelagerter Transformator

# Netzlastberechnung im Niederspannungsbereich



Andreas Heier

## Praxishandbuch Netzlastberechnung

1. Auflage 2021, 164 Seiten

Hardcover ISBN: 978-3-8343-3468-8

E-Book ISBN: 978-3-8343-6280-3

99,80 EUR

An Stromnetze werden neue Verbraucher wie Klimaanlage, Wärmepumpen und vor allem Ladeeinrichtungen für die Elektromobilität angeschlossen. Diese Entwicklung erfordert eine intensive Auseinandersetzung mit der Netzlast im Niederspannungsbereich. Die zentrale Frage lautet: Wie kann die vorzuhaltende Leistung für einzelne Abnehmer systematisch und unter Berücksichtigung realistischer Gleichzeitigkeiten ermittelt werden?

Das Buch setzt genau hier an und entwickelt Lösungswege, wie die vorzuhaltende Leistung mit konventionellen und alternativen Planungsinstrumenten effizient bestimmt werden kann. Zudem wird ein vom Autor neu entwickeltes Verfahren zur Bestimmung der Netzlast für beliebige Abnahmestellen vorgestellt: die Lastgangrechnung.

**Weitere Informationen zum Buch unter:**

[www.vogel-fachbuch.de/netzlast](http://www.vogel-fachbuch.de/netzlast)

## 2 Betriebsmittel

Betriebsmittel in elektrischen Netzen werden in Primär- und Sekundärtechnik unterschieden. *Primärtechnik* dient direkt der Übertragung elektrischer Energie, d.h., der Leistungsfluss erfolgt durch das Betriebsmittel. Beispiele sind:

- Transformator,
- Schaltgeräte,
- Leitungen (Kabel, Freileitungen),
- Umspannwerke, -stationen.

*Sekundärtechnik* dient der Überwachung, Steuerung und Regelung der primärtechnischen Anlagen. Beispiele sind:

- Messtechnik,
- Schutztechnik,
- Stations- und Netzleittechnik,
- Regelungstechnik, z.B. Spannungsregelung.

Nach dem heutigen Stand der Technik basiert die Sekundärtechnik auf digitaler Informationstechnik. Früher wurden in der Sekundärtechnik elektromechanische Relais eingesetzt. Die Gleichstromversorgung für Antriebe und Steuerungen wird ebenfalls zur Sekundärtechnik gezählt.

### 2.1 Transformatoren

#### 2.1.1 Einleitung

Für den Betrieb elektrischer Netze stellt der Transformator (Bild 2.1) ein wichtiges Anpassungsglied dar. Er passt Spannung und Strom an die Erfordernisse der Erzeuger, Verbraucher und Übertragungseinrichtungen an, sorgt für die notwendige Spannungshaltung, beeinflusst den Wirk- und Blindleistungsfluss und bestimmt wesentlich die Kurzschluss- und Erdfehlerströme im Netz.



Bild 2.1 Leistungstransformator 110/10 kV in einem Umspannwerk

## 2.1.2 Grundlagen und Kenngrößen

Die wichtigsten Kenngrößen des Transformators sind

- Bemessungs-/Nennscheinleistung (für Leistungsübertragung und -reserve),
- Nennübersetzung und Einstellbereiche (für Spannungshaltung),
- Impedanzen (Kurzschluss- und Erdschlussimpedanz).

Diejenige Wicklung, der die Energie zugeführt wird, heißt stets *Primärwicklung* – unabhängig davon, ob sie die höhere Spannung (*Oberspannung*, kurz: OS) oder die niedrigere (*Unterspannung*, kurz: US) aufweist. Die Wicklung, die die Energie abgibt, wird *Sekundärwicklung* genannt. Die bewickelten Teile des Eisenkerns heißen *Schenkel*, sie werden durch die *Joche* verbunden. Zur Umspannung sind mindestens zwei Wicklungen oder Wicklungsteile erforderlich, die im Allgemeinen ineinander gewickelt sind. Aus isolationstechnischen und mechanischen Gründen ist die Unterspannungswicklung meistens innen, d.h. nahe dem Eisenkern, und die Oberspannungswicklung außen angeordnet. Die Anschlüsse an der OS-Wicklung werden mit 1U1, 1V1, 1W1 und N bezeichnet, die der US-Wicklung mit 2U1, 2V1, 2W1 und n. Die – normalerweise nicht zugänglichen – Wicklungsenden tragen an der jeweils letzten Stelle die Ziffer 2, z.B. 1U2, 1V2 und 1W2.

Die induzierte Spannung ist umso höher, je größer die Windungszahl und die Flussänderung  $\Delta\Phi$  sind und je kleiner die Zeit  $\Delta t$  ist, in der die Flussänderung stattfindet. Mathematisch wird dieses Verhalten für den idealen Transformator durch folgende Gleichungen ausgedrückt.

*Induzierte Spannungen:*

$$U_1 = n_1 \cdot \frac{\Delta\Phi}{\Delta t} \quad (\text{Gl. 2.1})$$

$$U_2 = n_2 \cdot \frac{\Delta\Phi}{\Delta t} \quad (\text{Gl. 2.2})$$

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{n_1}{n_2} \quad (\text{Gl. 2.3})$$

Unter Vernachlässigung der inneren Verluste ist die Leistung der Ausgangswicklung so groß wie die der Eingangswicklung. Daraus kann gefolgert werden:

*Verhältnis der Ströme:*

$$U_1 \cdot I_1 = U_2 \cdot I_2 \Rightarrow \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (\text{Gl. 2.4})$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (\text{Gl. 2.5})$$

Als Maß für den Innenwiderstand des Transformators wird die *Kurzschlussspannung* angegeben. Sie ist die Spannung, die bei Nennfrequenz und kurzgeschlossenener Aus-

gangswicklung an der Eingangswicklung anliegen muss, damit diese den Bemessungsstrom  $I_r$  aufnimmt. Die Kurzschlussspannung wird in der Regel nicht als Absolutwert in Volt, sondern als bezogene Größe  $u_k$  in % der Bemessungsspannung angegeben. Transformatoren mit niedriger Kurzschlussspannung besitzen einen kleinen Innenwiderstand, die Ausgangsspannung sinkt bei Belastung nur wenig ab (spannungssteif) und der abgegebene Kurzschlussstrom ist hoch. Umgekehrt sind Transformatoren mit hoher Kurzschlussspannung spannungsweich, d.h., sie liefern einen kleinen Kurzschlussstrom und erhöhen den Blindleistungsbedarf.

Der sich nach einem Kurzschluss einstellende Dauerkurzschlussstrom  $I_{kd}$  ergibt sich zu:

$$I_{kd} = 100 \cdot \frac{I}{u_k} \tag{Gl. 2.6}$$

Bei einem vom Bemessungsstrom abweichenden Betrieb berechnet sich die Kurzschlussspannung zu:

$$u_k = u_{kr} \cdot \frac{\text{Laststrom } I}{\text{Bemessungsstrom } I_r} [\%] \tag{Gl. 2.7}$$

Durch unterschiedliche Wicklungsanordnungen können die Streuung und damit die Höhe der Kurzschlussspannung beeinflusst werden.

Übliche relative Kurzschlussspannungen sind in Tabelle 2.1 zusammengestellt:

Tabelle 2.1 Relative Kurzschlussspannungen

Spannungswandler	Verteiltrafos 10...30 kV	Netztrafos 110 kV	Netzkuppeltrafos 380 kV	Klingeltrafos	Zündtrafos
<1%	4 bis 6%	10 bis 14%	11 bis 20%	40%	100%

Der Zusammenhang zwischen Kern-, Kessel- und Wicklungsgeometrie ist in Tabelle 2.2 dargestellt:

Tabelle 2.2 Zusammenhänge der Geometrie bei Transformatoren

$P_0 \downarrow$	Kern- $\emptyset \uparrow$	Wicklungs- $\emptyset$ gleich	$\leftrightarrow$	$P_k \downarrow$	Kessel- $\emptyset \uparrow$	
$L_{WA} \downarrow$	Kern- $\emptyset \uparrow$	Wicklungs- $\emptyset$ gleich	$\leftrightarrow$	$P_k \uparrow$	Kessel- $\emptyset \uparrow$	
$P_0 \downarrow$	$L_{WA} \downarrow$		$\leftrightarrow$	$P_k \uparrow \uparrow$	Kessel- $\emptyset \uparrow \uparrow$	Kern- $\emptyset \uparrow \uparrow$
	Kern- $\emptyset \downarrow$	Blechqualität $\uparrow$	$\leftrightarrow$	$P_0, P_k$ gleich	Kessel- $\emptyset$ gleich	

### 2.1.2.1 Benennung der Transformatoren

Transformatoren tragen entsprechend den Spannungsebenen die Bezeichnungen:

- Verbundkupppler; verbindet 380-kV-Ebene mit 220-kV-Ebene,
- Direktkupppler; verbindet 380-kV-Ebene mit 110-kV-Ebene,
- Leistungs- oder Netztransformator; verbindet 110-kV-Ebene mit dem 10- oder 20-kV-Netz (Mittelspannung),
- Ortsnetztransformator; verbindet das Mittelspannungsnetz mit dem Niederspannungsnetz,

- ❑ Maschinentransformator (auch: Blocktransformator); transformiert die Generatorspannung (max. 27 kV) auf die Netzspannung,
- ❑ Eigenbedarfstransformator; versorgt im Kraftwerk Pumpen, Lüfter, Kohlemühlen, Beleuchtung.

Zur Kupplung von 380-kV- und 220-kV-Netzen werden oft drei einphasige Transformatoren zu einer *Transformatorbank* zusammengeschaltet. Die Bemessungsscheinleistungen liegen dabei im europäischen Verbundnetz zwischen 660 MVA ( $3 \times 220$  MVA) und 1 000 MVA ( $3 \times 333$  MVA).

Transformatoren in Kraftwerken (Blocktransformatoren) werden an die Leistung des Generators angepasst. Ihre Schaltgruppe ist immer YNd5 mit einer Bemessungsscheinleistung bis zu 1 200 MVA bei 380 kV.

### 2.1.3 Aufbau

#### 2.1.3.1 Kern

Durch die Wahl von geeigneten Dynamoblechen (Vergrößerung von  $\mu_r \rightarrow$  Vergrößerung von  $B$  bei gleichem Strom) lässt sich die induzierte Spannung steigern. Im Gegensatz zur eisenlosen Spule ist das Verhältnis von Spulenstrom und Flussdichte nicht mehr linear, sondern bei steigendem Strom richten sich die Elementarmagnete im Eisenkern bis zur magnetischen Sättigung aus. In diesem Kennlinienbereich ist der Eisenkern als magnetischer Leiter vollkommen wirkungslos.

Im Transformatorenbau werden seit den 1950er-Jahren ausschließlich kornorientierte, kaltgewalzte Bleche mit einer Stärke von 0,3 mm eingesetzt (Entdeckung durch Goss in den USA 1934). Zur Minimierung von Wirbelströmen zwischen den Blechen sind sie mit einer dünnen Silikat-Phosphat-Beschichtung versehen.

Gegen die Ausbildung von Wirbelströmen innerhalb der Bleche werden hauptsächlich Zusätze aus Silizium verwendet, wodurch aber die gute magnetische Leitfähigkeit etwas leidet. Durch die Walzrichtung erhält das Blech eine Vorzugsrichtung, in der der Magnetisierungsstrombedarf um etwa 30% geringer ist als in Querrichtung. Daher müssen die Bleche an den Stoßstellen von Schenkeln und Jochen Schrägschnitte ( $45^\circ$  bzw.  $90^\circ$ ) aufweisen. Ende der 1960er Jahre wurden in Japan Bleche mit einer schärferen Kornorientierung und einer verbesserten Oberfläche entwickelt. Sie haben eine geringere Empfindlichkeit gegenüber mechanischen Beanspruchungen beim Trennen und Ablängen und werden in Weiterentwicklung durch Laserstrahlbehandlung heute als *Hi-B-Bleche* in Stärken von 0,23...0,3 mm eingesetzt. Eine weitere Verbesserung wird dadurch erzielt, dass an den Stoßstellen die Bleche nicht mehr einfach übereinander liegen, sondern in fünf bis sieben Positionen gegenseitig gestaffelt sind (*Step-Lap-Kern*, Bild 2.2a).

Eine Verlustreduktion um ca. 5%, eine Geräuschreduktion um rund 5 dB(A) und ein deutlich verringerter Leerlaufstrom – allerdings nur bei Induktionen zwischen 1,4 und 1,6 T – sind die Folge. Um die notwendige mechanische Festigkeit zu erzielen, werden die Schenkel durch Bandagen und Verkeilungen gegen die innenliegende Wicklung gesichert. Die früher übliche Bolzenpressung, bei der der magnetische Fluss eingeschnürt wird und quer zur Walzrichtung ausweichen muss, wird so vermieden. Der Pressdruck für Schenkel und Joche ist aber relativ gering, da bei

kornorientierten Blechen die Leerlaufverluste und die Geräusche durch mechanische Spannungen erhöht werden. Ebenso ist auf eine geringe Welligkeit der gelieferten Bleche, eine vollkommene Isolation der Bleche untereinander, eine gleichmäßige Pressung und auf eine verspannungsfreie Schichtung zu achten.

Um den Innendurchmesser der Transformatorwicklungen möglichst gut auszunutzen, nähert man durch eine 5- bis 15-fache Stufung der Blechbreiten den Eisenquerschnitt an die Kreisform an (Bild 2.2b).



Bild 2.2a Stoßstelle eines Trafokerns in Step-Lap-Technik

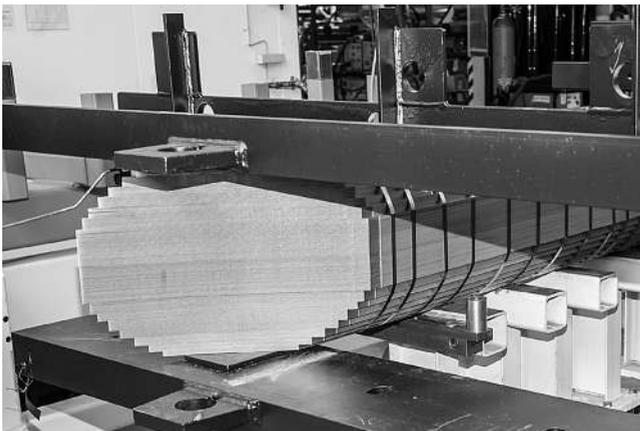


Bild 2.2b Geschichtete Trafobleche

Die nachfolgenden Beispielzahlen verdeutlichen die Menge der verbauten Bleche:

- $S_r = 400$  kVA: ca. 4 520 Bleche mit einer Gesamtlänge von rund 2 634 m und einem Nettogewicht von 498 kg
- $S_r = 630$  kVA: ca. 5 000 Bleche mit einer Gesamtlänge von rund 3 297 m und einem Nettogewicht von 675 kg

Der übliche Kerntyp für dreiphasige Transformatoren aller Leistungsgrößen ist der Dreischenkelkern. Werden bei Großtransformatoren besondere Anforderungen

hinsichtlich der Transporthöhe gestellt, kommt der Fünfschenkelkern zum Einsatz. Dabei werden die Jochs der drei Hauptsäulen durch zwei zusätzliche Rückflussjochs verbunden. Damit werden alle Jochquerschnitte, die Jochhöhen und die Kernbauhöhen im Vergleich zum Dreischenkelkern verringert.

Um Transformatoren mit besonders geringen Leerlaufverlusten (ca. 50% eines konventionelles Gerätes) herzustellen, werden *amorphe Kerne* verwendet. Für die Herstellung von amorphen Blechen wird eine auf Eisen basierende Legierungsschmelze in einer Tausendstelsekunde in den festen Zustand überführt. Die Atome können sich nicht mehr in einer kristallinen Struktur anordnen, sondern erstarren ungeordnet (amorph). Die Kerngeräusche sind lauter als bei herkömmlichen Transformatoren (ca. +3 dB(A)). Die dünnen Bleche sind mechanisch gefährdet, vor allem durch Teilentladungen bei abgelösten Folienteilen. Die klassische Kernlegetechnik muss einem gewickelten Bandkern weichen, der wiederum rechteckige WicklungsbaufORMen erfordert.

Die *EU-Ökodesignrichtlinie* wird zukünftig für neu hergestellte Transformatoren deutlich niedrigere Verluste, insbesondere der Leerlaufverluste, fordern als heute üblich. Diese können entweder durch deutlich größere Dimensionierung der Kerne aus konventionellen Blechen oder durch Verwendung amorpher Kerne erreicht werden. Durch die dann größeren Außenabmessungen werden Transformatoren dann nicht mehr in vorhandene Stationsgebäude passen. Die lautereren Geräusche können eine Überschreitung der derzeitigen TA Lärm bedeuten. Zudem ist die Verfügbarkeit des amorphen Materials in großen Mengen derzeit nicht gesichert.

### 2.1.3.2 Wicklungen

Bei der Auslegung der Wicklungen sind folgende Anforderungen zu berücksichtigen:

- Die mechanische und thermische Festigkeit muss so gewählt werden, dass die auftretenden Kurzschlussströme sicher beherrscht werden.
- Die elektrische Festigkeit für Wechsel- und Stoßspannungsbeanspruchungen muss so hoch sein, dass die geforderten dielektrischen Prüfungen sicher bestanden werden.
- Die Wirbelstrom-Zusatzverluste müssen gering sein.

Die Wicklungssysteme aus Kupfer oder Aluminium werden mehrfach konzentrisch zu den Schenkelachsen angeordnet. Durch eine Presskonstruktion wird erreicht, dass innerhalb des Wicklungsaufbaus kein freies Spiel entsteht, in dem die radialen und axialen Kurzschlusskräfte (resultierend aus den Radialkomponenten des magnetischen Streufeldes) zur Geltung kommen (schlagartige Beanspruchung und Lockerung des Isolationsaufbaus). Axiale Kräfte werden durch einen möglichst symmetrischen Wicklungsaufbau und durch sorgfältige Vortrocknung minimiert, die Beanspruchungen durch radiale Kräfte werden durch Distanzleisten und Isolierzylinder zwischen den Wicklungen und dem Kern aufgenommen. In diesem Kontext ist besonders der Zusammenhang zwischen Wicklungslänge und Presskraft von Bedeutung, um bei gemeinsamer Pressung von Ober- und Unterspannungswicklung die optimale Presskraftverteilung zu gewährleisten.



Bild 2.3 Wicklungsaufbau

Der Aufbau der Wicklungen (Bild 2.3) orientiert sich an der geforderten Spannungsfestigkeit hinsichtlich Betriebsspannung und Stoßspannungsbeanspruchung. Bei der Betriebsspannungsbeanspruchung ist besonders die Lagenspannung zwischen zwei benachbarten Windungen und die Windungsspannung zwischen aufeinanderfolgenden Windungen zu beachten. Beim Eindringen von Stoßspannungswellen mit steiler Spannungsstirn (Blitzeinschläge) wird die Isolation des ersten und letzten Wicklungsstranges durch hohe Windungsspannungen stark beansprucht. Typische Wicklungsarten für Hochspannungswicklungen sind Schrauben-, Scheiben- und Lagenwicklungen in Einzel- und Doppelspulen- bzw. Lagenschaltung.

Im Spannungsbereich bis ca. 20 kV überwiegen die Lagen- und Schraubenwicklungen. Die Isolationsspannungen (Bild 2.4) für die Windungsisolation sind ca. 10 V pro Windung und für die Lagenisolation bis zu 4 000 V.



Bild 2.4 Isolationsspannungen

Bei Ortsnetztransformatoren werden auf der Unterspannungsseite Bandwicklungen aus Kupfer oder zunehmend Aluminium bevorzugt, da sie geringe Fertigungszeiten erfordern und im Kurzschlussfall keine Beeinträchtigung durch axiale Kontraktionskräfte erfahren. Die Oberspannungswicklungen werden hauptsächlich als Lagenwicklung mit lackdrahtisolierten Runddrähten ausgeführt (Al und Cu). Bei

älteren Transformatoren findet man jedoch auch noch papierisolierte Drähte. Die Ausleitung (Bild 2.5) besteht jedoch immer aus Kupfer, wobei die Wicklung aus Al makromolekular mit der Durchführung aus Cu verbunden wird.



Bild 2.5 Wicklungsausleitung

### 2.1.3.3 Kessel

Öltransformatoren besitzen einen Stahlkessel (Glattblech-, Wellblech-, früher auch Rohrhafenkessel), in dem Kern und Wicklung untergebracht sind.

Das Transformatoröl dehnt sich bei Erwärmung aus – der Transformator «atmet». Es ist dabei gegen Sauerstoffzufuhr (Gefahr der Verharzung) und Feuchtigkeitzutritt (Verminderung der Durchschlagspannung) zu schützen. Aus diesem Grund wird das oberhalb des Kessels befindliche *Ölausdehnungsgefäß* (kurz: Ausdehner) nur teilweise mit Öl gefüllt. Über dem Ölspiegel befindet sich getrocknete Luft, die über eine Trocknungsanlage mit der Außenluft in Verbindung steht. Traditionell wird hierbei die statische Trocknung mittels *Luftentfeuchter* eingesetzt, bei der die Ölfüllung über eine Ölvorlage (zur Filterung von Staub- und Schmutzteilchen) und feuchtigkeitsadsorbierende, regenerierbare Trockenperlen nach außen abgeschlossen wird. Die porösen Trockenperlen besitzen bei einer Korngröße von 3 bis 6 mm eine sehr große spezifische Oberfläche. Die früher verwendeten blau eingefärbten Entfeuchterperlen («Blaugel») sind wegen des krebserregenden Feuchtigkeitsindikators Cobalt-II-Chlorid ( $\text{CoCl}_2$ ) seit dem Jahr 2000 verboten. Stattdessen wird der Farbstoff Methylviolett («Orangegel») eingesetzt. Die Trockenperlen sind dabei im trockenen Zustand orange und werden durch Feuchtigkeitsaufnahme (ab ca. 5 Gewichts-%) farblos. Der Farbumschlag ist dadurch fast genau entgegengesetzt zum Blaugel, welches im trockenen Zustand blau war und sich bei Feuchtigkeitsaufnahme blassrosa verfärbte. Die Entfärbung beginnt in der unteren Schicht und setzt sich nach oben hin fort. Tritt jedoch in der obersten Schicht eine Entfärbung ein, so liegt eine Undichtigkeit zwischen Luftentfeuchter und Ausdehner oder am Glaszylinder vor, die umgehend zu beheben ist. Als Abschätzung der benötigten Menge an Trockenperlen kann  $0,5 \text{ dm}^3$  Silicagel pro 1 000 l Öl angenommen werden.

Meist wird bei Ortsnetztransformatoren auf einen Luftentfeuchter verzichtet. Werden diese Transformatoren dauerhaft mit weniger als 40 bis 50% ihrer Bemessungsleistung belastet, besteht die Gefahr, dass sich die Isolationsfestigkeit des

Isolieröls vermindert, weil durch die zu geringe Temperatur der Wicklungen die Feuchtigkeit nicht abgeschieden wird. Daher besitzen moderne Transformatoren bis etwa 2,5 MVA einen ausreichend elastischen *Faltwellenkessel* (Bild 2.6), der einen hermetischen Abschluss des Transformators gegenüber der Außenluft erlaubt (*Hermetik-Transformator*). Dieser Kessel nimmt die temperaturbedingte Volumenänderung des Öls von 7...8% je 100 K komplett elastisch auf.



Bild 2.6 Faltwellenkessel

Die Verbindung zwischen Kessel und Deckel kann geschweißt oder geschraubt sein. Als Dichtungselemente finden Rundschnurdichtungen aus Gummi (so genannte O-Ringe), Flachdichtungen aus gummiertem Kork oder dauerelastische Dichtungsmassen Verwendung.

#### 2.1.4 Wicklungsverschaltung

Für die Wicklungsverschaltung sind drei Schaltungsarten (*Schaltgruppen*) gebräuchlich, siehe Bild 2.7. Zur Kennzeichnung der Schaltung benutzt man Kurzzeichen, die angeben, in welcher Art die Wicklungen zusammenschaltet sind und welchen Phasenwinkel die Außenleiterspannungen von Primär- und Sekundärwicklung miteinander bilden. Bei herausgeführtem Sternpunkt ist in den Schaltungsbuchstaben ein n (US) bzw. ein N (OS) anzuhängen. Die Phasenverschiebung zwischen Ober- und Unterspannung wird als Kennzahl angegeben, die aus der Stundeneinteilung des Uhrenziffernblattes zu erklären ist. Der Verschiebungswinkel berechnet sich aus der Multiplikation der Kennzahl mit  $30^\circ$  (z.B. Dyn 5 : Verschiebungswinkel zwischen OS und US =  $150^\circ$ ), siehe Bild 2.7.

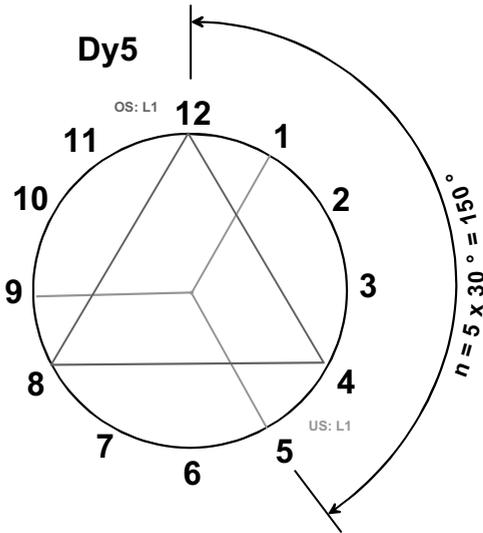


Bild 2.7 Schaltgruppenbezeichnung

**Stern-Stern-Schaltung** (Bez.: Y / y ... (d)): Die Strangwicklung einer Sternschaltung ist nur für die  $1/\sqrt{3}$ -fache Außenleiterspannung zu bemessen. Sie erfordert daher die kleinste Windungszahl, die geringste Isolation und somit die niedrigsten Herstellungskosten. Gebräuchlich sind Transformatoren dieser Schaltgruppe, wenn zwei Hochspannungsnetze galvanisch voneinander getrennt betrieben werden müssen.

**Stern-Dreieck-Schaltung** (Bez.: D / y n ...): Obwohl die Isolation für die volle Netzspannung auszulegen ist, besitzt diese Schaltgruppe den Vorteil, dass der Strangstrom auf das  $1/\sqrt{3}$ -fache des Außenleiterstromes zurückgeht. Die Magnetisierung ist bei dieser Schaltgruppe immer natürlich, selbst bei unsymmetrischer Lastverteilung. Das Einsatzgebiet dieser Schaltgruppe sind Ortsnetztransformatoren.

**Stern-Zickzack-Schaltung** (Bez.: Y / z n ...): Bei kleinen Verteiltransformatoren, deren niederspannungsseitiger Sternpunkt trotz Sternschaltung auf der OS belastbar sein muss, findet man diese Schaltung. Die Dimensionierung muss um rund 7,5% höher gegenüber einem normalen Trafo ausfallen; er wird größer. Aus diesem Grund werden Yz-Transformatoren nur bis ca. 200 kVA gefertigt.

Häufige Schaltgruppen sind in Bild 2.8 dargestellt.

Die **Sternpunktbelastbarkeit** kennzeichnet die Fähigkeit eines Transformators, seinen Bemessungsstrom im zugehörigen Sternpunkt der Wicklung zu führen. Sie hängt wesentlich vom Verhältnis der Nullreaktanz zur Mitreaktanz  $X_0/X_1$  ab, welches durch den Transformatoraufbau geprägt wird. Transformatoren der Schaltgruppen Yy und Yz in Dreischenkelkernaufbau besitzen ein  $X_0/X_1$  von drei bis zehn, als Fünfschenkelkern oder bei Transformatorbänken mit drei Einzeltrafos ein  $X_0/X_1$  von 10 bis 100. Bei Transformatoren in Stern-Stern-Schaltung kann die Sternpunktbelastbarkeit durch eine *Ausgleichswicklung* verbessert werden.

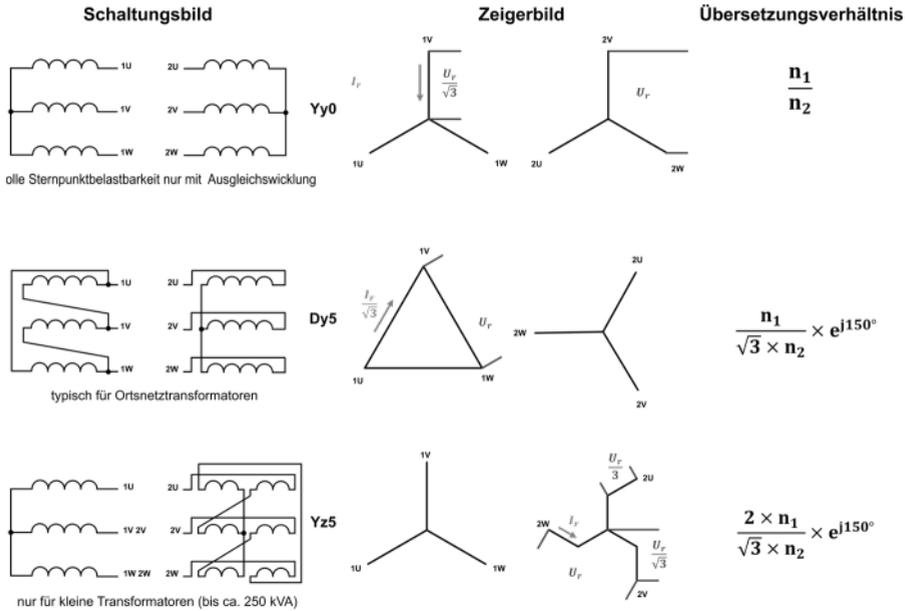


Bild 2.8 Häufige Schaltgruppen

### 2.1.5 Verluste

Ein realer Transformator stellt kein ideales elektrisches Betriebsmittel dar, sondern ist mit lastabhängigen (Kurzschluss-) und lastunabhängigen (Leerlauf-) Verlusten behaftet.

#### Leerlaufverluste

Die Leerlaufverluste  $P_0$  bzw.  $P_{Fe}$  finden ihre Ursache in der Magnetisierung des Eisenkerns; sie sind bei nicht oder nur unwesentlich schwankender Betriebsspannung konstant.

#### Kurzschlussverluste

Die Kurzschlussverluste  $P_K$  bzw.  $P_{cu}$  bestehen zum größten Teil aus Verlusten in den Wicklungen (Gleichstrom- oder ohmsche Verluste und geringe Wirbelstromverluste) und sind abhängig von der Belastung des Transformators.

Um Wirbelströme zu minimieren, können Transformatoren  $\geq 630$  kVA im Bereich der Niederspannungsdurchführungen im Kesseldeckel eine eingeschweißte Einlage aus Edelstahl erhalten (Bild 2.9).



Bild 2.9 Kesseldeckel mit Edelstahleinlage

Zur weiteren Berechnung und Bewertung der Verluste bei einem beliebigen Belastungsgrad siehe Abschnitt 3.4.

### Verlustklassen

Die Leerlauf- und Kurzschlussverluste von serienmäßig hergestellten Transformatoren sind durch DIN EN 50464-1 (VDE 0532-221) in Verlustklassen je Bemessungsleistung normiert. Für die Leerlaufverluste gibt es die Klassen  $E_0$  bis  $A_0$  und für die Kurzschlussverluste  $D_K$  bis  $A_K$ , jeweils mit absteigender Reihenfolge der Verlustleistung.

### Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad  $\eta$  eines Transformators bei beliebigen Verlusten errechnet sich zu:

$$\eta \approx 1 - \frac{P_0 + n^2 \cdot P_k}{n \cdot S_r \cdot \cos \varphi + P_0} \cdot 100\% \quad (\text{Gl. 2.8})$$

mit dem Teillastfaktor  $n$

$$n = \frac{S}{S_r} \quad (\text{Gl. 2.9})$$

Aus den Berechnungen zum Wirkungsgrad und den Verlusten eines Transformators lässt sich die wirtschaftlich optimale Belastung ermitteln:

$$S_{\text{opt}} = S_r \cdot \sqrt{\frac{P_0}{P_k}} \quad (\text{Gl. 2.10})$$

### 2.1.6 Geräusche

Bei den von Transformatoren erzeugten Geräuschen handelt es sich in erster Linie um magnetisches Brummen. Jedes Mal, wenn die Induktion positive oder negative Werte annimmt, werden die Eisenbleche gestreckt, bei 50 Hz also 50-mal pro Sekunde bei den positiven Halbwellen und 50-mal bei den negativen Halbwellen. Es entsteht das charakteristische Brummen des Transformators mit 100 Hz, dem sich Oberschwingungen mit 200, 300 Hz usw. überlagern. Die Streckung der Bleche beträgt nur wenige  $\mu\text{m}$ , erzeugt aber schon erhebliche Lautstärken, die über den Kessel auf das Fundament übertragen werden und zu Belästigungen von Anliegern führen können. Die Lautstärke ist nicht von der Belastung abhängig. Bei der Kurzschlussmessung mit Bemessungsstrom treten nahezu keine Geräusche auf, sehr wohl dagegen bei der Leerlaufmessung, insbesondere wenn die Spannung über den Bemessungswert gesteigert wird. Eine Verringerung der Geräusche lässt sich neben der Induktionssenkung im Eisenkern auch durch konstruktive Maßnahmen erreichen:

- Pfeilschnitt der Eisenbleche im Mittelschenkel,
- Schrägschnitt an den Außenschenkeln,
- bolzenlos ausgeführte Kerne
- und nicht zuletzt versteifte Kessel, so dass auch Eigenresonanzen vermieden werden.

Die Körperschallübertragung vom Transformator auf sein Fundament kann durch ein Masse-Feder-System positiv beeinflusst werden, das zusammen mit der Masse des Transformators auf eine niedrige Resonanzfrequenz abgestimmt wird. Für Verteiltransformatoren sind derartige *Schwingungsdämpfer* im Handel zu erwerben.

Messtechnisch wird der *Schalldruckpegel*  $L_{\text{PA}}$  in dB erfasst. Um die Transformatoren hinsichtlich ihrer Geräusche vergleichen zu können, wird dieser Wert jedoch auf ein Messflächenmaß bezogen ( $L_S = 10 \times \lg S/1\text{m}^2$ ) und damit der *Schallleistungspegel*  $L_{\text{WA}}$  in dB(A) ermittelt.

Bei Transformatoren mit Lüftern spielen die Lüftergeräusche eine entscheidende Rolle. Sie sind stark von der Drehzahl und der Flügelradgestaltung abhängig. Um bei reduzierter Drehzahl eine ausreichende Fördermenge zu erhalten, muss die Lüfteranzahl erhöht werden.

### 2.1.7 Kühlung und Isolierung

Die Leistung eines Transformators ist in erster Linie durch seine thermischen Grenzen (Öl- und Kupfertemperaturen) festgelegt. Die Ölfüllung eines Transformators dient neben der Isolierung auch als Kühlmedium, das die im Betrieb entstehende Wärme nach außen abführt. In einem geschlossenen Kreislauf nimmt das Isoliermittel die Wärme auf und transportiert sie in die äußere Kühlanlage (Radiator, Wärmetauscher). Das abgekühlte Öl strömt dann wieder in den Transformator zurück.

Zur Verringerung der Brandlast können (Verteil-)Transformatoren statt mit mineralischem Isolieröl mit Silikonöl gefüllt werden. Dies ist ein Ersatzstoff für die inzwischen verbotenen, weil PCB-haltigen Askarele. In Wohn- und Geschäftshäusern werden ebenfalls zur Verringerung der Brandlast oft Trockentransformatoren mit Gießharzisolierung ohne Ölfüllung eingesetzt.