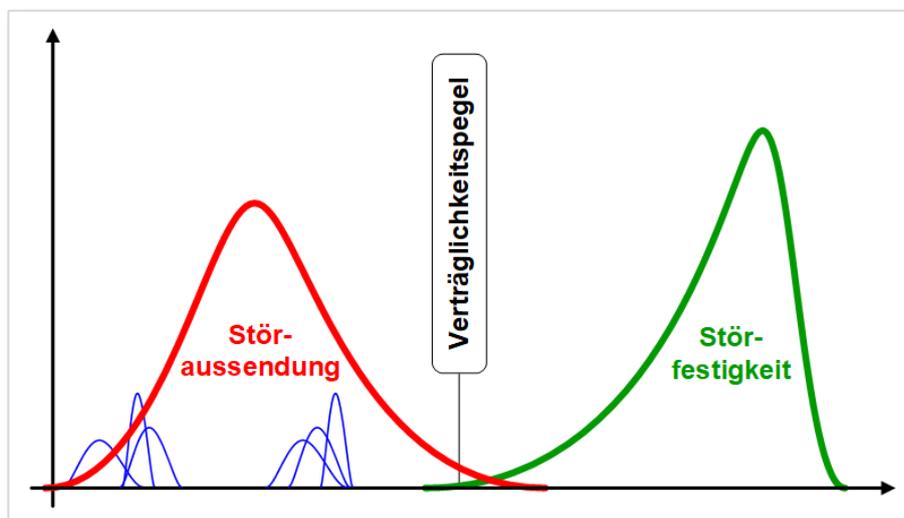


Technische Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen

Teil A: Grundlagen



Dieses Dokument wurde erarbeitet unter der Verantwortung des internationalen Arbeitskreises EMC & Power Quality (D-A-CH-CZ).

Impressum und Kontakt

Herausgeber:

Österreichs E-Wirtschaft

Brahmsplatz 3

A-1040 Wien

akademie@oesterreichsenergie.at

VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Hintere Bahnhofstrasse 10

CH-5000 Aarau

www.strom.ch

CSRES – Ceske sdruzeni regulovanych elektroenergetickych spolecnosti

Na hroude 19/2149

10000 Praha 10 – Strasnice

www.csres.cz

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN)

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

Bismarckstr. 33

10625 Berlin

Autoren der aktuellen Ausgabe

Diese Ausgabe ist das Ergebnis der Zusammenarbeit von Experten der vier Länder Deutschland, Österreich, Schweiz und Tschechische Republik.

Ing. Patrick Bader	VSE, Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen, Aarau
Dipl.-HTL-Ing. Manuel Dürr, BSc MA	Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz
Ing. Manfred Fahrnberger	Netz Niederösterreich GmbH, Maria Enzersdorf
Dipl.-Ing. Thomas Gränicher	Arnold AG, Ostermündingen
Dipl.-Ing. Jaroslav Hanžlík †	EGC, České Budějovice
Dipl.-Ing. Tomáš Hanžlík	EGC, České Budějovice
Prof. Ing. Michael Höckel	Berner Fachhochschule, Biel
Dipl.-Ing. Hansjörg Holenstein	VSE, Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen, Aarau
Dipl.-Ing. Michael Mercker	Stromnetz Berlin GmbH, Berlin
Dr.-Ing. habil. Jan Meyer	Technische Universität Dresden
Prof. Dr.-Ing. Wilhelm Mombauer	Hochschule Mannheim
Ing. Walter Niederhuemer †	Linz Strom Netz GmbH, Linz
Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN), Berlin
Dipl.-Ing. (FH) Karl Scheida, MSc	Oesterreichs Energie, Wien
M.Sc. Lukas Schober	Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz
Dipl.-Ing. Mark Schocke	Westnetz GmbH, Wesel
Dipl.-Ing. Bruno Völlmin	EKZ, Elektrizitätswerke des Kantons Zürich
Prof. Dr.-Ing. habil. Gert Winkler †	Technische Universität Dresden

Der Dank gilt insbesondere auch jenen Herren, die mit ihren Arbeiten an früheren Ausgaben wesentlich zum Aufbau dieser Technischen Regeln beigetragen haben.

Copyright:

© VSE, OE, VDE FNN, CSRES

Dieses Dokument ist urheberrechtlich geschützt. Jegliche inhaltliche Veränderung ist untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.

Inhalt

Vorwort.....	7
Abkürzungen.....	9
1. Definitionen.....	10
2. Einleitung.....	18
2.1 Spannungsqualität.....	18
2.2 Elektromagnetische Verträglichkeit.....	19
2.3 Verträglichkeitskoordination.....	19
2.4 Anwendungsbereich.....	20
2.5 Berechnungs- und Beurteilungsort.....	21
2.6 Zählpfeilsystem.....	23
2.7 Beurteilungsverfahren.....	23
2.8 Maßnahmen.....	25
2.9 Messung.....	25
2.10 Resonanzverhalten.....	26
2.11 Normative Bezüge.....	26
3. Kurzschlussleistung.....	27
3.1 Allgemeines.....	27
3.2 Bestimmung der Impedanzen.....	28
3.2.1 Impedanz des übergeordneten Netzes.....	28
3.2.2 Transformatorimpedanz.....	29
3.2.3 Leitungsimpedanz.....	29
3.3 Kurzschlussimpedanz am betrachteten Netzpunkt.....	30
4. Spannungsänderungen und Flicker.....	33
4.1 Spannungsänderungen.....	33
4.1.1 Symmetrische Laständerung.....	35
4.1.2 Unsymmetrische Laständerung.....	36
4.1.3 Ermittlung der Laständerung in speziellen Fällen.....	38
4.2 Flicker.....	39
4.2.1 Bestimmung der Flickerstärke.....	40
4.2.2 Virtuelle Verlegung des Anschlusspunktes einer Referenzanlage.....	49
4.2.3 Flickerkoeffizient für Erzeugungsanlagen.....	49
4.2.4 Überlagerung von Flickerstörquellen.....	49
4.3 Umrechnung zwischen Anschlusspunkt und Verknüpfungspunkt.....	51
4.3.1 Spannungsänderungen.....	51
4.3.2 Flicker.....	52
4.4 Bewertungsgrößen.....	52
4.4.1 Langsame Spannungsänderung.....	52
4.4.2 Schnelle Spannungsänderung.....	52
4.4.3 Flicker.....	53
4.5 Maßnahmen.....	53

4.6	Messtechnischer Nachweis	54
4.6.1	Langsame Spannungsänderungen.....	54
4.6.2	Schnelle Spannungsänderungen.....	54
4.6.3	Flickerstärke.....	54
4.6.4	Genauigkeit vorhandener Messwandler	54
5.	Spannungsunsymmetrien	55
5.1	Allgemeines.....	55
5.2	Berechnung.....	57
5.2.1	Einzelgerät zwischen Außenleiter und Neutraleiter	57
5.2.2	Einzelgerät zwischen zwei Außenleitern ohne Neutraleiteranschluss	58
5.2.3	Einzelgerät zwischen zwei Außenleitern mit Neutraleiteranschluss	59
5.2.4	Anlage mit mehreren unsymmetrischen Einzelgeräten	60
5.3	Umrechnung zwischen Anschlusspunkt und Verknüpfungspunkt	61
5.4	Bewertungsgrößen	61
5.5	Maßnahmen	62
5.6	Messtechnischer Nachweis	62
6.	Harmonische, Zwischenharmonische und Supraharmonische.....	64
6.1	Allgemeines.....	64
6.2	Frequenzabhängige Netzimpedanz	65
6.2.1	Niederspannungsnetze.....	66
6.2.2	Mittel- und Hochspannungsnetze	68
6.2.3	Möglichkeiten zur Bestimmung.....	69
6.3	Berücksichtigung des Impedanzwinkels am Betrachtungspunkt	74
6.4	Allgemeine Methodik zur Bestimmung der Emissionsgrenzwerte	75
6.4.1	Harmonische	75
6.4.2	Zwischenharmonische.....	76
6.4.3	Supraharmonische	77
6.5	Umrechnung zwischen Anschlusspunkt und Verknüpfungspunkt	77
6.6	Bewertungsgrößen	78
6.7	Gruppierung von Oberschwingungserzeugenden Geräten.....	81
6.8	Maßnahmen	81
6.8.1	Harmonische und Zwischenharmonische	81
6.8.2	Supraharmonische	83
6.9	Messtechnischer Nachweis	83
7.	Kommutierungseinbrüche.....	85
7.1	Allgemeines.....	85
7.2	Berechnung.....	87
7.3	Umrechnung auf den Verknüpfungspunkt.....	89
7.4	Bewertungsgrößen	90
7.5	Maßnahmen	90
7.5.1	Netzseitige Maßnahmen.....	90
7.5.2	Anlagenseitige Maßnahmen.....	90
7.6	Messtechnischer Nachweis	91

8. Signalspannungen.....	92
8.1 Allgemeines.....	92
8.2 Tonfrequenz-Rundsteuerung.....	92
8.2.1 Beeinflussungsmechanismen.....	92
8.2.2 Maßnahmen.....	94
8.2.3 Messtechnischer Nachweis.....	94
8.3 Power-Line Kommunikation (PLC).....	95
9. Gleichströme.....	96
Normenverzeichnis.....	98
Literaturverzeichnis.....	100
Anhang A: Nomogramm zur Berechnung der Kurzschlussleistung.....	102
Anhang B: Projektierungshinweise zur Auslegung der Kommutierungsinduktivität.....	105

Vorwort

Der steigende Einsatz von Leistungselektronik in elektrischen Geräten und Anlagen, der sich verbreitende Einsatz dezentraler Einspeiser sowie flexibler Lasten stellen die Frage der Rückwirkungen auf das Versorgungsnetz und deren Beurteilung zunehmend in den Vordergrund. Erstmals haben zu diesem Sachgebiet die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) 1976 die „Grundsätze für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“ und der Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) 1980 eine „Empfehlung für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“ herausgegeben. Die technische Entwicklung sowie die internationale und europäische Normung erforderten in den Folgejahren Neuauflagen beider Dokumente. Die Übernahme der Empfehlung des VEÖ durch den Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen (VSE) wurde 1995 und die Übernahme der Grundsätze der VDEW durch den Tschechischen Verband der regulierten elektroenergetischen Gesellschaften (CSRES) wurde 1997 vollzogen.

Eine Arbeitsgruppe D-A-CH-CZ der vier Dachverbände unter Beteiligung von Vertretern universitärer Bereiche hat auf der Grundlage der Empfehlung von VEÖ und VSE die 1. Ausgabe der „Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen“ 2004 herausgebracht, welche die vormaligen Dokumente ersetzte. Nach der Überarbeitung der Technischen Regeln folgte deren 2. Ausgabe 2007. Auf Empfehlung der Anwender wurde ein „Ergänzungsdokument zur Beurteilung von Anlagen für den Anschluss an Hochspannungsnetze“ von der Arbeitsgruppe D-A-CH-CZ erarbeitet und 2012 herausgegeben.

In der vorliegenden 3. Ausgabe sind das Grunddokument und das Ergänzungsdokument zusammengefasst, die technische Weiterentwicklung des Sachgebiets berücksichtigt und die Anpassung an veränderte und neue Normen vorgenommen worden.

In der Phase der Erarbeitung dieser Ausgabe der Technischen Regeln wurden eine Vielzahl von Technologien, Systemen und Strategien mit dem Ziel entwickelt, Verteilnetze besser nutzen zu können und deren weitere Entwicklung und Marktdurchdringung noch zu fördern. Je nach Nutzungs- bzw. Optimierungsziel können sich positive Einflüsse auf die Spannungsqualität ergeben. Andererseits wird der wirtschaftliche Druck auf die Verteilnetzbetreiber zu einer stärkeren Auslastung der Netze führen, in deren Folge die Merkmale der Spannungsqualität zukünftig sichtbarer werden. Die konkreten Einflüsse einzelner Technologien auf das Verhalten der Verteilnetze sind derzeit noch nicht umfassend geklärt. Anlagen von Netzbenutzern mit einem nichtlinearen Verhalten der Geräte wie beispielsweise die Wechselrichter von Erzeugungsanlagen beeinflussen die frequenzabhängige Netzimpedanz und können unerwünschte Resonanzen im Netz verursachen. Dezentrale Regelungen im Verteilnetz mit dem Ziel der lokalen Spannungshaltung können die dynamische Stabilität des Netzes beeinflussen. Auch im Falle von „netzfreundlichen“ bzw. „netzdienlichen“ Maßnahmen sind wichtige Fragen für den Netzbetrieb wie bspw. die Verfahrensweise beim Ausfall dieser Technologien noch zu wenig untersucht.

Die Arbeitsgruppe erachtet es als schwierig diese Aspekte bei der Koordinierung allgemeingültig zu berücksichtigen. Die Technischen Regeln sind deshalb mit Bedacht anzuwenden, wenn bspw. eine außerordentlich hohe Konzentration von Anlagen vorhanden ist, welche aufgrund ihrer Technologie und ihrer Einsatzweise einen starken Einfluss auf einzelne Phänomene ausüben.

Denjenigen Netzbetreibern, die in ihren Verteilnetzen Technologien einsetzen, die allgemein unter dem Namen Smart Grid zusammengefasst werden, wird empfohlen, genauere Analysen zur Koordination der Netzanschlüsse durchzuführen. Durch die kompetente Nutzung von modernen

Netzberechnungstools unter Berücksichtigung der spezifischen Netzverhältnisse lässt sich begründen, inwieweit von den Empfehlungen in diesem Papier abgewichen werden darf (positive Auswirkungen) bzw. muss (negative Auswirkungen).

Auf die bisherige Unterscheidung zwischen Verbraucher- und Erzeugungsanlagen wird ab dieser Ausgabe verzichtet. Unabhängig von der Richtung des Wirkleistungsflusses wird ausschließlich der Begriff Anlage des Netzbenutzers verwendet. Mit dieser grundsätzlichen Philosophieänderung trägt man auch bereits dem zu erwartenden Einsatz von dezentralen Speicheranlagen Rechnung.

Neben redaktionellen Verbesserungen wurde für die Zusammenführung der beiden aktuell gültigen Dokumente eine grundsätzlich neue Struktur erarbeitet. Die vorliegende Ausgabe besteht aus drei Teilen:

- Der Teil A „Grundlagen“ enthält neben den grundsätzlichen Informationen (Zielstellungen, Festlegungen, Kurzschlussleistung und Begriffe) auch alle für deren Verständnis notwendigen Informationen. Das Teildokument soll dem interessierten Anwender helfen, die entsprechenden Festlegungen für die einzelnen Phänomene zu verstehen. Technische Zusammenhänge und mathematische Methoden werden in einer verständlichen Form beschrieben, sodass die Herleitung der einzelnen Richt- und Grenzwerte nachvollziehbar ist. Das Dokument ist nach den verschiedenen Phänomenen analog der bereits in der 2. Ausgabe gewählten Reihenfolge gegliedert.
- Im Teil B „Anforderungen und Beurteilung“ sind alle für die Anwendung der technischen Regeln notwendigen Formeln und Wertetabellen zusammengestellt. Im Sinne der Nutzerfreundlichkeit ist dieser Teil in drei unabhängig voneinander anwendbare Abschnitte für die Spannungsebenen NS, MS und HS gegliedert.
- Im Teil C „Beispiele“ sind entsprechende Berechnungsbeispiele, wiederum geordnet nach Phänomenen und Spannungsebenen, zusammengefasst.

In Ergänzung werden durch die Arbeitsgruppe zusätzliche offizielle Dokumente mit weiterführenden Erläuterungen zu den angewendeten Methoden und getroffenen Annahmen bei der Ableitung von Berechnungsgleichungen bzw. der Festlegung entsprechender Faktoren veröffentlicht. Dies ermöglicht den Netzbetreibern eine noch bessere Flexibilität bei der Anpassung der Berechnungsverfahren an individuelle Gegebenheiten.

Verweise auf Normen, die in allen vier Ländern gleichermaßen umgesetzt sind, werden mit Bezug auf die jeweiligen europäischen (EN, HD) bzw. internationalen Normen (z. B. IEC) angegeben. Anderenfalls tragen diese ergänzend am Beginn Ihrer Bezeichnung den Ausdruck:

D: DIN, VDE
 A: OVE / ÖNORM
 CH: SN
 CZ: CSN, PNE

Alle Normen sind im Normenverzeichnis am Ende des Dokumentes referenziert. Im Text wird für eine vereinfachte Lesbarkeit die eindeutige Normennummer in eckigen Klammern angegeben.

Die unterzeichneten Verbände danken ihren Experten, welche mit hohem Engagement zur Erarbeitung dieses länderübergreifenden Regelwerks beigetragen haben.

Aarau, Berlin, Prag, Wien im September 2021

Abkürzungen

CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardisation
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europanorm
EURELECTRIC	Union of the Electricity Industry
HS	Hochspannung
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
IEV	International Electrotechnical Vocabulary
NS	Niederspannung
MS	Mittelspannung
PV	Photovoltaik
TF	Tonfrequenz
TRA	Tonfrequenzrundsteueranlage
UIE	International Union for Electroheat
UNIPEDE	International Union of Producers and Distributors of Electric Energy

1. Definitionen

Ist einer der nachstehend definierten Begriffe auch im Internationalen Elektrotechnischen Wörterbuch (IEV) [IEC 60050] definiert, wird die entsprechende Referenznummer in Klammern angegeben. Falls keine IEV Definition vorliegt werden die IEC Normen bzw. eigene Definitionen verwendet.

Anlage des Netzbenutzers

Gesamtheit aller Einrichtungen, die der Erzeugung (z. B. Generator), dem Bezug oder der Speicherung elektrischer Energie dient und die im Eigentum des Netzbenutzers stehen.

Als Synonym für die Anlage des Netzbenutzers wird auch der Begriff Kundenanlage oder Anlage des Netznutzers verwendet.

Anlagenstrom I_A

Strom, der aus Anschlussleistung S_A und Nennspannung U_n bzw. vereinbarter Versorgungsspannung U_C der Anlage des Netzbenutzers ermittelt wird.

Anlaufstrom I_a (IEV 411-48-18)

Effektivwert der während des Anlaufs von der Drehzahl null bis zur Drehzahl unter Last aus dem Netz aufgenommenen Dauerstromstärke bei Bemessungsspannung und -frequenz.

Anmerkung:

Es handelt sich um den höchsten Strom, den der Motor einschließlich allfälliger Anlaufeinrichtungen während des Anlaufvorganges ohne Berücksichtigung transienter Vorgänge aufnimmt. Beim Motoranlauf von Asynchronmaschinen liegt dieser ohne Anlaufhilfe zwischen dem 3-fachen und 8-fachen Bemessungsstrom des Motors. Der Anlaufstrom ist different zum Anzugsstrom und stellt keinen normierten Begriff dar; er wird häufig unterschiedlich interpretiert.

Anschlussimpedanz Z_A

Quotient des Quadrates der Nennspannung U_n bzw. der vereinbarten Versorgungsspannung und der Anschlussleistung der Anlage des Netzbenutzers S_A

Anschlussleistung der Anlage des Netzbenutzers S_A

Scheinleistung, auf die die Anlage des Netzbenutzers ausgelegt ist.

Anmerkung:

Die Anschlussleistung S_A entspricht in der Regel der bestellten Leistung bzw. der Vertragsleistung, welche durch den Planer bzw. Errichter der Anlage beantragt und in Abstimmung mit dem Netzbetreiber festgelegt wird.

Anteilsfaktor k_N

Faktor, der für eine Störgröße den Anteil einer Spannungsebene am Verträglichkeitspegel angibt.

Anmerkung:

Der Anteilsfaktor k_N ist orts- und phänomenabhängig.

Bezugsfaktor k_B

Verhältnis aus maximal anschließbarer Anschlussleistung aller Bezugsanlagen und fiktiver Netzleistung S_N

Emissionsgrenzwert

Festgelegter Wert einer Störgröße, der als Grundlage für die EMV-Koordination in elektrischen Netzen dient.

Ziel der EMV-Koordination ist es, sicherzustellen, dass beim Zusammenwirken aller Störquellen in einem System die Verträglichkeitspegel eingehalten werden.

Dazu werden vom Netzbetreiber Emissionsgrenzwerte sowohl für die einzelnen Netzebenen als auch für die Anlagen der Netzbenutzer innerhalb einer Netzebene entsprechend der Netz- und Kundenstruktur des betrachteten Systems festgelegt. Diese Wertefestlegung basiert auf den geltenden nationalen und internationalen Normen.

Erzeugerfaktor k_E

Verhältnis von maximal anschließbarer Anschlussleistung aller Erzeugungsanlagen und fiktiver Netzleistung S_N

Fiktive Netzleistung S_N

Summe der Bemessungsleistungen aller Transformatoren, welche im Normalbetrieb aus der übergeordneten Spannungsebene in das betrachtete Netz einspeisen.

Flicker (IEV 161-08-13)

Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch Lichtreize mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichte oder der spektralen Verteilung.

Mit anderen Worten: Flicker ist der subjektive Eindruck von Leuchtdichteänderungen

Anmerkung:

Spannungsschwankungen, Zwischenharmonische, Phasensprünge verursachen Leuchtdichteänderungen von Lampen, die eine optisch wahrnehmbare, als Flicker bezeichnete Erscheinung hervorrufen können. Flicker wirkt oberhalb eines bestimmten Grenzwertes störend. Die Störwirkung wächst sehr schnell mit der Amplitude der Schwankung an. Bei bestimmten Wiederholraten können bereits kleine Amplituden störend sein [EN 50160]. Als Messgröße für den Flicker wird die Flickerstärke P_{st} verwendet.

Flickernachwirkungszeit t_f

Wert mit der Dimension einer Zeit, der die Dauer der Flickernachwirkung eines Spannungsänderungsverlaufs beschreibt [EN 61000-3-3].

Anmerkung:

Die Flickernachwirkungszeit bringt das physiologische Wahrnehmen und wieder Vergessen zum Ausdruck.

Flickerstärke

Intensität der Flickerstörwirkung, festgelegt und beurteilt durch das UIE-IEC-Flickermessverfahren [EN 61000-4-15] mit Hilfe der folgenden Größen:

- Kurzzeit-Flickerstärke P_{St} , gemessen über eine Beobachtungsdauer von 10 Minuten
- Langzeit-Flickerstärke P_{Lt} , berechnet aus einer Folge von 12 P_{St} i-Werten über ein 2-Stunden-Intervall

Flickerrelevanter Phasenwinkel φ

Phasenwinkel im betrachteten Lastzustand, der für das Flickerverhalten maßgebend ist.

Anmerkung:

Beim Motoranlauf ist dies der Verschiebungswinkel im Anlauf; bei Widerstandsschweiß-Maschinen ist dies der Verschiebungswinkel der Höchstschweißleistung.

Gesamtoberschwingungsgehalt THD

Verhältnis des Effektivwertes der Summe aller Harmonischen mit der Ordnungszahl größer 1 (U_v bzw. I_v) bis zu einer festgelegten Ordnung zum Effektivwert der ersten Harmonischen (U_1 bzw. I_1).

Der THD kann sowohl für die Spannung (THD_u) als auch für den Strom (THD_i) angegeben werden.

Anmerkung:

Gemäß [EN 61000-2-2] berücksichtigt der THD Harmonische bis zur 50. Ordnung. In anderen Normen (z.B. [EN 50160]) erfolgt die Betrachtung der Harmonischen bis zur 40. Ordnung. Der zusätzliche Beitrag der Harmonischen mit der Ordnung 41 bis 50 ist außer im Falle von Resonanzerscheinungen gering.

In der englischen Literatur wird der Gesamtoberschwingungsgehalt als THD (Total harmonic distortion) bezeichnet.

In [EN 61000-2-2] wird der THD als Gesamtverzerrungsfaktor bezeichnet.

Harmonische

Frequenzkomponente, die ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz beträgt.

Für Harmonische mit einer Ordnungszahl größer 1 wird als Synonym auch der Begriff Oberschwingung verwendet.

Anmerkung:

Die Grundfrequenz entspricht der Netzfrequenz.

Die erste Harmonische wird üblicherweise als Grundschwingung bezeichnet.

Impedanz bei Rundsteuerfrequenz Z_s

Impedanz der gesamten Anlage des Netzbenutzers bei Rundsteuerfrequenz f_s

Impedanzfaktor ε

Verhältnis der Impedanz bei Rundsteuerfrequenz Z_S zur Anschlussimpedanz Z_A für die gesamte Anlage des Netzbenutzers

Impedanzwinkelfaktor k_{XR}

Faktor zur Berücksichtigung des Einflusses des X/R-Verhältnisses der Kurzschlussimpedanz auf die Genauigkeit der Extrapolation der frequenzabhängigen Netzimpedanz

Kommutierungseinbruch (IEV 161-08-12)

Spannungsänderung mit einer Dauer, die wesentlich kürzer als die Periodendauer der Wechselspannung ist und die auf der Wechselstromseite eines Stromrichters aufgrund des Kommutierungsvorgangs auftreten kann.

Die relative Tiefe eines Kommutierungseinbruches d_{Kom} ist als höchste Abweichung ΔU_{Kom} der Netzspannung vom Augenblickswert der Grundschiwingung, bezogen auf den Scheitelwert \hat{U}_1 der Grundschiwingung, festgelegt.

Kurzschlussleistung S_k

Dreipolige Kurzschlussleistung, die der Netzbetreiber zur Verfügung stellt und die für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen maßgebend ist.

Bei der Berechnung sind jene unter normalen Betriebsbedingungen möglichen Netzzustände zu berücksichtigen, die den niedrigsten Wert ergeben.

Kurzschlussimpedanz am Verknüpfungspunkt Z_{kv}

Impedanz bei Netzfrequenz, die bei einem dreiphasigen Kurzschluss am Verknüpfungspunkt wirksam ist.

Anmerkung:

Die Kurzschlussimpedanz Z_{kv} ist die Gesamtimpedanz der Netzelemente im Kurzschlusskreis ohne die angeschlossenen Lasten. Sie ist die Grundlage für die Beurteilung von Spannungsänderungen, Flicker, Unsymmetrie, Harmonischen und Kommutierungseinbrüchen einzelner Anlagen der Netzbenutzer.

Laständerung (Scheinleistungsänderung) ΔS_A

Für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen maßgebliche Scheinleistungsänderung von Geräten und Anlagen (Wirk- und Blindleistungsänderung).

Kurzschlussleistungsverhältnis

Verhältnis von Kurzschlussleistung S_k zu Anschlussleistung der Anlage des Netzbenutzers S_A .

Planungspegel

Pegel einer bestimmten Störgröße im MS-, HS- oder HöS-Netz, der als Bezugswert bei der Festlegung von Grenzwerten für die Aussendung von Anlagen von Netzbenutzern verwendet wird und von den aktuellen Pegeln in der jeweiligen Netzebene mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht überschritten wird.

Resonanzfaktor k_v

Verhältnis der tatsächlichen Oberschwingungsimpedanz Z_v zu der näherungsweise aus der Kurzschlussimpedanz am betrachteten Netzknoten berechneten Impedanz $\sqrt{3}Z_k$ (extrapolierte Netzgerade).

Anmerkung:

Der Resonanzfaktor ist nicht mit dem Gütefaktor g identisch.

Spannung am Anschlusspunkt U_{AP}

Versorgungsspannung, die für die Berechnung von Netzurückwirkungen am Anschlusspunkt heranzuziehen ist.

Anmerkung:

Für die Spannung U_{AP} wird zur planerischen Berechnung in vielen Fällen vereinfachend die Nennspannung U_n bzw. vereinbarte Versorgungsspannung U_c des Netzes, in dem sich der Anschlusspunkt AP befindet, verwendet.

Spannung am Verknüpfungspunkt U_v

Versorgungsspannung, die für die Beurteilung von Netzurückwirkungen am Verknüpfungspunkt V heranzuziehen ist.

Anmerkung:

Für die Spannung U_v wird zur planerischen Berechnung in vielen Fällen vereinfachend die Nennspannung U_n bzw. vereinbarte Versorgungsspannung U_c des Netzes, in dem sich der Verknüpfungspunkt V befindet, verwendet.

Spannungsabweichung, relative Δu

Langsame Spannungsänderung, die aus der Abweichung eines 10-min-Mittelwerts der Versorgungsspannung von der Nennspannung U_n bzw. der vereinbarten Versorgungsspannung U_c bezogen auf die Nennspannung U_n bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung U_c bestimmt wird [EN 50160].

Spannungsänderung ΔU (IEV 161-08-01)

Änderung des Effektiv- oder Spitzenwerts einer Spannung zwischen zwei aufeinanderfolgenden Pegeln, die für eine bestimmte, aber nicht festgelegte Dauer aufrechterhalten werden.

Anmerkung:

Ob der Effektiv- oder der Spitzenwert gewählt wird, hängt von der Anwendung ab und ist anzugeben.

Es wird zwischen langsamen und schnellen Spannungsänderungen unterschieden.

Spannungsänderung, größte ΔU_{\max}

Differenz zwischen dem höchsten und kleinsten Wert des Effektivwertes der Spannung innerhalb eines Spannungsänderungsverlaufs oder einer Spannungsschwankung [EN 61000-3-3].

Spannungsänderung, relative langsame d

Differenz zwischen z.B. zwei 10-min-Mittelwerten der Versorgungsspannung oder die Differenz der Versorgungsspannung vor und nach einer Laständerung, bezogen auf die Versorgungsspannung vor der Laständerung.

Erhöhung oder Abnahme des Spannungseffektivwertes üblicherweise aufgrund von Änderungen der Gesamtlast in einem Verteilnetz oder in einem Teil eines Verteilnetzes [EN 50160].

Spannungsänderung, relative schnelle d

Differenz zwischen den Effektivwerten aufeinander folgender Halbperioden der Versorgungsspannung, bezogen auf die Versorgungsspannung vor Eintritt des Ereignisses.

Spannungsänderungsverlauf $\Delta U(t)$

Zeitverlauf der Änderung des Effektivwertes der Spannung, ermittelt als ein einzelner Wert für jede aufeinander folgende Halbperiode zwischen Nulldurchgängen der Quellenspannung zwischen Intervallen, in denen die Spannung für mindestens 1 s konstant ist [EN 61000-3-3].

Anmerkung:

Da diese Eigenschaft nur für Beurteilungen auf der Grundlage von Berechnungen verwendet wird, wird die Spannung im eingeschwungenen Zustand als konstant innerhalb der Messgenauigkeit angenommen [EN 61000-3-3].

Als Quellenspannung im Sinne dieser Definition dient die Versorgungsspannung.

Spannungsqualität

Merkmale der elektrischen Spannung an einem bestimmten Punkt eines elektrischen Netzes, ausgedrückt durch eine Anzahl von technischen Referenzwerten [EN 61000-4-30].

Anmerkung:

Im Englischen wird oft auch der Begriff Power Quality benutzt.

Spannungsschwankung

Abfolge von Spannungsänderungen/Spannungsänderungsverläufen oder eine periodische Änderung der Einhüllenden der Spannungskurve [EN 50160].

Anmerkung:

Ob Effektiv- oder Spitzenwert gewählt wird, hängt von der Anwendung ab und ist anzugeben (IEV 161-08-05).

Spannungsunsymmetrie (IEV 614-01-32)

Zustand in einem Mehrphasensystem, bei dem die Effektivwerte der Grundschiwingung der Außenleiterspannung oder die Phasenwinkeldifferenzen zwischen aufeinander folgenden Außenleitern nicht alle gleich sind.

Speicherfaktor k_s

Verhältnis von maximal anschließbarer Anschlussleistung aller Speicheranlagen und fiktiver Netzleistung S_N .

Supraharmonische

(Höherfrequente) Emission im Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz.

Unsymmetriegrad k

Maß der Unsymmetrie in einem Drehstromnetz, ausgedrückt als Verhältnis der Effektivwerte von Gegen- und Mitkomponente der Grundschiwingung von Spannung oder Strom.

Versorgungsspannung (Betriebsspannung) U

Effektivwert der Spannung zu einem bestimmten Zeitpunkt, gemessen über ein bestimmtes Zeitintervall.

Versorgungsspannung, Vereinbarte U_c

Im Normalfall gleich der Nennspannung U_n des Netzes.

Falls aufgrund einer Vereinbarung zwischen dem Netzbetreiber und Netzbenutzer eine Spannung festgelegt wird, die von der Nennspannung des Netzes abweicht, dann ist dies die vereinbarte Versorgungsspannung U_c .

Anmerkung:

In Niederspannungsnetzen sind die vereinbarte Versorgungsspannung U_c und die Nennspannung U_n generell gleich. Im Mittelspannungsnetz ist die Höhe der Versorgungsspannung durch die vereinbarte Spannung U_c festgelegt.

Verträglichkeitspegel

Normativ festgelegter elektromagnetischer Störpegel, der in einer festgelegten Umgebung als Bezugspegel zur Koordination bei der Festlegung von Aussendungs- und Störfestigkeitsgrenzwerten verwendet wird.

Wiederholrate r der Last- bzw. Spannungsänderung

Anzahl der Spannungsänderungen (Häufigkeit) N innerhalb der Beobachtungsdauer T in Minuten, welche üblicherweise 10 Betriebszyklen eines Gerätes oder mindestens zwei Stunden betragen sollte.

Anmerkung:

Rampenförmige Spannungsänderungsverläufe mit einer Anstiegs- oder Abfallzeit größer 1 s werden bei der Bestimmung der Wiederholrate nicht berücksichtigt.

Zwischenharmonische

Frequenzkomponente, die ein nicht ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz beträgt.

Anmerkung:

Die Grundfrequenz entspricht der Netzfrequenz.

2. Einleitung

2.1 Spannungsqualität

Die Spannungsqualität wird durch die Merkmale

- Höhe
- Phasenwinkel
- Frequenz
- Kurvenform
- Symmetrie
- Gleichanteil

der Versorgungsspannung in Dreiphasensystemen gekennzeichnet, welche durch eine Anzahl von Kenngrößen bzw. Referenzwerten ausgedrückt wird. Änderungen dieser Merkmale führen zu Netzurückwirkungen. Als Folge dieser können andere an das Netz angeschlossene elektrische Geräte und Anlagen störend beeinflusst werden.

Zu unterscheiden sind:

- Funktionsstörung
- Funktionsausfall
- mittelbare oder unmittelbare Schäden einschließlich eventueller Folgeschäden.

Mögliche Störwirkungen sind u.a.:

- Helligkeitsschwankungen bei Lichtanlagen,
- Beeinflussung von Telekommunikations-, Fernwirk- und EDV-Anlagen, Schutz- und Messeinrichtungen oder Geräten der Unterhaltungselektronik,
- zusätzliche Erwärmung von Motoren, Kondensatoren, Sperrkreisen, Sperrdrosseln oder Transformatoren, Pendelmomente an Maschinen,
- Fehlfunktionen von Rundsteueranlagen und Systemen zur Informationsübertragung über das Netz

Diese sind abhängig von

- Amplitude
- Häufigkeit
- Dauer

dieser Netzurückwirkungen, wobei zeitliche Überlagerungen dieser Effekte (Gleichzeitigkeitsfaktoren) und deren örtliche Verteilung zu berücksichtigen sind.

Die Technischen Regeln geben zulässige Werte für folgende Qualitätskenngrößen am Verknüpfungspunkt an, auf deren Basis die Beurteilung der Anlage eines Netzbenutzers erfolgt:

- Langsame und schnelle Spannungsänderungen
- Flicker
- Unsymmetrien
- Harmonische (Oberschwingungen)
- Zwischenharmonische
- Supraharmonische (Emission im Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz)
- Kommutierungseinbrüche
- Signalspannungen

Für Gleichanteile werden informative Erläuterungen einschließlich international empfohlener Grenzwerte gegeben.

2.2 Elektromagnetische Verträglichkeit

Ein Gerät oder eine Anlage des Netzbenutzers hat in seiner elektromagnetischen Umgebung bestimmungsgemäß zu funktionieren, ohne selbst bei anderen Geräten oder Anlagen anderer Netzbenutzer unannehmbare elektromagnetische Störungen hervorzurufen. Jedes elektrische Gerät muss dieser Bedingung genügen. Zur Gewährleistung dieser Fähigkeit, zufrieden stellend zu funktionieren, dient der Verträglichkeitspegel, der in den einschlägigen Normen festgelegt ist. Er ist für NS- und MS-Netze definiert und darf nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit von den Störpegeln im Netz überschritten werden.

Der unscharfe Begriff „zufrieden stellend“ unterstreicht die Schwierigkeit, geeignete Festlegungen, sei es im gesetzlichen, regulatorischen oder normativen Bereich, zu treffen. Solche Festlegungen sind jedoch notwendig, um im Zusammenhang mit Produkt- und Dienstleistungsqualität sowie der Produkthaftung zu einer objektiven Mess- und Beurteilbarkeit zu führen.

Die Technischen Regeln befassen sich mit der elektromagnetischen Verträglichkeit im Bereich der leitungsgeführten Störgrößen.

2.3 Verträglichkeitskoordination

Der Verträglichkeitspegel dient zur Koordination von Störfestigkeit und Störemission und somit zur Gewährleistung der elektromagnetischen Verträglichkeit. Die Verträglichkeitskoordination ist wahrscheinlichsorientiert (Abb. 2-1). Die Technischen Regeln befassen sich ausschließlich mit der Festlegung von Grenzwerten für die Störemission.

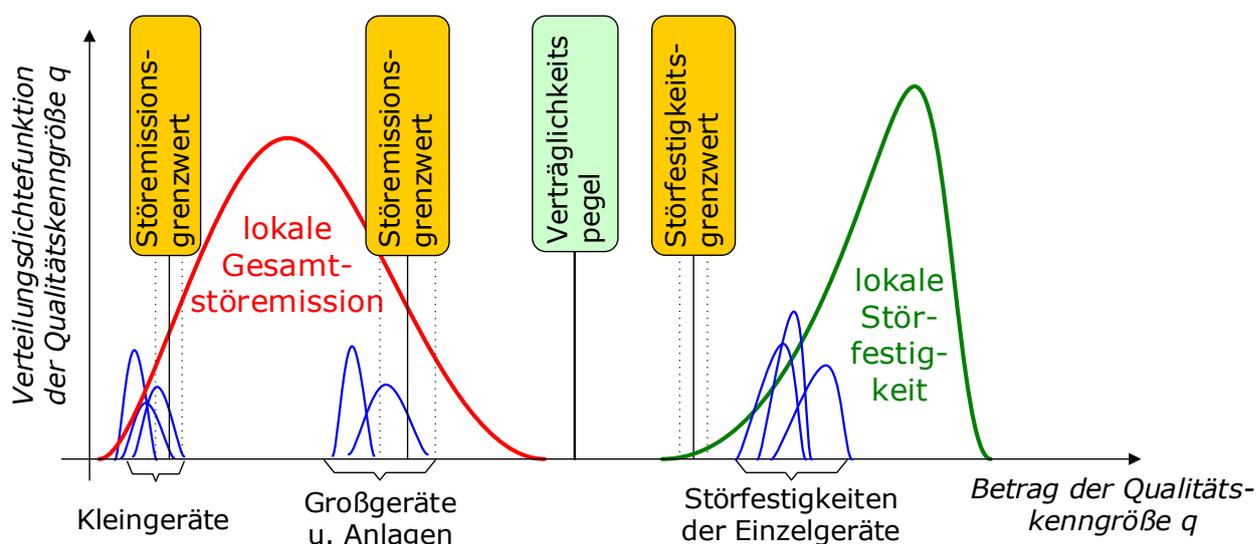


Abb. 2-1: Modell der Verträglichkeitskoordination

Die Verträglichkeitskoordination hat zum Ziel, den einzelnen Anlagen der Netzbenutzer Störemissionen so zuzuteilen, dass durch deren Summenwirkung die festgelegten Pegel der Gesamtstöremission möglichst nicht überschritten werden.

Als Pegel der Gesamtstöremission gelten die Planungspegel der jeweiligen Netzebene, wobei der Planungspegel im NS-Netz üblicherweise dem Verträglichkeitspegel entspricht. Der Pegel für den anteiligen Beitrag einer einzelnen Spannungsebene zur Gesamtstöremission ist mit den entsprechenden Beiträgen aller anderen Spannungsebenen zu koordinieren (Abb. 2-2). Die Beiträge entsprechen weder dem Verträglichkeitspegel noch Planungspegeln und müssen kleiner als diese sein.

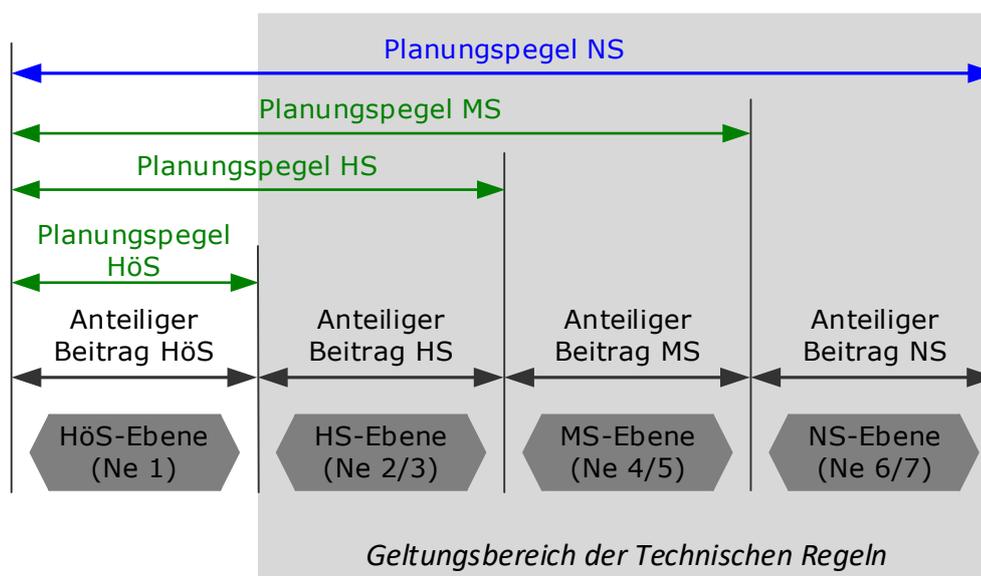


Abb. 2-2: Prinzip der Koordination der Gesamtstöremission zwischen den Netzebenen

Innerhalb einer Spannungsebene erfolgt die Bestimmung spezifischer Störemissionsgrenzwerte für die einzelnen Anlagen der Netzbenutzer auf der Grundlage einer Aufteilung des anteiligen Beitrags dieser Spannungsebene. **Eine einzelne Anlage des Netzbenutzers darf demnach nur einen Anteil dieses Beitrages in Anspruch nehmen.**

Im Sinne einer sachgerechten Aufteilung der resultierenden Verantwortung zur Gewährleistung der elektromagnetischen Verträglichkeit kommen folgende Handlungsbereiche in Betracht:

- geeignete planerische und operative Maßnahmen in den Netzen, unter Abwägung der objektiven Qualitätsanforderungen und der wirtschaftlichen Vertretbarkeit,
- angepasste Festlegung der Anforderungen an die Störemission elektrischer Geräte und Einrichtungen in einschlägigen EMV-Normen sowie deren Einhaltung,
- Auflagen zur Realisierung technischer Maßnahmen zur Minderung von Netzzrückwirkungen.

2.4 Anwendungsbereich

Die Technischen Regeln dienen grundsätzlich der Festlegung von Grenzwerten für genehmigungspflichtige Großgeräte und Anlagen von Netzbenutzern mit einer Anschlussleistung größer 52 kVA. Dies entspricht im NS-Netz einem Geräte- bzw. Anlagenstrom von 75 A. Für Geräte mit CE-Kennzeichen wird aufgrund der durch die EMV-Richtlinie geforderten Einhaltung entsprechender Grenzwertnormen elektromagnetische Verträglichkeit vermutet (Abb. 2-3). Eine Beurteilung dieser Geräte bzw. der Anlagen von Netzbenutzern mit einem Strom kleiner 75 A nach den Technischen Regeln ist deshalb nicht vorgesehen, kann jedoch vom Netzbetreiber unter bestimmten Umständen gefordert werden. Insbesondere ist eine Beurteilung bei Häufung

gleichartiger Geräte in einer Anlage des Netzbenutzers sowie für Geräte, die keine CE-Kennzeichnung besitzen, erforderlich.

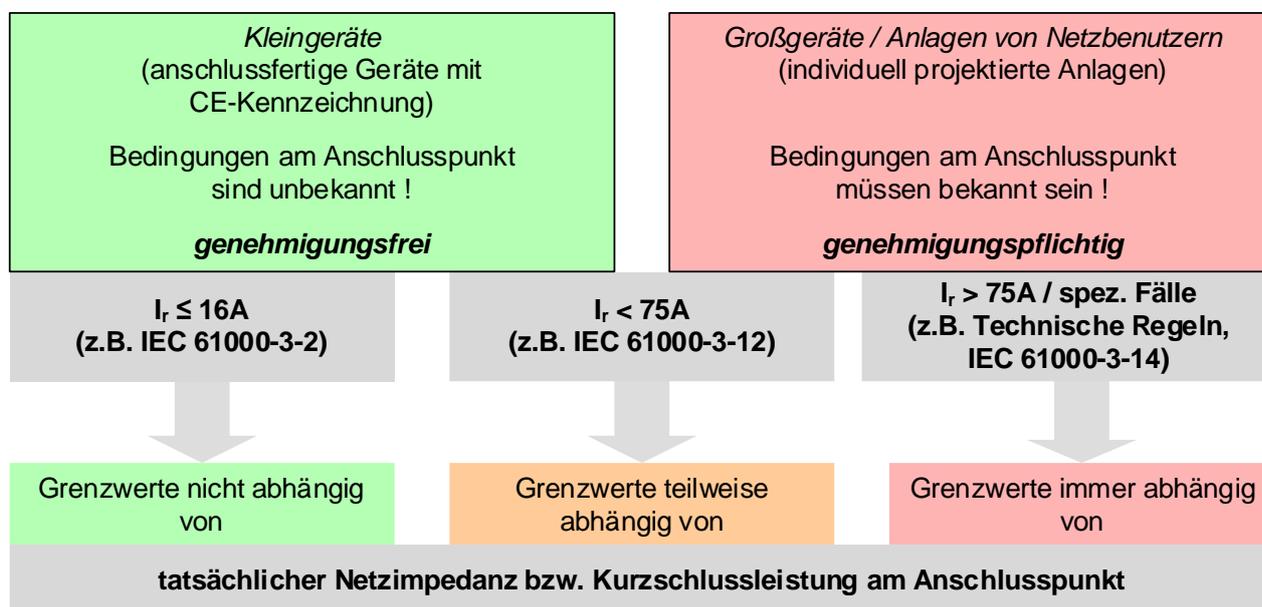


Abb. 2-3: Anwendungsbereich der Technischen Regeln

Die Technischen Regeln gelten für den Anschluss von Anlagen von Netzbenutzern an das Verteilnetz eines Netzbetreibers mit Niederspannung (NS), Mittelspannung (MS) und Hochspannung von 110 kV (HS). Sie gelten nicht für Inselnetze.

Die Anlage eines Netzbenutzers kann eine Bezugsanlage, Erzeugungsanlage und/oder Speicheranlage sein. Diese werden nach dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung und der möglichst einfachen Anwendung gleichbehandelt.

Erzeugungsanlagen und Speicheranlagen können bei bestimmten Phänomenen einen anderen Einfluss als Abnehmeranlagen bewirken (z.B. Spannungsanhebung). Ist aufgrund physikalisch-technischer Wirkungszusammenhänge eine individuelle Vorgehensweise bei der Bewertung eines bestimmten Phänomens zwingend erforderlich, so ist dies an entsprechender Stelle berücksichtigt.

2.5 Berechnungs- und Beurteilungsort

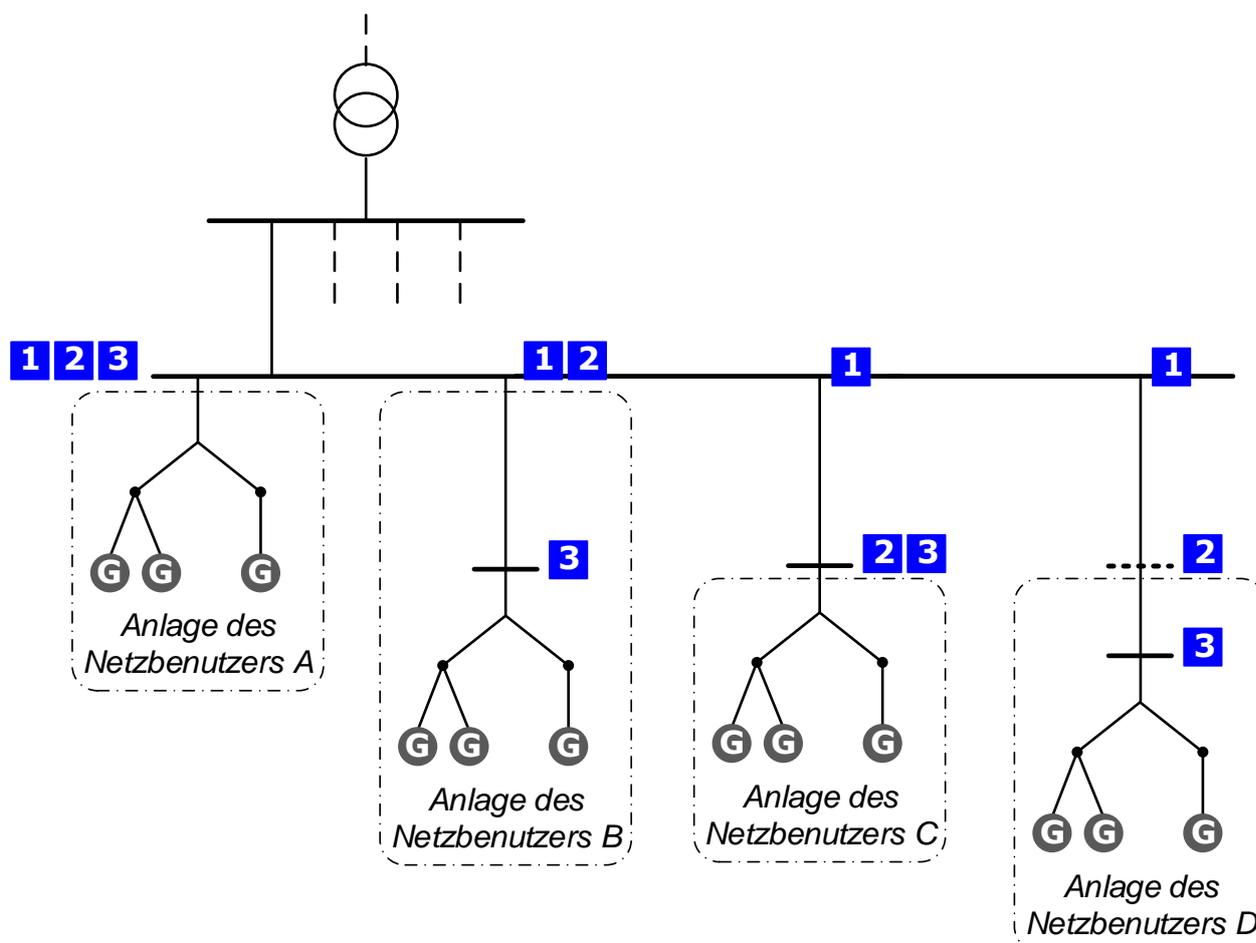
Es ist zwischen den Orten Anschlusspunkt (AP), Verknüpfungspunkt (V) und Übergabestelle (ÜS) zu unterscheiden (Abb. 2-4). Es sei darauf hingewiesen, dass neben den genannten Bezugspunkten in verschiedenen Normen und Richtlinien noch weitere Orte wie bspw. die Geräteanschließstelle, der Zählpunkt oder der Bewertungspunkt definiert sind. Diese spielen u.a. eine Rolle für die Installation, sind jedoch für die hier behandelten Aspekte nicht von Belang und werden deshalb nicht weiter behandelt.

Der Anschlusspunkt hat technischen Bezug. Er ist ein Ort in einem Versorgungsnetz, an dem die Anlage eines Netzbenutzers angeschlossen ist.

Der Verknüpfungspunkt hat ebenfalls technischen Bezug. Er ist ein Ort im Netz des Netzbetreibers, dem eine bestimmte Anlage des Netzbenutzers elektrisch am nächsten liegt und an dem auch andere Netzbenutzer angeschlossen sind oder angeschlossen werden können. Er wird durch den Netzbetreiber bestimmt.

Die Übergabestelle hat einen juristischen Bezug. Sie ist ein vertraglich fixierter Ort, an dem die Anlage des Netzbenutzers an die Anlage des Netzbetreibers grenzt.

Am Anschlusspunkt erfolgt die Berechnung der Emissionsgrenzwerte. Am Verknüpfungspunkt erfolgt die Beurteilung bezüglich der Netzurückwirkungen. An der Übergabestelle erfolgt u.a. die Bewertung der Qualität des Produktes „Elektrizität“.



- | | |
|------------------------|--------------------------------------|
| 1 – Verknüpfungspunkt | engl. Point of Common Coupling (PCC) |
| 2 – Übergabestelle | engl. Point of Supply (POS) |
| 3 – Anschlusspunkt | engl. Point of Connection (POC) |
| G – Elektrisches Gerät | engl. Appliance |

Die Strich-Punkt-Linie stellt die Eigentumsgrenze dar.

Abb. 2-4: Mögliche Anordnungen der Orte

Für Berechnung und Beurteilung sind gemäß der Definition Anschlusspunkt und Verknüpfungspunkt relevant. Durch Festlegung des Netzbetreibers kann der Verknüpfungspunkt auch der Übergabestelle entsprechen.

Anschlusspunkt und Verknüpfungspunkt stimmen in vielen Fällen örtlich praktisch überein (hinsichtlich Betrag und Winkel der Kurzschlussleistung). Stimmen Anschlusspunkt und Verknüpfungspunkt nicht überein, so sind merkmalspezifisch Umrechnungen erforderlich. Diese werden im jeweiligen Kapitel beschrieben.

2.6 Zählpfeilsystem

Man unterscheidet zwischen dem Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) und dem Erzeugerzählpfeilsystem (EZS). Beide Systeme lassen sich sowohl auf Verbraucher als auch auf Erzeuger anwenden.

In den Technischen Regeln kommt das meist bei Netzberechnungen eingesetzte Verbraucherzählpfeilsystem zur Anwendung. Die Spannungs- und Stromzählpfeile an einem Netzelement zeigen in die gleiche Richtung. Damit ergeben sich folgende Beziehungen:

- Ein ohmscher Widerstand nimmt Wirkleistung auf (positive Wirkleistung).
- Ein induktiver Widerstand nimmt Blindleistung auf (induktive Blindleistung).
- Ein kapazitiver Widerstand gibt Blindleistung ab (kapazitive Blindleistung).

Im Verbraucherzählpfeilsystem gibt ein übererregter Synchrongenerator Wirkleistung und Blindleistung ab. Wirk- und Blindleistung haben deshalb negative Vorzeichen.

Der Winkel φ (Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung) ergibt sich, wenn man sich ausgehend vom Stromzeiger entgegen dem Uhrzeigersinn (positiver Richtungssinn) bis zum Spannungszeiger bewegt. Diese Winkelbereiche sind in Abb. 2-5 dargestellt.

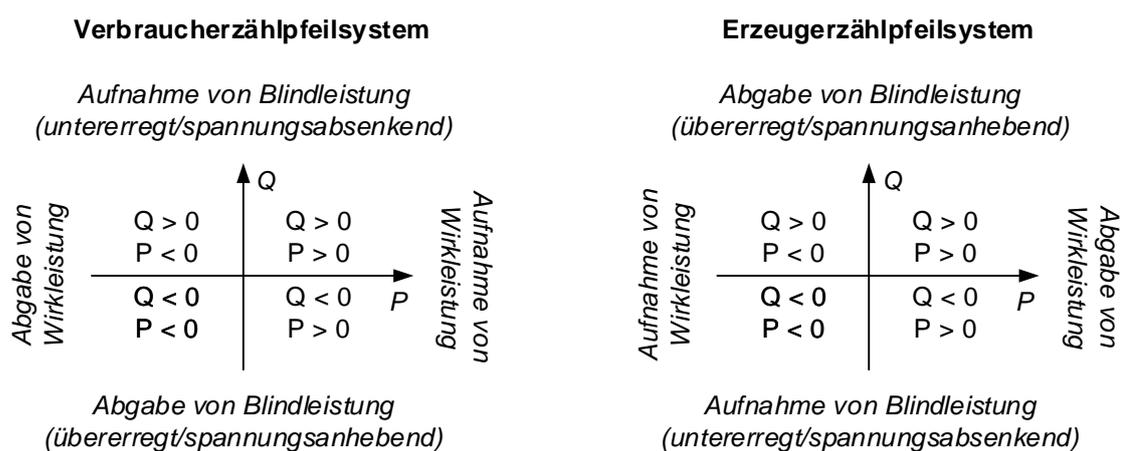


Abb. 2-5: Vorzeichen der Wirk- und Blindleistung

2.7 Beurteilungsverfahren

Das Beurteilungsschema folgt bei der Bewertung einem zweistufigen Ablauf (Abb. 2-6).

Die Stufe 1 stellt eine vereinfachte Bewertung auf der Grundlage eines Leistungsverhältnisses dar. Wenn die Beurteilung in der Stufe 1 den Anschluss als unzulässig ausweist, muss eine detaillierte Bewertung nach Stufe 2 erfolgen. Dazu erfolgt eine Beurteilung auf Basis differenzierterer Eingangsdaten der Anlage des Netzbenutzers sowie die Berechnung von Emissionsgrenzwerten. Ist entsprechend der Beurteilung nach Stufe 2 nur ein Anschluss unter Auflagen möglich, sind spezielle Abhilfemaßnahmen notwendig.

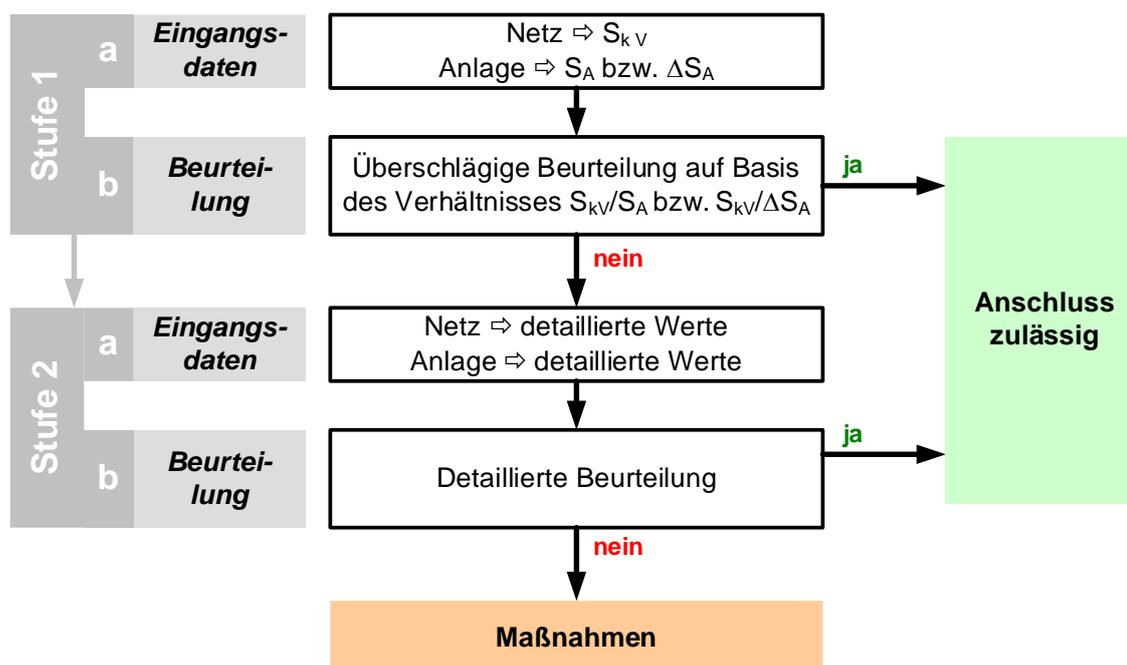


Abb. 2-6: Beurteilungsschema

Das Beurteilungsverfahren stellt nur ein Hilfsmittel dar, mit dem auf einfache Art und Weise die Notwendigkeit von Abhilfemaßnahmen abgeschätzt werden kann. Da im Planungsstadium zahlreiche netzrückwirkungsrelevante Einzelheiten, wie z.B. die Emission der einzelnen Geräte und der Anlagen der Netzbenutzer, die Wechselwirkung mit anderen Betriebsmitteln und dem Netz, das Betriebsverhalten und die Betriebszeiten in der Regel nicht bekannt sind, ist im Allgemeinen mit einer aufwendigeren Berechnung kein exakteres Ergebnis zu erwarten.

Von einem Beurteilungsverfahren, das praxismgerechte, d.h. keine unnötig vorsichtigen Ergebnisse liefern soll, darf daher nicht erwartet werden, dass jede Anlage eines Netzbenutzers, die für „zulässig“ befunden wurde, auch tatsächlich die Emissionsgrenzwerte einhält. Es wird deshalb empfohlen, dem Netzbenutzer im Rahmen der Anschlussbeurteilung immer Emissionsgrenzwerte vorzugeben. Es ist nicht ausgeschlossen, dass in Einzelfällen vom Netzbenutzer noch nachträglich Maßnahmen zur Reduktion der Netzzrückwirkungen verlangt werden müssen, damit die Emissionsgrenzwerte eingehalten werden.

Besondere Situationen, wie z.B. untypische Last- und Netzstrukturen, Häufung von gleichartigen, synchron arbeitenden Geräten und Anlagen, sollten einer speziellen Untersuchung zugeführt werden.

Die Beurteilung muss für jede Art von Netzzrückwirkung, die für eine Anlage des Netzbenutzers auftreten kann, individuell erfolgen. Für Motoren mit leistungselektronischem Frontend muss z.B. eine getrennte Beurteilung für Spannungsänderungen und Flicker sowie Harmonische, Zwischenharmonische und Supraharmonische erfolgen.

2.8 Maßnahmen

Prinzipiell ist zwischen anlagenseitigen und netzseitigen Maßnahmen zu unterscheiden. Anlagenseitige Maßnahmen sind phänomenspezifisch und werden im entsprechenden Kapitel der jeweiligen Netzzurückwirkung beschrieben.

Netzseitige Maßnahmen sind in den allermeisten Fällen phänomenunabhängig und betreffen die Erhöhung der Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt. Dafür können u.a. folgende Maßnahmen angewendet werden:

- Verringerung der wirksamen Leitungsimpedanz von der Transformatorsammelschiene zum Verknüpfungspunkt durch Parallelschaltung von Leitungssträngen bzw. Verlegung von Leitungen mit einem höheren Querschnitt
- Einsatz eines Transformators mit einer niedrigeren Kurzschlussleistung bzw. höherer Bemessungsleistung (Effizienz der Maßnahme nimmt mit zunehmender Entfernung des Verknüpfungspunktes von der Transformatorsammelschiene ab)
- Verlegung des Verknüpfungspunktes in Richtung Transformatorsammelschiene
- Verlegung des Verknüpfungspunktes in eine höhere Spannungsebene

Für Qualitätskenngrößen, welche höhere Frequenzen (z.B. Supraharmonische) betreffen, können die genannten netzseitigen Maßnahmen möglicherweise nur eine geringe oder praktisch keine Wirkung zeigen, da die wirksame Impedanz bei höheren Frequenzen in den meisten Fällen durch benachbarte Anlagen von Netzbenutzern bzw. benachbarte Geräte und nicht durch das Netz dominiert wird.

Wird im Rahmen der Planung für eine Qualitätskenngröße ein Emissionsgrenzwert als Strom vorgegeben (z.B. Unsymmetrie) und dieser beim Betrieb der Anlage eines Netzbenutzers überschritten, so ist es vor der Entscheidung über geeignete Maßnahmen empfehlenswert, den tatsächlichen Beitrag der Anlage des Netzbenutzers zur entsprechenden Qualitätskenngröße der Spannung zu bewerten. Werden aufgrund einer solchen Bewertung Maßnahmen zur Abhilfe in ihrer Umsetzung zurückgestellt, ist eine regelmäßige Überprüfung des Beitrages empfehlenswert, da sich die Eigenschaften des Netzes und der Anlage des Netzbenutzers mit der Zeit ändern können.

2.9 Messung

Es wird empfohlen, den Anschluss der Anlage eines Netzbenutzers durch Messungen zu begleiten. Die Messungen sollten vor und nach dem Anschluss der Anlage durchgeführt werden. Dabei sind alle möglichen Betriebszustände des Normalbetriebs der Anlage zu berücksichtigen. Für den Fall einer Überschreitung der Emissionsgrenzwerte bei Betrieb der Anlage wird empfohlen, merkmalspezifisch den Einfluss auf die Spannung zu bewerten bevor konkrete Abhilfemaßnahmen vereinbart werden.

Für Messungen zum Nachweis der Einhaltung vorgegebener Emissionsgrenzwerte sind grundsätzlich die Messverfahren gemäß [EN 61000-4-30] Klasse A anzuwenden. Falls kein Messverfahren definiert ist, wird dieses im entsprechenden Kapitel in Teil A beschrieben. An gleicher Stelle ist auch die entsprechende Bewertung der Messwerte angegeben.

In NS-Netzen werden die Leiter-Neutralleiter-Spannungen bewertet. In MS- und HS-Netzen werden die Leiter-Leiter-Spannungen bewertet, die ggf. aus den Leiter-Erde-Spannungen abgeleitet werden müssen.

2.10 Resonanzverhalten

Jedes Verteilnetz stellt ein resonanzfähiges System dar. Zahl, Art und Lage von Resonanzstellen sind von einer Vielzahl verschiedener Einflussfaktoren abhängig und können einen erheblichen Einfluss auf die Verzerrung im Verteilnetz haben. Die relevanten Bewertungsverfahren bieten die Möglichkeit Resonanzen zu berücksichtigen. Dies setzt jedoch die genaue Kenntnis der frequenzabhängigen Netzimpedanz voraus. Für den Fall, dass diese nicht bekannt ist, wird in den Technischen Regeln eine Möglichkeit für deren grobe Abschätzung angegeben.

2.11 Normative Bezüge

Grundlage der Bewertungsverfahren und Grenzwerte der Technischen Regeln sind die Konzepte der wahrscheinlichkeitsorientierten Koordination der elektromagnetischen Verträglichkeit. Diese wird in der Normenreihe IEC 61000 beschrieben und bezieht sich auf den Verknüpfungspunkt. Verträglichkeitspegel für öffentliche NS- und MS-Verteilnetze sind in [EN 61000-2-2] bzw. [EN 61000-2-12] definiert. Planungspegel für Harmonische, Flicker und Unsymmetrie sind in den technischen Berichten [IEC 61000-3-6], [IEC 61000-3-7] und [IEC 61000-3-13] spezifiziert. Emissionsgrenzwerte für Harmonische und Spannungsänderungen/Flicker für Einzelgeräte mit einem Bemessungsstrom bis 16 A bzw. im Bereich zwischen 16 A und 75 A sind in [EN 61000-3-2] bzw. [EN 61000-3-3] sowie [EN 61000-3-11] und [EN 61000-3-12] aufgeführt. Verfahren zur reproduzierbaren Messung sind in [EN 61000-4-30] sowie [EN 61000-4-7] und [EN 61000-4-15] fixiert.

Weitere Verfahren zur Beurteilung der Anlagen von Netzbenutzern sind in den Technischen Berichten gemäß Tab. 2-1 zu finden. Diese Dokumente haben den Status Technischer Berichte (TR) und sind in ihrer Anwendung somit nicht zwingend. Insbesondere für die Beurteilung der Anlagen von Netzbenutzern mit größerer Anschlussleistung existieren deshalb eine Reihe weiterer länderspezifischer Regeln und Richtlinien.

Tab. 2-1: Übersicht der IEC-Dokumente zur Beurteilung von Anlagen von Netzbenutzern

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Spannungsschwankungen und Flicker	IEC 61000-3-14 IEC 61000-3-15	IEC 61000-3-7	
Unsymmetrie		IEC 61000-3-13	
Harmonische		IEC 61000-3-6	

Für den Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz sind Verträglichkeitspegel in [EN 61000-2-2] definiert. Emissionsgrenzwerte sind zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Technischen Regeln noch in Erarbeitung.

Der Standard [EN 50160] beschreibt die Qualität des Produktes Elektrizität an der Übergabestelle. Er stellt deshalb keine Grundlage für Betrachtungen zur elektromagnetischen Verträglichkeit dar. Werden jedoch die relevanten Normen und Regeln zur elektromagnetischen Verträglichkeit konsequent angewendet, werden mit hoher Wahrscheinlichkeit auch die Randwerte nach [EN 50160] eingehalten.

3. Kurzschlussleistung

3.1 Allgemeines

In der Kurzschlussleistung ist die Impedanz des Netzes aus Sicht des betrachteten Netzpunktes (Kurzschlussimpedanz) abgebildet. Sie bildet die Berechnungsgrundlage für den Anschlusspunkt AP und die Beurteilungsgrundlage für den Verknüpfungspunkt V. Dementsprechend wird auf eine Indizierung des konkreten Ortes in den nachfolgenden, allgemeingültigen Gleichungen verzichtet.

Das in diesem Abschnitt beschriebene, vereinfachte Verfahren gilt für einseitig gespeiste Strahlennetze, wie sie vorwiegend in NS- und MS-Netzen zu finden sind. Für vermascht betriebene Netze ist dieses Verfahren nicht anwendbar. Kurzschlussleistungen sind für komplexere Netzstrukturen mit Netzberechnungsprogrammen zu bestimmen.

Bei der Ermittlung der Kurzschlussleistung ist von jenen normalen Betriebsbedingungen auszugehen, die die minimale Kurzschlussleistung ergeben. Es ist darauf zu achten, dass jener Schaltzustand ausgewählt wird, der den im Normalbetrieb ungünstigsten Fall darstellt, also zur niedrigsten Kurzschlussleistung führt. Betriebsbedingte Sonderschaltzustände werden nicht berücksichtigt.

Der Einfluss von angeschlossenen Geräten und Anlagen der Netzbenutzer sowie Ableitwiderstände und Kapazitäten von Leitungen werden im Rahmen des vereinfachten Verfahrens vernachlässigt.

Innerhalb einer Anlage des Netzbenutzers können durch zusätzliche Impedanzen (z.B. Transformator/en, Leitungen) höhere Netzurückwirkungen auftreten.

Für die Kurzschlussleistung in Drehstromnetzen gilt für einen betrachteten Netzpunkt die Beziehung:

$$S_k = \frac{U^2}{Z_k} \quad (3-1)$$

S_k	<i>Kurzschlussleistung</i>
U	<i>verkettete Spannung</i>
Z_k	<i>Kurzschlussimpedanz des Netzes</i>

Die Kurzschlussimpedanz wird im Wesentlichen von den Impedanzen der lokal vorhanden Leitungen und des Transformators bestimmt und wird zusätzlich von den Impedanzen der Netzelemente des übergeordneten Netzes beeinflusst.

3.2 Bestimmung der Impedanzen

3.2.1 Impedanz des übergeordneten Netzes

Die Impedanz des übergeordneten Netzes $Z_{\dot{U}N}$ wird aus der bekannten Kurzschlussleistung $S_{k \dot{U}N}$ ermittelt:

$$Z_{\dot{U}N} = \frac{U_{\dot{U}N}^2}{S_{k \dot{U}N}} \quad (3-2)$$

$Z_{\dot{U}N}$	Impedanz des übergeordneten Netzes
$U_{\dot{U}N}$	verkettete Spannung, mit der das übergeordnete Netz betrieben wird
$S_{k \dot{U}N}$	Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes ¹

Bei Hoch- und Höchstspannungsnetzen kann die ohmsche Komponente der Impedanz des übergeordneten Netzes vernachlässigt werden, da der Impedanzwinkel im Bereich von $75^\circ \dots 85^\circ$ liegt.

$$R_{\dot{U}N} \approx 0$$

$$X_{\dot{U}N} \approx Z_{\dot{U}N}$$

Anderenfalls können die Impedanzkomponenten aus dem Netzimpedanzwinkel bestimmt werden.

$$R_{\dot{U}N} = Z_{\dot{U}N} \cdot \cos(\psi_{\dot{U}N}) \quad (3-3)$$

$$X_{\dot{U}N} = Z_{\dot{U}N} \cdot \sin(\psi_{\dot{U}N}) \quad (3-4)$$

Bei vorgegebenem Verhältnis X/R berechnet sich der Netzimpedanzwinkel nach der folgenden Gleichung.

$$\psi_{\dot{U}N} = \arctan\left(\frac{X_{\dot{U}N}}{R_{\dot{U}N}}\right) \quad (3-5)$$

$R_{\dot{U}N}$	Resistanz (Wirkwiderstand) des übergeordneten Netzes
$X_{\dot{U}N}$	Reaktanz (Blindwiderstand) des übergeordneten Netzes
$\psi_{\dot{U}N}$	Netzimpedanzwinkel des übergeordneten Netzes

Anmerkung:

Der Netzimpedanzwinkel wird auch als Kurzschlussimpedanzwinkel bezeichnet.

¹ Die Kurzschlussleistung kann über den Netzbetreiber angefragt werden.

3.2.2 Transformatorimpedanz

Aus den bekannten Transformatorwerten lassen sich die Komponenten R_T und X_T bestimmen:

$$R_T = u_r \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (3-6)$$

$$X_T = u_x \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (3-7)$$

R_T	Resistanz des Transformators, bezogen auf die Unterspannungsseite
X_T	Reaktanz des Transformators, bezogen auf die Unterspannungsseite
U_{rT}	Bemessungsspannung der Unterspannungsseite des Transformators
S_{rT}	Bemessungsscheinleistung des Transformators
u_r	Wirkkomponente der relativen Kurzschlussspannung u_k
u_x	Blindkomponente der relativen Kurzschlussspannung u_k

Für u_r und u_x gilt:

$$u_r = \frac{P_k}{S_{rT}} \quad (3-8)$$

$$u_x = \sqrt{u_k^2 - u_r^2} \quad (3-9)$$

P_k	Kurzschlussverluste des Transformators
u_k	relative Kurzschlussspannung

3.2.3 Leitungsimpedanz

Sind die Werte für längenbezogene Resistanz und Reaktanz vom Hersteller bekannt, berechnen sich die Werte R_L und X_L nach:

$$R_L = R'_L \cdot \ell \quad (3-10)$$

$$X_L = X'_L \cdot \ell \quad (3-11)$$

R_L	Resistanz (Wirkwiderstand) der Leitung
R'_L	längenbezogene Resistanz der Leitung
X_L	Reaktanz (Blindwiderstand) der Leitung
X'_L	längenbezogene Reaktanz der Leitung
ℓ	einfache, tatsächliche Länge der Leitung

Die längenbezogene Resistanz berechnet sich aus den geometrischen Daten.

$$R'_L = \frac{\rho}{A} \quad (3-12)$$

R'_L	längenbezogene Resistanz der Leitung
ρ	spezifischer Leitungswiderstand bezogen auf 20 °C
	$\rho = 19 \Omega\text{mm}^2/\text{km}$ für Kupfer
	$\rho = 29 \Omega\text{mm}^2/\text{km}$ für Aluminium
A	wirksamer Leitungsquerschnitt

Alle vorgenannten Resistanzwerte gelten bei einer Temperatur von 20 °C. Der elektrische Widerstand des Leitermaterials steigt mit der Temperatur an. Diese Abhängigkeit kann bei den

Berechnungen für Aluminium- und Kupferleitern mit einem Temperaturkorrekturfaktor von 4% je 10 K berücksichtigt werden. Die Bestimmung der Leitungsimpedanzen erfolgt bei 70°C.

3.3 Kurzschlussimpedanz am betrachteten Netzknoten

Zur Berechnung der resultierenden Kurzschlussimpedanz Z_k am betrachteten Netzknoten müssen alle vorher ermittelten Teilimpedanzkomponenten auf die Spannung des betrachteten Netzknotens transformiert werden.

Die Transformation erfolgt durch Division der Teilimpedanzkomponenten durch das Quadrat der Übersetzungsverhältnisse aller Transformatoren, welche zwischen entsprechender Teilimpedanz und betrachtetem Netzknoten angeordnet sind.

Die transformierten Impedanzkomponenten eines Netzelementes m berechnen sich zu:

$$R_{mtr} = R_m \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{T1}^2} \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{T2}^2} \cdot \dots \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{Tn}^2} \quad (3-13)$$

$$X_{mtr} = X_m \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{T1}^2} \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{T2}^2} \cdot \dots \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{Tn}^2} \quad (3-14)$$

$$\ddot{u}_{Ti} = \frac{U_{rTiOS}}{U_{rTiUS}} \quad (3-15)$$

R_{mtr}	transformierte Resistanz des Netzelementes m
R_m	Resistenz des Netzelementes m
X_{mtr}	transformierte Reaktanz des Netzelementes m
X_m	Reaktanz des Netzelementes m
\ddot{u}_{Ti}	Übersetzungsverhältnis des Transformators i ($i = 1 \div n$)
U_{rTiOS}	Bemessungsspannung der Oberspannungsseite (OS) des Transformators i
U_{rTiUS}	Bemessungsspannung der Unterspannungsseite (US) des Transformators i
m	Netzelement:
	$\ddot{U}N$ übergeordnetes Netz
	T Transformator
	L Leitung

Anmerkung:

Die Impedanz des in das betrachtete lokale Netz speisenden Transformators sollte direkt aus seinem u_k -Wert für die Unterspannungsseite errechnet werden.

Für überschlägige Berechnungen oder bei kleinen Abweichungen der Spannungsübersetzungsverhältnisse der Transformatoren von denen der Netzebenen kann die Transformation durch Division der Teilimpedanzkomponenten des Netzelementes m durch das Quadrat des Übersetzungsverhältnisses seiner Spannungsebene U_m zur Spannung U am betrachteten Netzpunkt erfolgen. Damit ergeben sich die transformierten Impedanzkomponenten eines Netzelementes m vereinfacht zu:

$$R_{m\text{tr}} = R_m \left(\frac{U}{U_m} \right)^2 \quad (3-16)$$

$$X_{m\text{tr}} = X_m \left(\frac{U}{U_m} \right)^2 \quad (3-17)$$

$R_{m\text{tr}}$	<i>transformierte Resistanz des Netzelementes m</i>
R_m	<i>Resistenz des Netzelementes m</i>
$X_{m\text{tr}}$	<i>transformierte Reaktanz des Netzelementes m</i>
X_m	<i>Reaktanz des Netzelementes m</i>
U_m	<i>verkettete vereinbarte Versorgungsspannung des Netzelementes m</i>
U	<i>verkettete vereinbarte Versorgungsspannung bzw. Netznominalspannung am betrachteten Netzpunkt</i>
m	<i>Netzelement:</i>
	$\ddot{U}N$ <i>übergeordnetes Netz</i>
	T <i>Transformator</i>
	L <i>Leitung</i>

Zur Berechnung der resultierenden Kurzschlussimpedanz Z_k sind die transformierten Teilimpedanzen $m = 1 \dots M$ entsprechend zusammenzufassen.

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad (3-18)$$

$$\psi_k = \arctan \frac{X_k}{R_k} \quad (3-19)$$

$$\begin{aligned} Z_k &= R_k + jX_k \\ &= Z_k \cdot e^{j\psi_k} \\ &= Z_k \cdot \cos \psi_k + jZ_k \cdot \sin \psi_k \end{aligned} \quad (3-20)$$

R_k	<i>resultierende Netzresistenz</i>
X_k	<i>resultierende Netzreaktanz</i>
Z_k	<i>resultierende Netzimpedanz</i>
ψ_k	<i>resultierender Netzimpedanzwinkel</i>

Liegt der betrachtete Netzpunkt im Niederspannungsnetz, genügt es in der Praxis oft, die Impedanzen aller dem MS/NS-Transformator übergeordneten Netzelemente zusammenzufassen und überschlägig mit dem Spannungsebenen-Übersetzungsverhältnis entsprechend (3-16) bzw. (3-17) sowie einer Leitertemperatur von 70°C zu rechnen.

In NS-Netzen kann die Kurzschlussleistung vereinfacht aus der Bemessungsleistung und der Kurzschlussspannung des MS/NS-Transformators sowie der Impedanz der Leitung bis zum betrachteten Netzpunkt nach dem Nomogramm im Anhang A bestimmt werden.

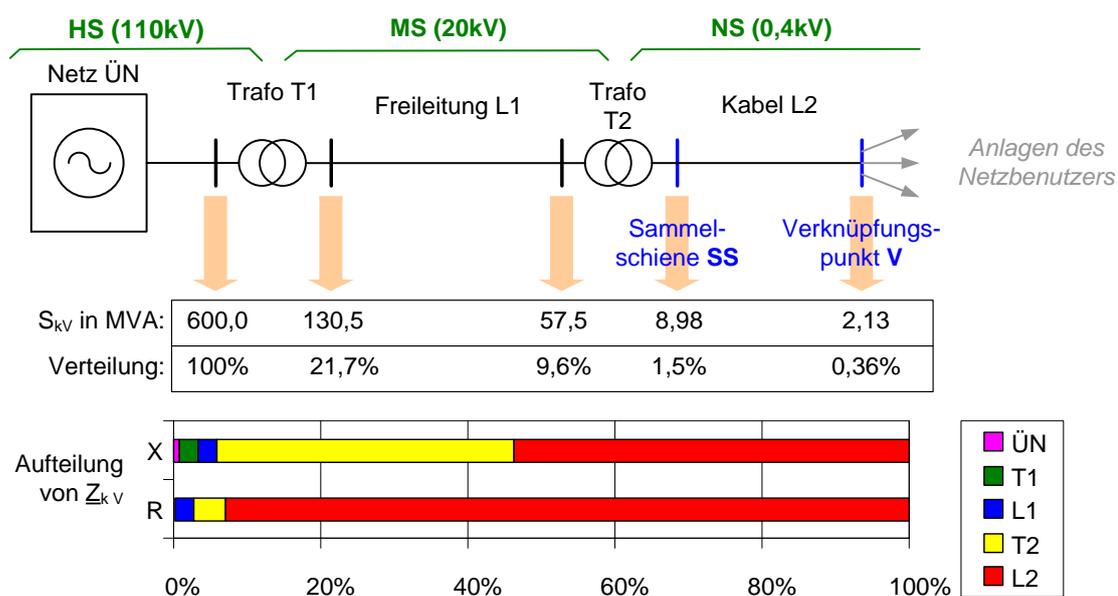


Abb. 3-1: Grössenordnung der Kurzschlussleistungen und Anteile der einzelnen Netzelemente

In Abb. 3-1 sind die Beiträge der Impedanzen der Netzelemente aus Sicht eines Netzpunktes im Niederspannungsnetz (Anschlusspunkt der Anlage des Netzbenutzers) dargestellt. Es wird deutlich, dass an der Unterspannungsseite des MS/NS-Transformators die Kurzschlussimpedanz im Wesentlichen durch die Kurzschlussimpedanz u_k des Transformators bestimmt wird. Der Anteil der Transformatorimpedanz an der gesamten Kurzschlussimpedanz kann bis 95 % betragen und die Impedanz ist induktiv. Liegt der betrachtete Netzpunkt in einer Entfernung von 200 m oder mehr von der Transformatorstation, wird die Kurzschlussimpedanz vor allem durch die Impedanz der Niederspannungsleitung bestimmt. Der Anteil der Leitungsimpedanz an der gesamten Kurzschlussimpedanz kann bei diesen Leitungslängen über 80 % betragen. Aufgrund des hohen Widerstandsanteils weist die Kurzschlussimpedanz dann einen relativ kleinen Winkel auf.

In mehreren europäischen Ländern wurde die Kurzschlussimpedanz am Verknüpfungspunkt durch Messung ermittelt und statistisch ausgewertet. Aus den 90%-Quantilen der Messergebnisse in den einzelnen Ländern wurde eine Referenzimpedanz gebildet und in IEC 60725 festgelegt:

$$R_A = 0,24 \, \Omega \quad X_A = 0,15 \, \Omega \quad (\text{für Außenleiter})$$

$$R_N = 0,16 \, \Omega \quad X_N = 0,10 \, \Omega \quad (\text{für Neutralleiter})$$

Die Kurzschlussleistung unter Referenzbedingungen beträgt 565 kVA; der Kurzschlussimpedanzwinkel/Netzimpedanzwinkel 32° . In öffentlichen Niederspannungsnetzen ist demnach die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt im Allgemeinen größer als 565 kVA.

4. Spannungsänderungen und Flicker

In diesem Kapitel wird für Bezugs-, Erzeugungs- und Speichieranlagen stellvertretend der Begriff Last verwendet. Die Spannungsänderung kann zu einer höheren oder niedrigeren Spannung führen.

4.1 Spannungsänderungen

Jede Zustandsänderung im Netz (Laständerung, Schaltvorgang) ist mit einem Ausgleichsvorgang verknüpft. Sie führt zu einer Strom- und Spannungsänderung. Je nach Art und Zeit des Verlaufs der Spannungsänderung wird in langsame, schnelle und (hochfrequent) schwingende unterschieden. Die meist Überspannungen verursachende Ausgleichsschwingung wird in die Bewertung und Beurteilung nicht mit einbezogen.

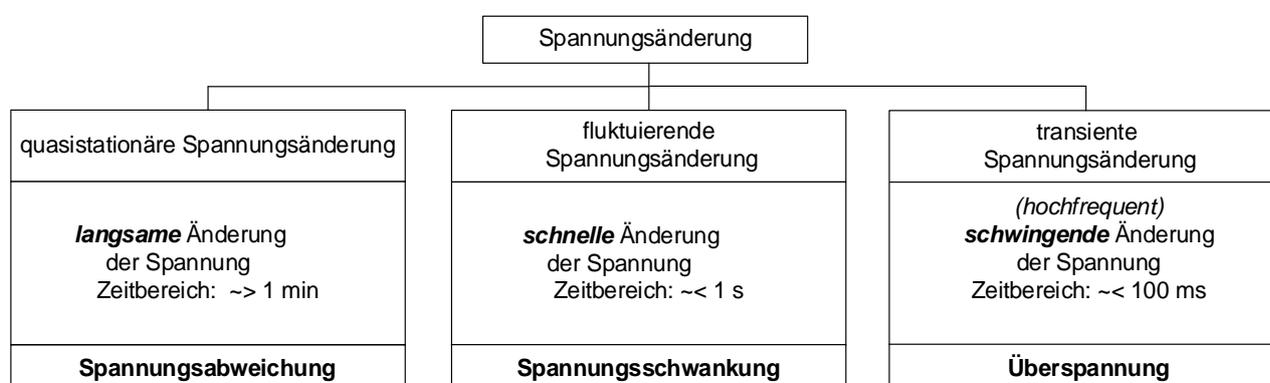


Abb. 4-1: Klassifizierung von Spannungsänderungen

Jede Laständerung bewirkt eine Stromänderung in der Netzeinspeisung und in der Folge eine Spannungsänderung ΔU .

Spannungsänderungen können u.a. verursacht werden durch

- Zuschalten von größeren Lasten, z.B. Motoren, Transformatoren, Kondensatoren
- Motoren größerer Leistung in Lastwechselbetrieb
- Gesteuerte Lasten (Schwingungspaketsteuerung, Thermostatsteuerung usw.)
- Schweißmaschinen
- Variable Einspeiser (z.B. Windenergieanlagen)
- Elektroöfen
- Regelbare Transformatoren

Spannungsänderungen müssen begrenzt werden, damit nicht Geräte gestört werden oder störender Flicker auftritt.

Langsame Spannungsänderungen werden durch den Betriebsstrom einer Anlage hervorgerufen. Die Gesamtheit aller langsamen Spannungsänderungen in einem Netz bildet ein Spannungsprofil. Es sind 10-min-Mittelwerte der Spannungseffektivwerte zu verwenden [EN 61000-4-30].

Die auf die Nennspannung U_n bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung U_c bzw. auf die Spannung U_V am Verknüpfungspunkt bzw. auf die Spannung U_{AP} am Anschlusspunkt bezogene Spannungsänderung wird als „relative Spannungsänderung“ bezeichnet. Die relative langsame

Spannungsänderung zwischen zwei 10-min-Mittelwerten wird mit den Gleichungen (4-1) bis (4-16) und zusätzlich im NS-Netz mit Gleichung (4-17) berechnet. Bei Belastung mit der Bemessungsleistung bzw. der Anschlussleistung der Anlage des Netzbenutzers ist für die von ihr verursachte relative langsame Spannungsänderung in den Gleichungen (4-1) bis (4-16) und zusätzlich im NS-Netz in der Gleichung (4-17) ΔS_A durch S_A zu ersetzen. Der Winkel φ der Laständerung (Scheinleistungsänderung) entspricht dem Phasenwinkel φ_n bei Nennbetrieb.

In der Betriebspraxis wird auch mit der relativen Abweichung von einer festen Spannung (z.B. Nennspannung) Δu gerechnet (Spannungsabweichung).

Die **schnelle Spannungsänderung** ΔU ist als Differenz der Effektivwerte aufeinander folgender Halbperioden zu messen. Die relative Spannungsänderung d bezieht sich auf die Versorgungsspannung U vor Eintritt des Ereignisses. Der Spannungsänderungsverlauf ergibt sich aus der Folge der einzelnen Effektivwerte der Halbperioden der Versorgungsspannung.

Das Zeitintervall zwischen dem Ende eines Spannungsänderungsverlaufs und dem Beginn des nächsten Spannungsänderungsverlaufs, in dem die Versorgungsspannung unter Beachtung eines Toleranzbandes konstant ist, muss mindestens 1 Sekunde betragen. Zur Festlegung des Toleranzbandes vergleiche [EN 61000-4-15, EN 61000-4-30].

Aus der Spannungsschwankung als einer Abfolge von Spannungsänderungen/Spannungsänderungsverläufen oder einer periodischen Änderung der Einhüllenden der Spannungskurve, wird die größte Spannungsänderung ΔU_{\max} bestimmt. Sie wird aus der Differenz zwischen dem höchsten und kleinsten Wert des Effektivwertes der Spannung innerhalb eines Spannungsänderungsverlaufs bestimmt.

Die relative schnelle Spannungsänderung d wird für symmetrische und unsymmetrische Laständerung (Scheinleistungsänderung) mit den Gleichungen (4-1) bis (4-16) und zusätzlich im NS-Netz mit Gleichung (4-17) berechnet. Der Winkel φ der Laständerung (Scheinleistungsänderung) entspricht dem flickerrelevanten Phasenwinkel φ_f .

Die relative Spannungsänderung kann mit Hilfe der komplexen Rechnung ermittelt werden. Es ergeben sich einfache Gleichungen, wenn nur der Längsspannungsabfall berücksichtigt wird. Der daraus resultierende Fehler kann im Allgemeinen für die Berechnung von Spannungsänderungen vernachlässigt werden. Im Folgenden werden nur die „Näherungsgleichungen“ angegeben. Sie gelten für die langsamen und schnellen Spannungsänderungen.

Im Rahmen dieser Richtlinie werden Spannungsänderungen, die zu einer Verringerung der Spannung führen mit einem positiven Vorzeichen versehen.

Die nachfolgenden Gleichungen bestimmen die Spannungsänderungen am Anschlusspunkt AP. Sofern der Verknüpfungspunkt V vom Anschlusspunkt abweicht, sind die Spannungsänderungen gemäß Kapitel 4.3 auf den Verknüpfungspunkt umzurechnen (Aufwärtstransfer).

4.1.1 Symmetrische Laständerung

Im Fall symmetrischer Laständerung erfahren alle Spannungen des Drehstromsystems dieselbe relative Spannungsänderung.

Betragsmäßige Spannungsänderung:

$$\begin{aligned}\Delta U_{AP} &\approx \Delta U_{\text{Längs AP}} \\ &= \Delta I (R_{kAP} \cdot \cos \varphi \mp X_{kAP} \cdot \sin \varphi) \\ &= \frac{\Delta P_A}{U_{AP}} \cdot R_{kAP} \mp \frac{\Delta Q_A}{U_{AP}} \cdot X_{kAP}\end{aligned}\quad (4-1)$$

Relative Spannungsänderung:

$$d_{AP} = \frac{\Delta U_{AP}}{U_{AP}} \approx \frac{\Delta P_A}{U_{AP}^2} \cdot R_{kAP} \mp \frac{\Delta Q_A}{U_{AP}^2} \cdot X_{kAP}\quad (4-2)$$

neg. Vorzeichen: untererregter Generatorbetrieb, ohmsch-kapazitive Last

pos. Vorzeichen: übererregter Generatorbetrieb, ohmsch-induktive Last

In anderer Schreibweise:

$$d_{AP} = \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cdot \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi)\quad (4-3)$$

$$\psi_{kAP} = \arctan\left(\frac{X_{kAP}}{R_{kAP}}\right)\quad (4-4)$$

pos. Vorzeichen: untererregter Generatorbetrieb, ohmsch-kapazitive Last

neg. Vorzeichen: übererregter Generatorbetrieb, ohmsch-induktive Last

φ	Winkel der Laständerung
d_{AP}	relative Spannungsänderung
ΔU_{AP}	Spannungsänderung
U_{AP}	verkettete Spannung
ΔS_A	Laständerung (Scheinleistungsänderung)
S_{kAP}	Kurzschlussleistung
ψ_{kAP}	Netzimpedanzwinkel
ΔP_A	Wirkleistungsänderung
ΔQ_A	Blindleistungsänderung
X_{kAP}	Netzreaktanz
R_{kAP}	Netzresistanz

Anmerkung:

Der Ausdruck „ $\cos(\psi_{kAP} \pm \varphi)$ “ wird in den nachfolgenden Erläuterungen verkürzt als „cos-Ausdruck“ bezeichnet. Bei unbekanntem Winkel der Laständerung bzw. bei nicht definiertem Lastwinkel ist der „cos-Ausdruck“ gleich 1 zu setzen.

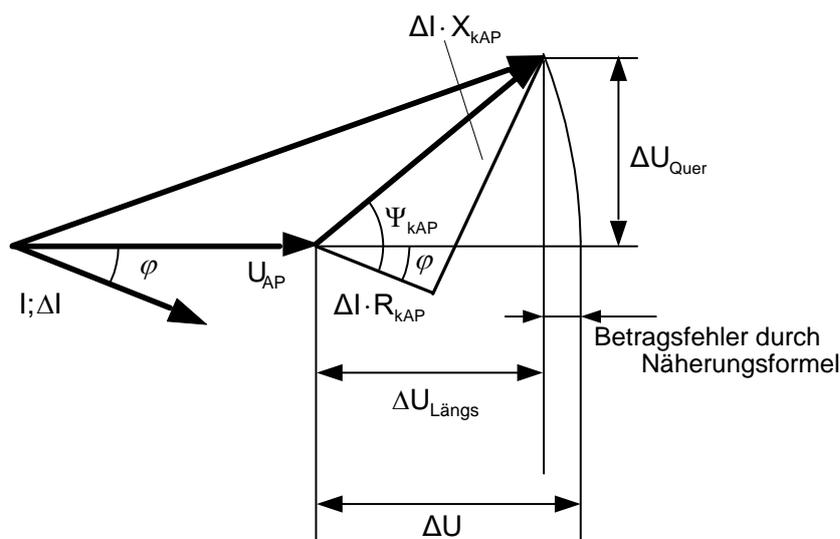


Abb. 4-2: Zeigerdiagramm der Längs- und Querspannungsänderung aufgrund einer symmetrischen Laständerung

4.1.2 Unsymmetrische Laständerung

Zu unterscheiden ist der Anschluss zwischen zwei Außenleitern und zusätzlich in der Niederspannung der Anschluss zwischen Außenleiter und Neutraleiter. Die nachstehenden Gleichungen gelten ggf. auch für Drehstromlasten im Teillastbetrieb. Die größte relative Spannungsänderung d_{\max} ist abhängig von der Art der Lastanschaltung, z.B. symmetrisch dreiphasig, zweiphasig oder einphasig.

4.1.2.1 Last zwischen Außenleiter und Außenleiter

Die folgenden Gleichungen gelten für eine zwischen L1 und L2 angeschlossene Last. Ist die Last zwischen zwei anderen Außenleitern angeschlossen, dann sind die Indizes zyklisch zu vertauschen.

Relative Spannungsänderungen zwischen Außenleiter und Außenleiter:

$$d_{L1-L2 AP} = 2 \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi) \quad (4-5)$$

$$d_{L2-L3 AP} = \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi - 60^\circ) \quad (4-6)$$

$$d_{L3-L1 AP} = \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi + 60^\circ) \quad (4-7)$$

Relative Spannungsänderungen zwischen Außenleiter und Neutralleiter:

$$d_{L1-N_{AP}} = \sqrt{3} \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi + 30^\circ) \quad (4-8)$$

$$d_{L2-N_{AP}} = \sqrt{3} \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi - 30^\circ) \quad (4-9)$$

$$d_{L3-N_{AP}} = 0 \quad (4-10)$$

pos. Vorzeichen: untererregter Generatorbetrieb, ohmsch-kapazitive Last

neg. Vorzeichen: übererregter Generatorbetrieb, ohmsch-induktive Last

φ Winkel der Laständerung

d_{AP} relative Spannungsänderung

ΔS_A Laständerung (Scheinleistungsänderung)

S_{kAP} Kurzschlussleistung

ψ_{kAP} Netzimpedanzwinkel

Bei Verwendung von Drehstromtransformatoren gelten die Formeln (4-8) bis (4-10) für die unterspannungsseitige Spannungsänderung und die Formeln (4-11) bis (4-16) für die overspannungsseitige Spannungsänderung bei unterspannungsseitigem Lastanschluss.

Stern-Stern-Schaltung mit der Kennzahl 0 (Yy0):

$$d_{L1-L2_{AP}} = 2 \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi) \quad (4-11)$$

$$d_{L2-L3_{AP}} = \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi - 60^\circ) \quad (4-12)$$

$$d_{L3-L1_{AP}} = \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi + 60^\circ) \quad (4-13)$$

Dreieck-Stern- oder Stern-Zickzack-Schaltung mit der Kennzahl 5 oder 11 (z.B. Dy5 oder Yz5):

$$d_{L1-L2_{AP}} = \sqrt{3} \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi + 30^\circ) \quad (4-14)$$

$$d_{L2-L3_{AP}} = \sqrt{3} \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi - 30^\circ) \quad (4-15)$$

$$d_{L3-L1_{AP}} = 0 \quad (4-16)$$

pos. Vorzeichen: untererregter Generatorbetrieb, ohmsch-kapazitive Last

neg. Vorzeichen: übererregter Generatorbetrieb, ohmsch-induktive Last

φ Winkel der Laständerung

d_{AP} relative Spannungsänderung

ΔS_A Laständerung (Scheinleistungsänderung)

S_{kAP} Kurzschlussleistung

ψ_{kAP} Netzimpedanzwinkel

Die nach obigen Formeln berechneten Spannungsänderungen sind ggf. nach Gleichung (4-38) auf den Verknüpfungspunkt umzurechnen.

4.1.2.2 Last zwischen Außenleiter und Neutraleiter (NS)

$$d_{AP} = 3(1 + \alpha) \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi) \quad (4-17)$$

pos. Vorzeichen: untererregter Generatorbetrieb, ohmsch-kapazitive Last

neg. Vorzeichen: übererregter Generatorbetrieb, ohmsch-induktive Last

φ Winkel der Laständerung

d_{AP} relative Spannungsänderung

ΔS_A Laständerung (Scheinleistungsänderung)

S_{kAP} Kurzschlussleistung

ψ_{kAP} Netzimpedanzwinkel

α Verhältnis $Z_{\text{Neutraleiter}} / Z_{\text{Außenleiter}}$

Anmerkung:

Die Annahme ($Z_{\text{Außenleiter}} = Z_{\text{Neutraleiter}}$) gilt, wenn die Querschnitte von Außenleitern und Neutraleiter gleich groß sind und der Einfluss der Erdung des Neutraleiters auf die Impedanz des Neutraleiters gering ist.

Für die Bezugsimpedanz nach IEC 60725 gilt $\alpha = 0,6$.

Bei unbekanntem Lastwinkel ist der Cosinus-Ausdruck gleich 1 zu setzen.

Auch Wirk- und/oder Blindleistungseinspeisung ergeben eine Spannungsänderung im Netz.

Manche Antriebssysteme (z.B. bei Lift- und Seilbahnanlagen, CNC-Maschinen, Kränen) speisen im Bremsbetrieb generatorisch ins Netz und sind daher ebenso für die Betrachtung der Spannungsänderung im Netz zu berücksichtigen. Es empfiehlt sich, eine entsprechende Erklärung des Netzbenutzers einzuholen.

4.1.3 Ermittlung der Laständerung in speziellen Fällen

4.1.3.1 Asynchronmaschinen

Die relative schnelle Spannungsänderung von Asynchronmaschinen wird mit Gleichung (4-18) berechnet. Es sind die für den betrachteten Lastzustand relevanten Größen einzusetzen. Das bedeutet für den Anlaufvorgang die Anlaufscheinleistung und den Phasenwinkel im Anlauf; für Laständerungen im Betrieb sind die betriebsbedingte Laständerung und der Phasenwinkel im Nennpunkt einzusetzen. Die relevanten Daten können vom Hersteller erfragt werden.

$$\Delta S_A = \sqrt{3} \cdot I_a \cdot U_r = \sqrt{3} \cdot k_i \cdot I_r \cdot U_r \quad (4-18)$$

$\cos\varphi_a = 0,2$ bis $0,6$ bzw. $\varphi_a = 50^\circ$ bis 80°

I_a Anlaufspitzenstrom

I_r Bemessungsstrom des Motors

U_r Bemessungsspannung des Motors

ΔS_A flickerrelevante Laständerung (Scheinleistungsänderung)

φ_a flickerrelevanter Phasenwinkel im Anlauf

k_i Anlaufstromverhältnis, auch Schaltstromfaktor

Tab. 4-1: Schaltstromfaktor

	$k_i = I_a / I_r$
Motor Direktanlauf	5 ... 9
Motor Stern-Dreieck	~ 3
Motor Verstärkter Stern-Dreieck Anlauf (Kranschaltung)	~ 4
Motor Sanftanlauf	3,5 ... 4,5
Motor Frequenzumrichter	1,2 ... 1,5
Generator Einschaltung bei 95% – 105% der Nenndrehzahl	3 ... 5

Bei Stern-Dreieck-Anlauf ist auch die Laständerung ΔS_A bei der Umschaltung auf Dreieck zu berücksichtigen. Beim Anlauf mit Anlaufhilfen ist der tatsächliche, reduzierte Anlaufstrom einzusetzen.

Bei Zuschaltung einer Asynchronmaschine ohne Anlaufhilfe und stillstehendem Läufer entspricht der Anlaufstrom dem Anzugsstrom. Zur Verringerung der Scheinleistungsänderung ΔS_A sind allenfalls entsprechend der Maschinenleistung mögliche Anlaufhilfen vorzusehen.

Der flickerrelevante Phasenwinkel im Anlauf kann aus dem Motor-Ersatzschaltbild berechnet oder vom Hersteller erfragt werden.

4.1.3.2 Schweißmaschinen

Maßgebend für die Flickerbeurteilung von Widerstandsschweißmaschinen (Widerstandspunkt-, -buckel-, -stumpf- und -nahtschweißen) sind die Scheinleistungsänderung ΔS_A während der Höchstschweißleistung und die Wiederholrate r (Häufigkeit der Schweißpulse je Minute) sowie das Schweißstrompuls muster. Die Höchstschweißleistung sowie der Verschiebungsfaktor der Höchstschweißleistung sind beim Hersteller zu erfragen; ggf. sind Prüfungen erforderlich. Die Bemessungsleistung liegt meist erheblich unter der Höchstschweißleistung.

Der Schweißstrom von Lichtbogenschweißgeräten zeigt meistens rechteckförmige Impulse und hängt vom Schweißvorgang und den Elektrodenparametern ab. Die maximale Scheinleistungsänderung $\Delta S_{A \max}$ lässt sich durch Prüfung feststellen.

4.2 Flicker

Flicker ist ein subjektiver Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch einen Lichtreiz, mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichte oder der spektralen Verteilung.

Leuchtdichteänderungen werden hervorgerufen durch:

- Spannungsschwankungen
- Zwischenharmonische
- Phasensprünge

Die grundlegenden Versuche für die Entwicklung eines Beurteilungsverfahrens wurden mit periodischen Spannungsschwankungen an der 220 V/60 W-Glühlampe durchgeführt. Die Darstellung einer amplitudenmodulierten Zeitfunktion im Frequenzbereich führt zu Zwischenharmonischen. Zwischenharmonische in der Spannung im Frequenzbereich bis 100 Hz führen damit zu Leuchtdichteänderungen d.h. zu Flicker. Moderne Lampen (LED-Lampen, Energiesparlampen, Leuchtstofflampen, gedimmte Glühlampen, ...) weisen eine nichtlineare U-I-

Kennlinie auf. Bedingt durch die nichtlineare U-I-Kennlinie treten zu vorhandenen Zwischenharmonischen und Harmonische zusätzliche flickerkritische Seitenbandfrequenzen auf. Moderne Lampenarten sind daher auch gegen Zwischenharmonische oberhalb 100 Hz empfindlich.

4.2.1 Bestimmung der Flickerstärke

Die Flickerstärke ist die Messgröße für den Flicker, welche die Intensität der Flickerstörwirkung, festgelegt und mit dem Flickermeter [EN 61000-4-15] gemessen wird.

Es wird zwischen Kurzzeit-Flickerstärke P_{st} , gemessen über eine Zeit von 10 Minuten, und Langzeit-Flickerstärke P_{lt} , gemessen über eine Zeit von 2 Stunden, unterschieden. Bei einer Flickerstärke von $P_{st} \geq 1$ werden die durch Spannungsschwankungen, Zwischenharmonische und Phasensprünge verursachten Leuchtdichteschwankungen bei 50 % der Versuchspersonen als störend wahrgenommen.

Das Flickermeter beruht auf einer Nachbildung der Lampencharakteristik einer 60-W-Normglühlampe, der Augenempfindlichkeit und der Gehirnreaktion. Das Flicker-Störbewertungsverfahren bleibt trotz Veränderungen bei der Art und Nutzung von Beleuchtungseinrichtungen unverändert. Das Schutzziel „Begrenzung der Leuchtdichteänderungen“ infolge unterschiedlicher Störgrößen (Spannungsschwankungen, Zwischenharmonische, Phasensprünge) auf die Pegel, die in einer 230 V/60 W-Glühlampe erzeugt werden, wird erreicht, wenn beliebige Beleuchtungseinrichtungen bei beliebigen Störgrößen keine höheren Leuchtdichteänderungen erzeugen, als die Referenzglühlampe.

Mit dem Ziel, eine Koordination der Emission auf der sicheren Seite durchführen zu können, legen die Netzbetreiber Planungspegel für die einzelnen Netzebenen fest. Die Festlegung der Planungspegel erfolgt u.a. in Abhängigkeit von der Netzstruktur und der Art der Lasten im Netz.

Die Höhe der Flickerstärke (99 %-Werte) im gesamten Netz sollte die Planungspegel nicht überschreiten. Die Emissionsgrenzwerte werden auf Basis der Planungspegel unter Berücksichtigung üblicher Transferkoeffizienten ermittelt.

Zur Bestimmung der Flickerstärke können unterschiedliche Methoden angewandt werden:

- Messung mit einem Flickermeter
- Bestimmung mittels der Referenzkurve
- Simulationsverfahren
- Analytisches Verfahren
- Virtuelles Verlegen des Anschlusspunktes einer Referenzanlage

4.2.1.1 Bestimmung der Flickerstärke von Spannungsschwankungen

Die Bestimmung der Flickerstärke erfolgt nach den im Abschnitt 4.2.1 aufgeführten Methoden. Im Planungsstadium können nur rechnerische Verfahren angewendet werden. In diesem Kapitel werden die Rechenmethoden dargestellt. Die Formeln gelten für jeden beliebigen Netzpunkt. Bei der Anschlussbeurteilung der Anlage eines Netzbenutzers ist zwischen Anschlusspunkt AP und Verknüpfungspunkt V zu unterscheiden.

Bestimmung mittels der Referenzkurve

Bei regelmäßig wiederkehrenden rechteckförmigen Spannungsänderungen kann mit Hilfe der Flickergrenzkurve für $P_{st\ ref} = 1$ nach Abb. 4-3 und Abb. 4-4 (Referenzkurve) [2] die Flickerstärke eines Einzelgerätes des Netzbenutzers wie folgt ermittelt werden:

Kurzzeitflickerstärke bei einer bestimmten Wiederholrate r :

$$P_{st\ i} = \frac{d_i}{d_{ref}} P_{st\ ref} \quad (4-19)$$

Langzeitflickerstärke:

$$P_{lt\ i} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{st\ i\ n}^3}{12}} \quad (4-20)$$

- d_i relative Spannungsänderung
- d_{ref} relative Spannungsänderung gemäß Flickergrenzkurve ($P_{st\ ref} = 1$)
- $P_{st\ i}$ Kurzzeitflickerstärke
- $P_{st\ ref}$ Grenzwert der Flickerstärke
- $P_{lt\ i}$ Langzeitflickerstärke ($P_{lt\ ref} = 0,65$)
- i Laufindex für Einzelgeräte bzw. Anlagen des Netzbenutzers
- n Laufindex der 10-Minuten-Werte innerhalb des 2-Stunden-Intervalls

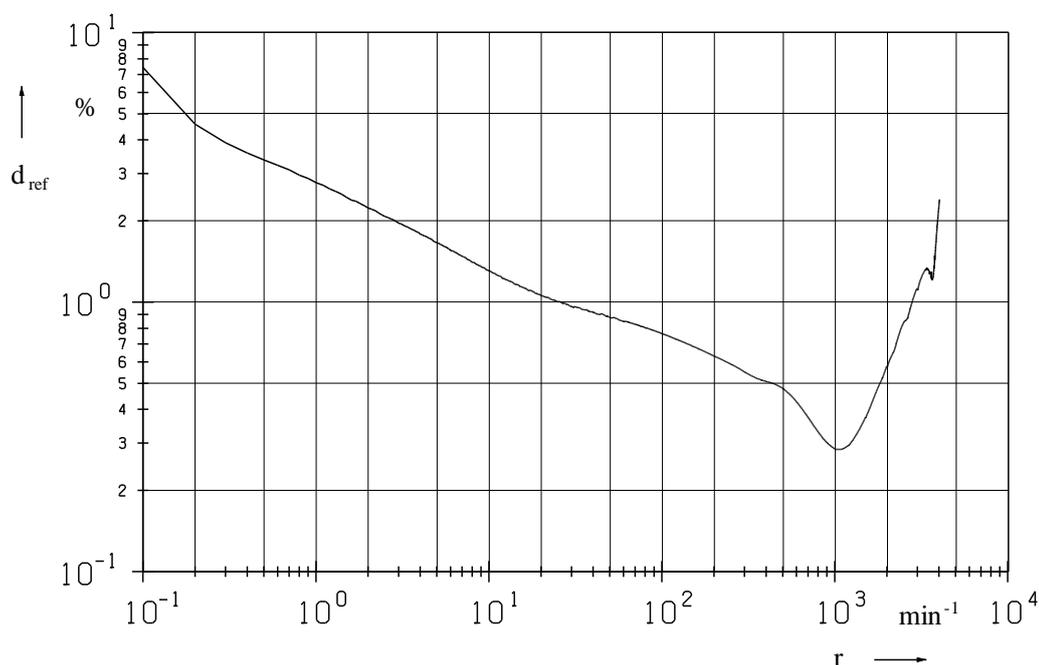


Abb. 4-3: Referenzkurve für $P_{st} = 1$ im Bereich bis $f_F = 33$ Hz ($r = 4000 \text{ min}^{-1}$) für rechteckförmige Spannungsschwankungen [2]

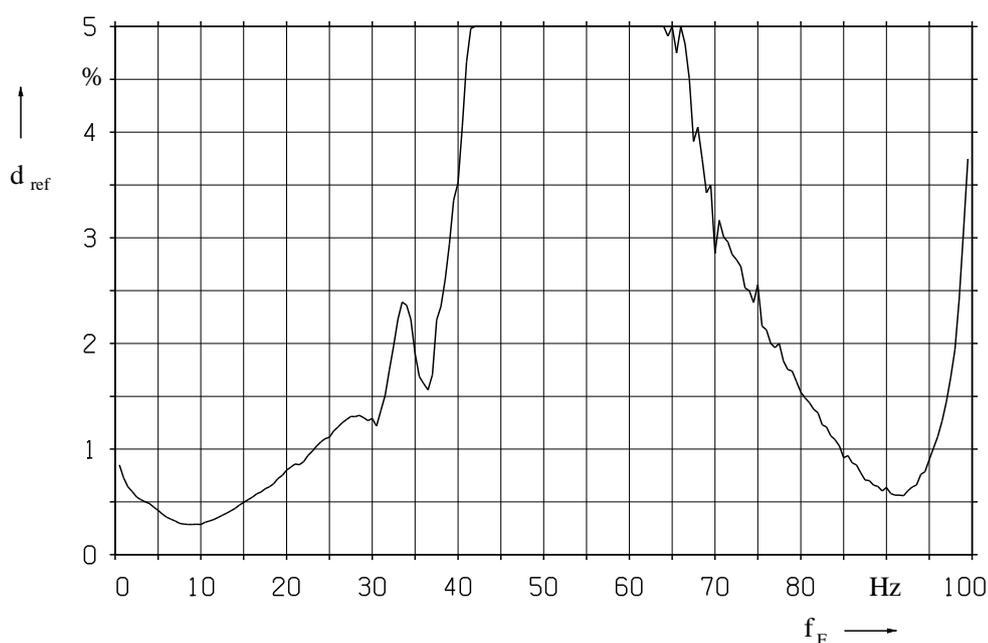


Abb. 4-4: Referenzkurve für $P_{st} = 1$ im Bereich bis $f_F = 100$ Hz ($r = 12000 \text{ min}^{-1}$) für rechteckförmige Spannungsschwankungen [2]

Die Umrechnung der Wiederholrate r/min^{-1} in die Flickerfrequenz f_F/Hz erfolgt nach:

$$f_F/\text{Hz} = \frac{r/\text{min}^{-1}}{120} \quad (4-21)$$

Analytisches Verfahren

Näherungsweise kann die Flickerstärke für bestimmte Kurvenformen des Spannungsänderungsverlaufes mit Hilfe des analytischen Verfahrens berechnet werden. Die Gleichung zur Berechnung der Flickerstärke lautet:

$$P_{st} = 0,365 \cdot F \cdot R \cdot |d/\%| \cdot \sqrt[3,2]{r/\text{min}^{-1}} \quad (4-22)$$

d	relative Spannungsänderung in %
F	Formfaktor (Abb. 4-6)
R	Korrekturfaktor, Frequenzfaktor (Abb. 4-5)
r	Wiederholrate in min^{-1}
P_{st}	Flickerstärke

Alternativ kann die Flickerstärke mit Hilfe der Flickernachwirkungszeit nach folgender zugeschnittener Größengleichung bestimmt werden [2].

$$t_f/\text{s} = 2,4 \cdot |R \cdot F \cdot d/\%|^{3,2} \quad (4-23)$$

t_f	Flickernachwirkungszeit in s
d	relative Spannungsänderung in %
F	Formfaktor (Abb. 4-6)
R	Korrekturfaktor, Frequenzfaktor (Abb. 4-5)

Anmerkung:

Abweichend von anderen Normen und Regelwerken wird der Vorfaktor 2,4 verwendet. Dadurch wird eine höhere Genauigkeit erreicht.

Die resultierende Flickerstärke, bezogen auf die jeweils maßgebende Beobachtungsdauer T_p , berechnet sich aus der Flickernachwirkungszeit t_f .

$$P_{st} = \left(\frac{t_f}{T_p} \right)^{1/3,2} = \left(\frac{t_f}{T_p} \right)^{0,31} \quad (4-24)$$

t_f Flickernachwirkungszeit in s
 T_p Beobachtungsdauer in s
 P_{st} Flickerstärke

Anmerkung:

Die Flickernachwirkungszeit (in älteren Normen auch als Wartezeit bezeichnet) bringt das physiologische Wahrnehmen und wieder Vergessen zum Ausdruck.

Die resultierende Flickerstärke mehrerer, voneinander unabhängiger Spannungsänderungsverläufe ergibt sich entsprechend:

$$P_{stg} = \left(\sum_i P_{sti}^\alpha \right)^{1/\alpha} = \left(\sum_i \left(\frac{t_{fi}}{T_p} \right)^{\alpha/3,2} \right)^{1/\alpha} \quad (4-25)$$

P_{stg} resultierende Flickerstärke
 P_{sti} Flickerstärke des Spannungsänderungsverlaufes i
 t_{fi} Flickernachwirkungszeit des Spannungsänderungsverlaufes i
 T_p Beobachtungsdauer
 α Summationsexponent
 i Laufindex für Spannungsänderungsverläufe

Mit Hilfe des Formfaktors F (vgl. Abb. 4-6) werden spezielle Formen (Doppelsprünge, Rampen, rechteck- und dreieckförmige Spannungsänderungen, Motoranläufe) von Spannungsänderungsverläufen in flickeräquivalente Spannungssprünge umgerechnet [1].

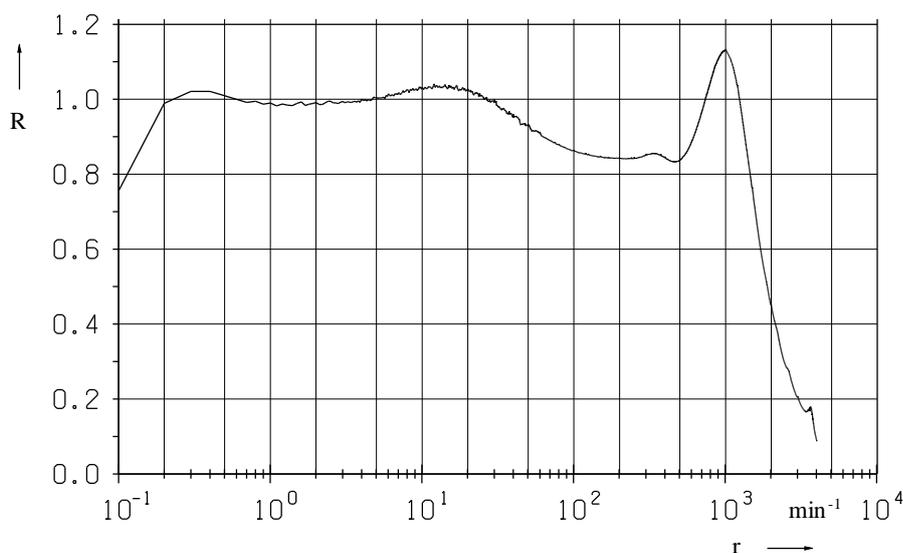


Abb. 4-5: Korrekturfaktor, Frequenzfaktor im Bereich bis $f_F = 33$ Hz ($r = 4000 \text{ min}^{-1}$) [1]

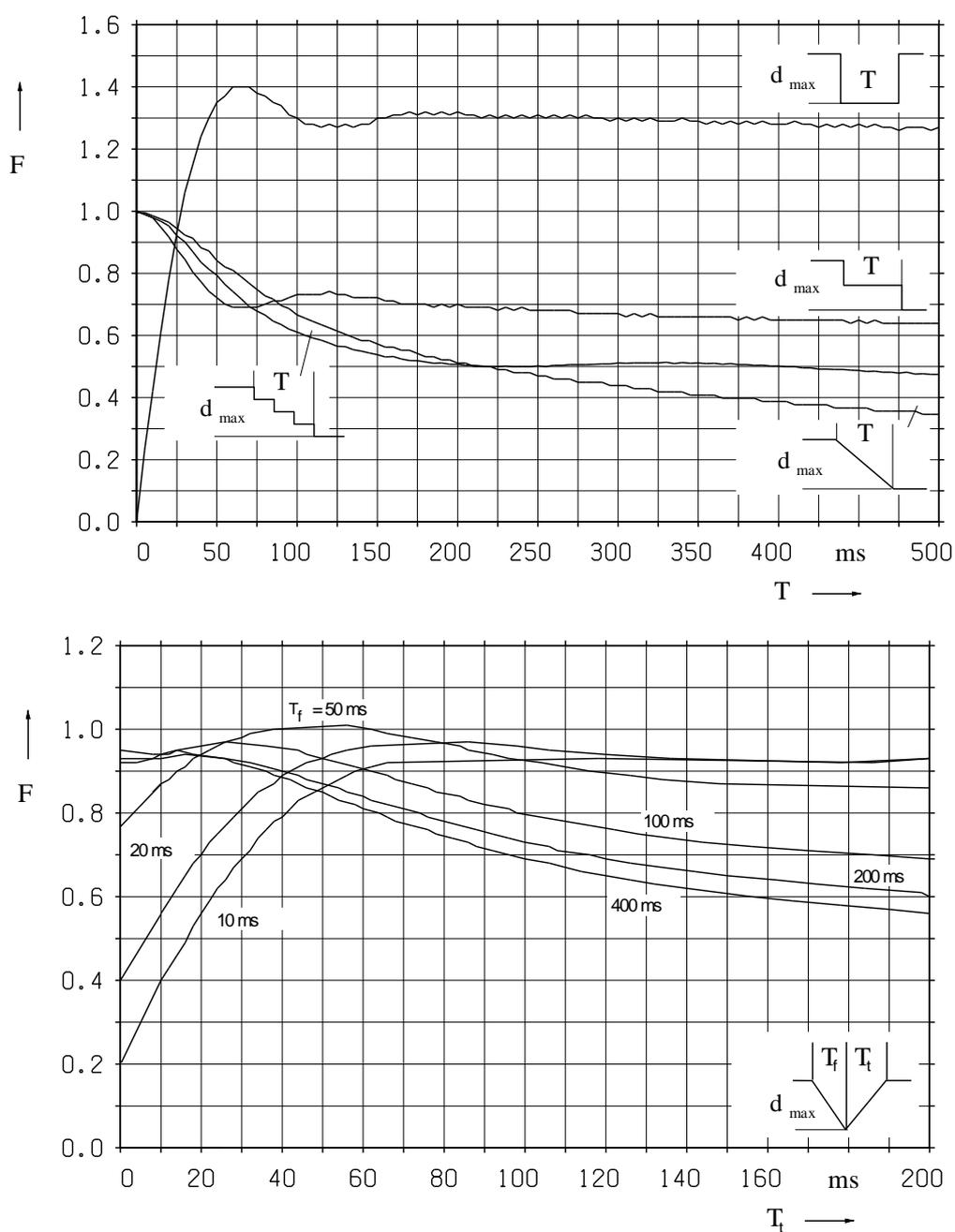


Abb. 4-6: Formfaktorkurven für treppen-, rampen- und sprungförmige Spannungsänderungen [1]

Anmerkung:

Flicker-Formfaktoren können für komplexe Spannungsänderungsverläufe durch Messung ermittelt werden (vgl. Flickerstepfaktor k_f für Windenergieanlagen, welcher im Prüfbericht angegeben wird).

4.2.1.2 Bestimmung der Flickerstärke von Zwischenharmonischen

Für eine sinusförmig modulierte Zeitfunktion

$$u(t) = \hat{u} \cdot \sin(\omega_N t) \left(1 + \frac{d}{2} \sin(\omega_F t) \right) \quad (4-26)$$

erhält man nach Ausmultiplizieren mit

$$\sin(\omega_N t) \cdot \sin(\omega_F t) = \frac{1}{2} [\cos(\omega_N t - \omega_F t) - \cos(\omega_N t + \omega_F t)] \quad (4-27)$$

d	relative Spannungsänderung
ω_N	Netz-Kreisfrequenz
ω_F	Flicker-Kreisfrequenz

die Spektraldarstellung einer amplitudenmodulierten Zeitfunktion, die Seitenbänder im Abstand ω_F zur Grundschwingung ω_N aufweist. Die relative Spannungsänderung ist die relative Schwankungsbreite einer sinusförmig amplitudenmodulierten Zeitfunktion.

Anmerkung:

Beispielsweise führt eine sinusförmig amplitudenmodulierte Zeitfunktion mit der Flickerfrequenz von $f_F = 10$ Hz zu einem Frequenzspektrum, das Seitenbänder im Abstand von 10 Hz zur Netzfrequenz aufweist. Umgekehrt führt eine der Netzspannung (Frequenz f_N) überlagerte Zwischenharmonische mit der Frequenz f_z zu einer Flickerfrequenz $f_F = |f_N - f_z|$. Die Betrachtungen im Frequenzbereich und im Zeitbereich sind also gleichwertig. Eine Zwischenharmonische von 60 Hz führt bei einer Netzfrequenz von 50 Hz damit zu einer Modulation mit der Flickerfrequenz 10 Hz.

Zur Bestimmung der Flickerstärke können unterschiedliche Methoden angewandt werden:

- Messung mit einem Flickermeter
- Bestimmung mittels der Referenzkurve
- Simulationsverfahren

Die Bestimmung der Flickerstärke erfolgt nach Abb. 4-7.

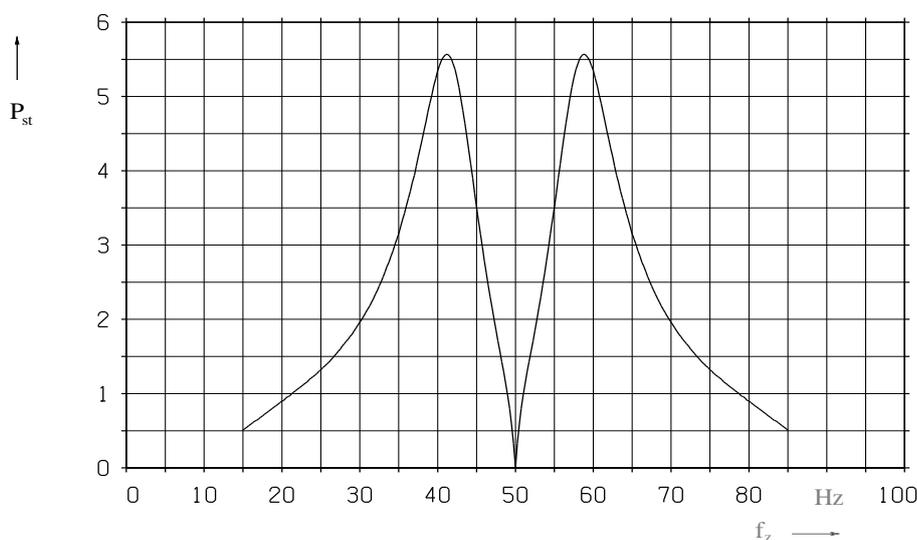


Abb. 4-7: Flickerstärke P_{st} in Abhängigkeit von der Frequenz der Zwischenharmonischen f_z , relative Amplitude der zwischenharmonischen Spannung: $u_z = 1\%$ [3]

Bei der Summation der Flickerstärken von Zwischenharmonischen sind zwei Fälle zu unterscheiden [3]:

- Die Zwischenharmonischen haben unterschiedliche Frequenzen und sind damit voneinander unabhängig.

$$P_{st}^{\alpha} = \sum_{i=1}^N P_{st\ i}^{\alpha} \quad \text{mit} \quad \alpha = 1,6..1,8 \quad (4-28)$$

P_{st}	Flickerstärke
$P_{st\ i}$	Flickerstärke einer einzelnen Zwischenharmonischen i
α	Summationsexponent
N	Anzahl der Zwischenharmonischen

- Die Zwischenharmonischen haben die gleiche Frequenz mit unterschiedlichen Verhältnissen der Amplituden und unterschiedlichen Phasenlagen zueinander, bzw. die Zwischenharmonischen treten paarweise als Seitenband zur netzfrequenten Grundschwingung auf mit unterschiedlichen Verhältnissen der Amplituden und Phasenlagen zueinander. Der resultierende P_{st} -Wert für 2 Zwischenharmonische berechnet man zu:

$$P_{st\ res} = k_{red} (P_{st\ 1} + P_{st\ 2}) \quad (4-29)$$

$P_{st\ res}$	resultierender Flickerstärke
$P_{st\ 1,2}$	Flickerstärke der Zwischenharmonischen 1 und 2
k_{red}	Reduktionsfaktor

Der Reduktionsfaktor für zwei Zwischenharmonische in Abhängigkeit von der relativen Phasenverschiebung der Zwischenharmonischen zueinander ist in Abb. 4-8 für verschiedene Verhältnisse von u_{z2}/u_{z1} dargestellt. Parameter ist das kleinste Verhältnis u_{z2}/u_{z1} bzw. u_{z1}/u_{z2} .

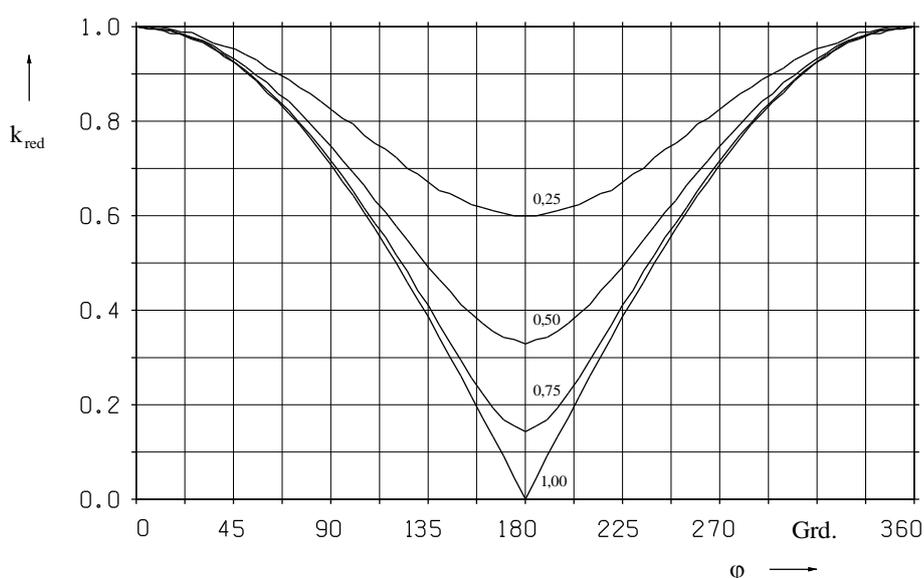


Abb. 4-8: Reduktionsfaktor k_{red} in Abhängigkeit der rel. Phasenverschiebung φ der Zwischenharmonischen zueinander

4.2.1.3 Bestimmung der Flickerstärke von Phasensprüngen

Phasensprünge können durch

- sprunghafte Laständerungen, (z.B. beim Schalten von Kondensatoren)
- wechselnde Betriebszustände (z.B. beim Einschmelzvorgang im Lichtbogenofen)

hervorgerufen werden. Dabei ändert sich die Phase der sinusförmigen Wechselspannung, deren Folge das Auftreten von Flickern ist [4]. Phasensprünge sind auch mit Spannungsänderungen verknüpft.

Zum Zeitpunkt $t = t_1$ springt der Phasenwinkel der Versorgungsspannung

$$u(t) = \sqrt{2} U \sin(2f_N \pi t + \beta_0^*) \quad (4-30)$$

um $\Delta\beta^*$ auf

$$u(t) = \sqrt{2} U \sin(2f_N \pi t + \beta_0^* + \Delta\beta^*) \quad (4-31)$$

$u(t)$	Momentanwert der Versorgungsspannung
U	Effektivwert der Versorgungsspannung
f_N	Netzfrequenz
t_1	Zeitpunkt des Phasensprungs
β_0^*	Phasenwinkel zum Zeitpunkt des Phasensprungs im Bogenmaß
$\Delta\beta^*$	Größe des Phasensprungs im Bogenmaß

Anmerkung:

Für die Umrechnung von Bogenmaß in Gradmaß gilt die Beziehung $\beta = (180 / \pi) \cdot \beta^*$.

Der Wert $\beta_0 = 0^\circ$ bedeutet, dass der Phasensprung im Spannungsnulldurchgang stattfindet.

Die Flickerstärke ist

- unabhängig von der Höhe der Versorgungsspannung
- eine Funktion mit den Parametern β_0 und $\Delta\beta$, mathematisch ausgedrückt $P_{st} \{ \Phi(\beta_0, \Delta\beta) \}$

Für negative Phasensprünge $\Delta\beta^-$ und positive Phasensprünge $\Delta\beta^+$ im Bereich $-180^\circ \leq \Delta\beta \leq 180^\circ$ gelten folgende Beziehungen [4]:

$$P_{st} \{ \Phi(\beta_0, \Delta\beta^+) \} = P_{st} \{ \Phi(\beta_0, 180^\circ - |\Delta\beta^-|) \} \quad (4-32)$$

z.B. $P_{st} \{ \Phi(15^\circ, 100^\circ) \} = P_{st} \{ \Phi(15^\circ, -80^\circ) \}$

und

$$P_{st} \{ \Phi(\beta_0, \Delta\beta^-) \} = P_{st} \{ \Phi(\beta_0, \Delta\beta^+ - 180^\circ) \} \quad (4-33)$$

z.B. $P_{st} \{ \Phi(30^\circ, -120^\circ) \} = P_{st} \{ \Phi(30^\circ, 60^\circ) \}$

Zur Berechnung der Flickerstärke für Phasensprünge sind die Referenzkurven $\Phi(\beta_0, \Delta\beta)$ in Abb. 4-9 anzuwenden.

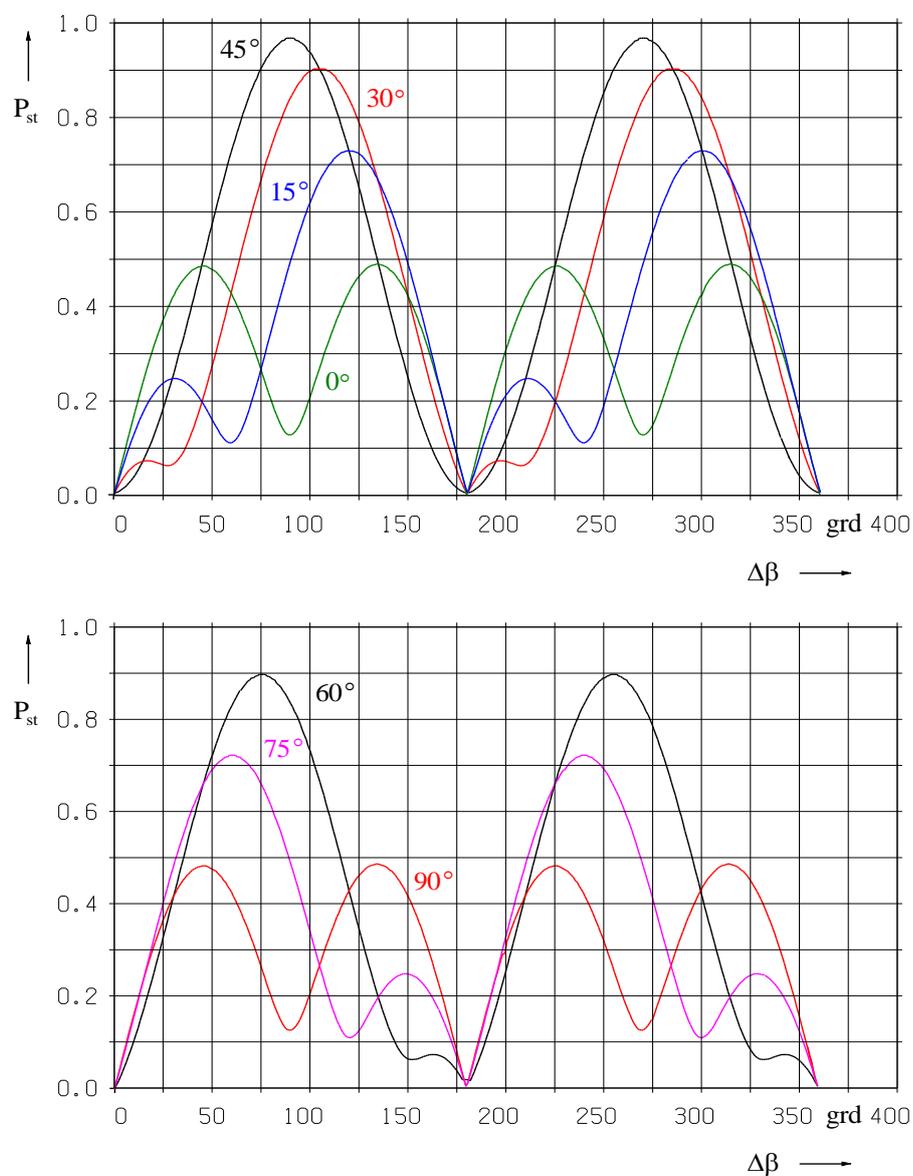


Abb. 4-9: Flickerstärke in Abhängigkeit von $\Delta\beta$ mit dem Parameter β_0 [4]

4.2.2 Virtuelle Verlegung des Anschlusspunktes einer Referenzanlage

Wenn die Flickerstärke P_{st1} einer Referenzanlage am Anschlusspunkt (1) mit S_{A1} und φ_{A1} und den Netzdaten am Anschlusspunkt (1) mit S_{k1} und ψ_{k1} bekannt sind, dann kann die Flickerstärke, die eine Anlage mit gleichem Lastverhalten und S_{A2} und φ_{A2} am Anschlusspunkt (2) mit den Netzdaten S_{k2} und ψ_{k2} am Anschlusspunkt (2) erzeugen würde, wie folgt berechnet werden (symmetrische Last) [6]:

$$P_{st2} = P_{st1} \frac{S_{k1}}{S_{A1}} \cdot \frac{1}{\cos(\psi_{k1} - \varphi_{A1})} \cdot \frac{S_{A2}}{S_{k2}} \cdot \cos(\psi_{k2} - \varphi_{A2}) \quad (4-34)$$

P_{st1}	Flickerstärke der Referenzanlage am Anschlusspunkt (1)
P_{st2}	Flickerstärke am Anschlusspunkt am Anschlusspunkt (2)
S_{A1}	flickerrelevante Leistung der Referenzanlage am Anschlusspunkt (1)
S_{A2}	flickerrelevante Leistung am Anschlusspunkt (2)
φ_{A1}	Winkel der Laständerung der Referenzanlage am Anschlusspunkt (1)
φ_{A2}	Winkel der Laständerung am Anschlusspunkt (2)
S_{k1}	Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt (1) der Referenzanlage
S_{k2}	Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt (2)
ψ_{k1}	Netzimpedanzwinkel am Anschlusspunkt (1) der Referenzanlage
ψ_{k2}	Netzimpedanzwinkel am Anschlusspunkt (2)

4.2.3 Flickerkoeffizient für Erzeugungsanlagen

Für Erzeugungsanlagen wird ein Flickerkoeffizient c in Abhängigkeit vom Netzimpedanzwinkel (und bei Windenergieanlagen zusätzlich von der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit) ermittelt und tabellarisch im Prüfbericht angegeben. Damit lässt sich die Langzeitflickerstärke am Anschlusspunkt bestimmen [6]:

$$P_{lt} = c(\psi_{kAP}, v_a) \frac{S_{rE}}{S_{kAP}} \quad (4-35)$$

S_{rE}	Bemessungsleistung der Erzeugungseinheit
S_{kAP}	Kurzschlussleistung
$c(\psi_{kAP}, v_a)$	Flickerkoeffizient
ψ_{kAP}	Netzimpedanzwinkel
v_a	mittlere jährliche Windgeschwindigkeit

4.2.4 Überlagerung von Flickerstörquellen

Die Emission eines Einzelgerätes oder einer Anlage des Netzbenutzers ist die Kurzzeit-Flickerstärke P_{sti} , die allein durch den eigenen Betrieb (d. h. durch die eigene Laständerung) am Verknüpfungspunkt verursacht wird.

Für die Summation der Flickeraussendung der Anlagen mehrerer Netzbenutzer bzw. mehrerer Einzelgeräte gilt das Überlagerungsgesetz.

$$P_{st} = \sqrt[\alpha]{\sum_{i=1}^M P_{sti}^\alpha} \quad (4-36)$$

P_{st}	Flickerstärke
P_{sti}	Flickerstärke einer einzelnen Anlage i
α	Summationsexponent
M	Anzahl aller Anlagen

Der Exponent α ist von mehreren Parametern abhängig. Dabei ist zu unterscheiden, ob der Flicker durch kontinuierliche Spannungsschwankungen oder durch diskrete Laständerungen, z.B. Schaltvorgänge hervorgerufen wird.

Für kontinuierliche Spannungsschwankungen wird

- bei der Summation $\alpha = 2,0$
- bei der Subtraktion $\alpha = 3,0$ (z.B. bei der Elimination des Hintergrundpegels)

empfohlen.

Anmerkung:

Die Bestimmung der Störaussendung einer einzelnen Kundenanlage größerer Leistung kann nur durch Flickermessungen am Anschlusspunkt erfolgen. Dazu sind mehrere Schritte erforderlich:

1. *Messung des Hintergrundpegels $P_{st\,Bg}$*
2. *Messung des gesamten Flickerpegels $P_{st\,ges}$ (Hintergrundpegel $P_{st\,Bg}$ und Aussendung der Kundenanlage $P_{st\,A}$)*
3. *Ermittlung der Aussendung der Kundenanlage $P_{st\,A}$ aus $P_{st\,ges}$ mittels kubischer Subtraktion von $P_{st\,Bg}$*

Für die Langzeitflickerstärke wird, basierend auf 120 min, ein Summationsexponent von $\alpha_{120} = 2,0$ empfohlen.

Für voneinander unabhängige diskrete Flickerereignisse (zeitlicher Abstand $> 1\text{ s}$) ist α nur von der Anzahl N_{10} der flickeräquivalenten Spannungssprünge in $T_p = 10\text{ min}$ abhängig [5]. Die Flickerstärke der einzelnen diskreten Flickerereignisse kann entweder durch Messung oder mit dem analytischen Verfahren ermittelt werden.

Der Summationsexponent kann allgemein mit folgender Formel bestimmt werden [5]:

$$\alpha = \frac{\ln(N_{10})}{0,31 \cdot \ln(N_{10}) + 0,281} \quad (4-37)$$

α Summationsexponent
 N_{10} Anzahl der Flickerereignisse in der Beobachtungsdauer $T_p = 10\text{ min}$

Tab. 4-2 zeigt den Summationsexponent α für eine unterschiedliche Anzahl von Flickerereignissen.

Tab. 4-2: Summationsexponent

N_{10}	α
2	1,4
3	1,8
4	1,9
5	2,0

Für nicht voneinander unabhängige Flickerereignisse ist α zusätzlich abhängig

- vom zeitlichen Abstand der Spannungsänderungen,
- von der Polarität der Spannungsänderungen (gleiche oder wechselnde Polarität).

Für eine genaue Berechnung der resultierenden Flickerstärke ist ein Simulationsprogramm zu verwenden.

4.3.2 Flicker

Flicker, die von der Anlage eines Netzbenutzers erzeugt werden, breiten sich im gesamten Netz aus.

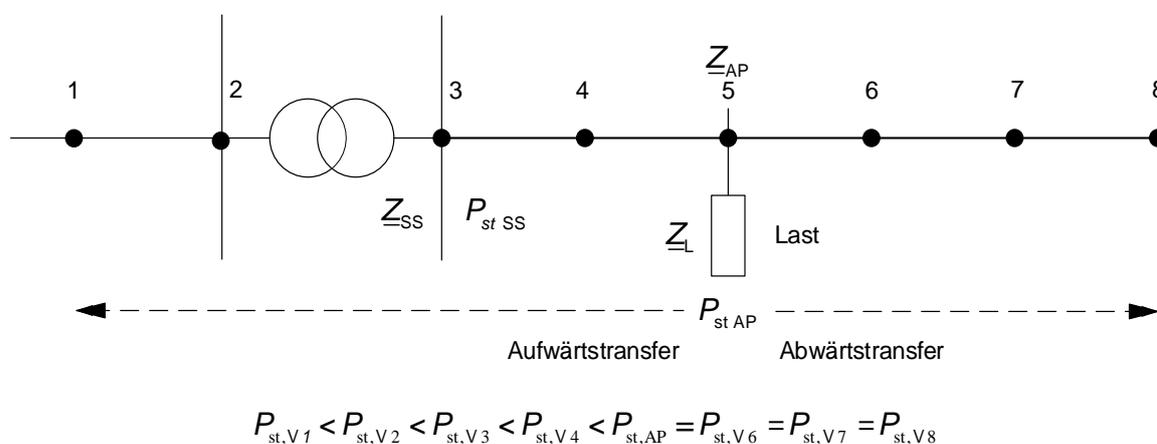


Abb. 4-11: Verteilung von Flicker in einem strahlenförmigen Netz

In strahlenförmigen Netzen verringert sich die Flickerstärke vom Ort der verursachenden Anlage des Netzbenutzers (Anschlusspunkt) in Richtung Netzeinspeisung im Verhältnis der Kurzschlussleistung $S_{k,AP}$ am Anschlusspunkt zur Kurzschlussleistung S_{k,V_i} am betrachteten Verknüpfungspunkt V_i (Aufwärtstransfer). In strahlenförmigen Netzen wird die Flickerstärke vom Ort der verursachenden Anlage zu unterlagerten Punkten ohne Reduktion übertragen (Abwärtstransfer).

$$P_{st,V_i} = \frac{S_{k,AP}}{S_{k,V_i}} P_{st,AP} \quad (4-39)$$

$P_{st,AP}$	Flickerstärke am Anschlusspunkt AP
P_{st,V_i}	Flickerstärke am betrachteten Verknüpfungspunkt V_i
$S_{k,AP}$	Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt AP
S_{k,V_i}	Kurzschlussleistung am betrachteten Verknüpfungspunkt V_i

4.4 Bewertungsgrößen

4.4.1 Langsame Spannungsänderung

Zur Bewertung der relativen langsamen Spannungsänderung wird die Differenz zwischen z.B. zwei 10-min-Mittelwerten der Versorgungsspannung oder die Differenz der Versorgungsspannung vor und nach einer Laständerung, bezogen auf die Versorgungsspannung vor der Laständerung verwendet.

4.4.2 Schnelle Spannungsänderung

Die schnelle Spannungsänderung ΔU ist als Differenz der Effektivwerte von aufeinanderfolgenden Halbperioden der Spannung zu ermitteln. Die schnelle Spannungsänderung wird entweder absolut oder relativ angegeben. Die relative Spannungsänderung d bezieht sich auf die Versorgungsspannung U vor Eintritt des Ereignisses. Der Spannungsänderungsverlauf ergibt sich aus der Folge der einzelnen Effektivwerte der Halbperioden der Versorgungsspannung.

4.4.3 Flicker

Als Bewertungsgrößen werden die Langzeit-Flickerstärke P_{lt} und die Kurzzeit-Flickerstärke P_{st} unterschieden. Die in diesen Technischen Regeln angegebenen Grenzwerte basieren auf dem Flickermess- und -bewertungsverfahren nach [EN 61000-4-15]. Bei einer Änderung des Flickermessverfahrens müssen die Grenzwerte ggf. zur Sicherstellung der Schutzziele angepasst werden.

4.5 Maßnahmen

Ausführliche Betrachtungen sind in [6] zu finden.

Netzseitige Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussleistung sind in Kapitel 2.8 aufgeführt.

Anlagenseitige Maßnahmen zur Reduzierung der Flickerstärke lassen sich aus der Gleichung zur Berechnung der Flickerstärke P_{st} und der Kenntnis der Formfaktoren ableiten. Wirksame Maßnahmen sind u.a.:

- Begrenzung der Amplitude der maximalen Spannungsänderung (z.B. Aufteilen einer Last in Grund- und Wechsellast)
- Vermeidung von schnellen Spannungsänderungen durch Verflachung der Anstiegszeit
- Aufteilung von einzelnen Spannungssprüngen auf Teilsprünge (z.B. Zuschalten von Heizwiderständen an Elektrowärmegegeräten)
- Schwungmassen zum Ausgleich von Belastungsstößen, Federkupplungen
- Vorschalten einer Längsdrossel
- Parallelschalten gesteuerter Blindlasten
- Verriegelungen zur Verhinderung von Überlagerungseffekten (z.B. durch gestuftes Zuschalten von Motoren)
- Beeinflussung der Wiederholrate
(Es ist jedoch zu beachten, dass infolge $P \sim \sqrt[3]{r}$ der Nutzen geringer ist, als bei der Beeinflussung von $\Delta U/U$).
- Vermeidung von impulsförmigen Spannungsänderungsverläufen der Pulsdauer $T = 64$ ms. (z.B. Vermeidung von Stromflussdauer beim Widerstandsschweißen von drei Vollschwingungen)
- Symmetrierung: Eine symmetrische Drehstromlast erzeugt weniger Spannungsschwankungen als eine zweiphasige Last gleicher Leistung. Die Symmetrierung einer zweiphasigen ohmschen Last erfolgt mit Hilfe der Steinmetz-Schaltung. Dies setzt im ersten Schritt voraus, dass die nicht ohmschen Zweiphasenlasten zunächst kompensiert wurden. Im zweiten Schritt erfolgt dann die Symmetrierung der ohmschen Last. Nach erfolgter Kompensation und Symmetrierung verhält sich die Last wie eine symmetrische ohmsche Drehstromlast. Damit wird auch der Unsymmetriegrad zumindest verringert (siehe Abschnitt 5 Unsymmetrie).
- Dynamische Kompensation: Neben der Beeinflussung der Form der Spannungsschwankung (Formfaktor) und Lastsymmetrierung spielen dynamische Flickerkompensatoren eine bedeutende Rolle.

In einigen Fällen führt nur eine Kombination aus mehreren Maßnahmen zum erwünschten Erfolg.

4.6 Messtechnischer Nachweis

4.6.1 Langsame Spannungsänderungen

Es sind die 10-min-Mittelwerte des Spannungseffektivwertes der Versorgungsspannung zu verwenden [EN 61000-4-30]. Die zugehörigen Spannungen müssen in einem festgelegten Toleranzband liegen. Die Messung von langsamen Spannungsänderungen erfolgt mit einem Power-Quality-Messgerät nach [EN 61000-4-30].

Ergänzende Spezifikationen sind im entsprechenden Kapitel in Teil B (Anforderungen) enthalten.

4.6.2 Schnelle Spannungsänderungen

Schnelle Spannungsänderungen werden im Labor mit einem Klasse-F2-Flickermeter; im Netz mit einem Klasse-F1-Flickermeter mit d-Meter-Option [EN 61000-4-15] bzw. Power-Quality-Messgerät nach [EN 61000-4-30] gemessen.

4.6.3 Flickerstärke

Die Flickerstärke wird mit einem Flickermeter [EN 61000-4-15] gemessen. Für Netzmessungen ist das Klasse-F1-Flickermeter zu verwenden. Das Flickermeter bzw. Power-Quality-Messgerät nach EN [EN 61000-4-30] beurteilt sowohl Spannungsschwankungen, als auch Flicker durch Zwischenharmonische und Phasensprünge.

Zur Überprüfung der zulässigen Emission der einzelnen Anlage eines Netzbenutzers bzw. zur Überprüfung der gesamten Störemission der Anlagen aller Netzbenutzer sind die 95%-Quantile eines einwöchigen Messzyklus zu beurteilen.

4.6.4 Genauigkeit vorhandener Messwandler

Im Mittel- und Hochspannungsnetzen werden Messwandler verwendet. Die Abbildungstreue der in den Stationen vorhandenen Messwandler ist in aller Regel ausreichend.

5. Spannungsunsymmetrien

5.1 Allgemeines

Unsymmetrien entstehen durch ungleiche Belastung in Betrag und Phase der drei Außenleiter des Drehstromsystems. Typische Beispiele sind ein- bzw. zweiphasige Geräte, bei denen der Anschluss zwischen Außenleiter und Neutraleiter bzw. zwischen zwei Außenleitern erfolgt:

- Induktive und kapazitive Erwärmanlagen
- Verschiedene Arten von Schmelzöfen
- Widerstandsschweißmaschinen
- Einphasig angeschlossene Ladegleichrichter von Elektrofahrzeugen
- Einphasige Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen)
- Einphasige Batteriespeicher
- Bahnbetrieb mit Netzfrequenz
- Drehstromgeräte im Teillastbetrieb (z.B. Durchlauferhitzer)

Die Vielzahl einphasiger Geräte geringer Leistung mit kürzeren Nutzungsdauern und geringeren Gleichzeitigkeiten führt in der Regel zu einem Beitrag zur Unsymmetrie, welcher im NS-Netz typischerweise zwischen 0,3 % und 1 % liegt. Insbesondere leistungsstärkere Geräte mit längeren Nutzungsdauern und höheren Gleichzeitigkeiten können zu einer zusätzlichen Erhöhung der Spannungsunsymmetrie führen. Abb. 5-1 zeigt das Beispiel eines Tagesverlaufes des Unsymmetriegrades der Spannung (Gegensystemunsymmetrie der Grundschwingung) k_{U2} nach Gleichung (5-1) in einem städtischen NS-Netz mit/ohne einphasig ladende Elektrofahrzeuge.

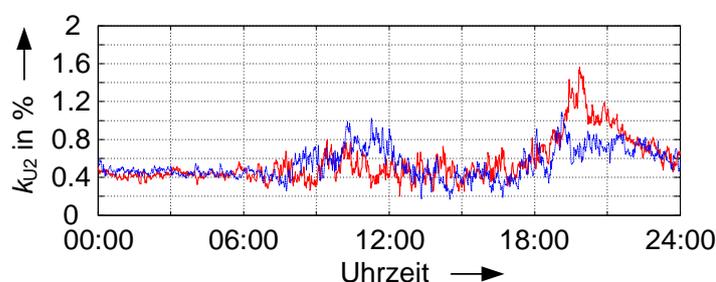


Abb. 5-1: Beispiel eines Tagesverlaufes des Unsymmetriegrades der Spannung in einem Netz mit (rot) / ohne (blau) einphasig ladende Elektrofahrzeuge [7]

Unsymmetrien werden nicht ausschließlich durch Anlagen des Netzbenutzers verursacht, sondern können auch durch Unsymmetrien der Netzelemente, z.B. bei ungenügender Verdrillung entstehen. Dies führt dazu, dass die symmetrischen Systeme nicht mehr vollständig voneinander entkoppelt sind.

Unsymmetrien können folgendes bewirken:

- Erhöhung der Strombelastung und der Verluste in Leitungen und Transformatoren:
Bei gleicher Leistung können die Leiterströme den zwei- bis dreifachen Wert, die Verluste in den Zuleitungen den zwei- bis sechsfachen Wert erreichen. Dementsprechend können Leitungen und Transformatoren nur zur Hälfte bzw. zu einem Drittel ihrer Bemessungsleistung belastet werden.

- Verluste in elektrischen Maschinen:
Unsymmetrische Spannungen führen in elektrischen Maschinen zu unsymmetrischen Strömen und verursachen eine erhöhte thermische Beanspruchung, welche zu einer Verkürzung der Lebensdauer führen kann.
- Rüttelmomente in elektrischen Maschinen:
Das vom Gegensystem der unsymmetrischen Ströme aufgebaute Feld läuft gegen die Drehrichtung des Läufers und verursacht erhöhte mechanische Beanspruchungen.
- Nichtcharakteristische harmonische Ströme bei netzgeführten Umrichtern:
Unsymmetrische Spannungen führen bei netzgeführten Umrichtern zu einer unsymmetrischen Stromaufnahme, welche zusätzliche, nichtcharakteristische harmonische Ströme verursachen.

Auch dreiphasig angeschlossene Geräte können bei unsymmetrischem Betrieb zu unsymmetrischen Strömen führen. Für derartige Geräte ist der maximal auftretende Strom bei ein- bzw. zweiphasigem Betrieb zu begrenzen.

Die Unsymmetrie von Zeigern eines Drehstromsystems wird durch die Methode der symmetrischen Komponenten mittels Betrag und Winkel der Mit- Gegen- und Nullsystemkomponente vollständig beschrieben. Sie wird durch Unterschiede im Betrag der drei Phasen und/oder dem Winkel zwischen benachbarten Phasen von Spannungen bzw. Strömen im natürlichen System verursacht. Die Nullsystemkomponente ist dabei ein Maß für die Verlagerung des Drehzeigersystems gegenüber dem Erdpotential. In der Gegensystemkomponente werden die Amplitudendifferenz der Phasenspannungen sowie die Abweichung von der idealen Phasenverschiebung von 120° ausgedrückt. Sämtliche Normen und Richtlinien betrachten ausschließlich den Betrag der Gegensystemunsymmetrie der Grundschwingung. Die ebenfalls vorhandene Nullsystemunsymmetrie, welche u.a. ein Maß für die Belastung des Neutralleiters darstellt, wird nicht berücksichtigt. Deshalb wird in diesen Technischen Regeln ausschließlich der Betrag der Gegensystemunsymmetrie der Grundschwingung betrachtet, für welche die vereinfachten Bezeichnungen Unsymmetriegrad des Stromes bzw. Unsymmetriegrad der Spannung verwendet werden und folgende allgemeine Berechnungsgleichungen gelten:

$$k_{U2} = \frac{U_2}{U_1} \quad (5-1)$$

k_{U2} *Unsymmetriegrad der Spannung*
 U_2 *Gegensystemkomponente der Spannung (Grundschwingung)*
 U_1 *Mitsystemkomponente der Spannung (Grundschwingung)*

$$k_{I2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (5-2)$$

k_{I2} *Unsymmetriegrad des Stromes*
 I_2 *Gegensystemkomponente des Stromes (Grundschwingung)*
 I_1 *Mitsystemkomponente des Stromes (Grundschwingung)*

5.2 Berechnung

5.2.1 Einzelgerät zwischen Außenleiter und Neutraleiter

Unter der Annahme eines einphasig angeschlossenen Gerätes mit konstanter Impedanz Z_A und einer symmetrischen Quellspannung ergibt sich der Beitrag zum Unsymmetriegrad der Spannung am Anschlusspunkt AP gemäß:

$$k_{U2AP} = \frac{|Z_{k2AP}|}{|Z_{k0AP} + Z_{k2AP} + 3 \cdot Z_G|} \quad (5-3)$$

k_{U2AP}	Unsymmetriegrad der Spannung des Einzelgerätes
Z_{k2AP}	Gegensystemkomponente der Kurzschlussimpedanz
Z_{k0AP}	Nullsystemkomponente der Kurzschlussimpedanz
Z_G	Impedanz des Einzelgerätes

Unter Berücksichtigung von $|Z_{k0AP}| \ll |Z_G|$, $|Z_{k2AP}| \ll |Z_G|$ und $|Z_{k2AP}| \approx |Z_{kAP}|$ gilt

$$k_{U2AP} = \frac{Z_{kAP}}{3 \cdot Z_G} \quad (5-4)$$

k_{U2AP}	Unsymmetriegrad der Spannung des Einzelgerätes
Z_{kAP}	Kurzschlussimpedanz
Z_G	Impedanz des Einzelgerätes

Mit dem Zusammenhang

$$Z_{kAP} = \frac{U_{AP}^2}{S_{kAP}} \quad \text{und} \quad Z_G = \frac{U_{AP}^2}{3 \cdot S_{Gr}} \quad (5-5); (5-6)$$

Z_{kAP}	Kurzschlussimpedanz
U_{AP}	verkettete Spannung
S_{kAP}	Kurzschlussleistung
Z_G	Impedanz des Einzelgerätes
S_{Gr}	Bemessungsscheinleistung des Einzelgerätes

ergibt sich für den Beitrag zum Unsymmetriegrad der Spannung am Anschlusspunkt AP

$$k_{U2AP} = \frac{S_{Gr}}{S_{kAP}} \quad (5-7)$$

k_{U2AP}	Unsymmetriegrad der Spannung des Einzelgerätes
S_{Gr}	Bemessungsscheinleistung des Einzelgerätes
S_{kAP}	Kurzschlussleistung

5.2.2 Einzelgerät zwischen zwei Außenleitern ohne Neutralleiteranschluss

Unter der Annahme einer Last mit konstanter Impedanz Z_A zwischen zwei Außenleitern und einer symmetrischen Quellspannung ergibt sich der Beitrag zum Unsymmetriegrad der Spannung am Anschlusspunkt AP gemäß:

$$k_{U2AP} = \frac{|Z_{k2AP}|}{|Z_{k2AP} + Z_G|} \quad (5-8)$$

k_{U2AP} *Unsymmetriegrad der Spannung des Einzelgerätes*
 Z_{k2AP} *Gegensystemkomponente der Kurzschlussimpedanz*
 Z_G *Impedanz des Einzelgerätes*

Unter Berücksichtigung von $|Z_{k2AP}| \ll |Z_G|$ und $|Z_{k2AP}| \approx |Z_{kAP}|$ gilt

$$k_{U2AP} = \frac{Z_{kAP}}{Z_G} \quad (5-9)$$

k_{U2AP} *Unsymmetriegrad der Spannung des Einzelgerätes*
 Z_{kAP} *Kurzschlussimpedanz*
 Z_G *Impedanz des Einzelgerätes*

Mit dem Zusammenhang

$$Z_{kAP} = \frac{U_{AP}^2}{S_{kAP}} \quad \text{und} \quad Z_G = \frac{U_{AP}^2}{S_{Gr}} \quad (5-10); (5-11)$$

Z_{kAP} *Kurzschlussimpedanz*
 U_{AP} *verkettete Spannung*
 S_{kAP} *Kurzschlussleistung*
 Z_G *Impedanz des Einzelgerätes*
 S_{Gr} *Bemessungsscheinleistung des Einzelgerätes*

ergibt sich für den Beitrag zum Unsymmetriegrad der Spannung am Anschlusspunkt

$$k_{U2AP} = \frac{S_{Gr}}{S_{kAP}} \quad (5-12)$$

k_{U2AP} *Unsymmetriegrad der Spannung des Einzelgerätes*
 S_{Gr} *Bemessungsscheinleistung des Einzelgerätes*
 S_{kAP} *Kurzschlussleistung*

Die Gleichung entspricht jener zur Berechnung des Unsymmetriegrads der Spannung für ein Einzelgerät zwischen Außenleiter und Neutralleiter entsprechend Kapitel 5.2.1.

5.2.3 Einzelgerät zwischen zwei Außenleitern mit Neutralleiteranschluss

Bei Anschluss eines Einzelgerätes bestehend aus zwei identischen, Lasten mit konstanter Impedanz Z_A in zwei verschiedenen Leitern gegen den Neutralleiter und einer symmetrischen Quellspannung ergibt sich der Beitrag zum Unsymmetriegrad der Spannung am Anschlusspunkt AP nach:

$$k_{U2AP} = \frac{|\underline{Z}_{k2AP} \cdot \underline{Z}_{k0AP} + \underline{Z}_{k2AP} \cdot \underline{Z}_G|}{|\underline{Z}_{k2AP} \cdot \underline{Z}_{k0AP} + 2 \cdot \underline{Z}_{k2AP} \cdot \underline{Z}_G + 2 \cdot \underline{Z}_{k0AP} \cdot \underline{Z}_G + 3 \cdot \underline{Z}_G^2|} \quad (5-13)$$

k_{U2AP}	Unsymmetriegrad der Spannung des Einzelgerätes
\underline{Z}_{k2AP}	Gegensystemkomponente der Kurzschlussimpedanz
\underline{Z}_{k0AP}	Nullsystemkomponente der Kurzschlussimpedanz
\underline{Z}_G	Impedanz des Einzelgerätes

Unter Berücksichtigung von $|\underline{Z}_{k0AP}| \ll |\underline{Z}_G|$, $|\underline{Z}_{k2AP}| \ll |\underline{Z}_G|$ und $|\underline{Z}_{k2AP}| \approx |\underline{Z}_{kAP}|$ gilt

$$k_{U2AP} = \frac{\underline{Z}_{kAP}}{3 \cdot \underline{Z}_G} \quad (5-14)$$

k_{U2AP}	Unsymmetriegrad der Spannung des Einzelgerätes
\underline{Z}_{kAP}	Kurzschlussimpedanz
\underline{Z}_G	Impedanz des Einzelgerätes

Mit dem Zusammenhang

$$\underline{Z}_{kAP} = \frac{U_{AP}^2}{S_{kAP}} \quad \text{und} \quad \underline{Z}_G = \frac{2}{3} \cdot \frac{U_{AP}^2}{S_{Gr}} \quad (5-15); (5-16)$$

\underline{Z}_{kAP}	Kurzschlussimpedanz
U_{AP}	verkettete Spannung
S_{kAP}	Kurzschlussleistung
\underline{Z}_G	Impedanz des Einzelgerätes
S_{Gr}	Bemessungsscheinleistung des Einzelgerätes

ergibt sich für den Beitrag zum Unsymmetriegrad der Spannung am Anschlusspunkt

$$k_{U2AP} = \frac{S_{Gr}}{S_{kAP}} \quad (5-17)$$

k_{U2AP}	Unsymmetriegrad der Spannung des Einzelgerätes
S_{Gr}	Bemessungsscheinleistung des Einzelgerätes
S_{kAP}	Kurzschlussleistung

Die Gleichung entspricht jener zur Berechnung des Unsymmetriegrads der Spannung für ein Einzelgerät zwischen Außenleiter und Neutralleiter entsprechend Kapitel 5.2.1.

5.2.4 Anlage mit mehreren unsymmetrischen Einzelgeräten

Werden mehrere unsymmetrisch angeschlossene Einzelgeräte in einer Anlage des Netzbenutzers kombiniert, so ist eine ausschließliche Betrachtung der Einzelleistungen nicht ausreichend. Für die verallgemeinerte Bewertung wird deshalb die unsymmetrische Leistung $S_{A\ un}$ eingeführt [8]. Sie entspricht jenem Anteil der Scheinleistung einer Anlage des Netzbenutzers, welcher einen Beitrag zur Gegensystemkomponente der Spannung liefert und für den näherungsweise gilt:

$$S_{A\ un} \approx 3 \cdot U_{LN\ AP} \cdot I_{2\ AP} = \sqrt{3} \cdot U_{AP} \cdot I_{2\ AP} \quad (5-18)$$

$S_{A\ un}$	unsymmetrische Leistung
$U_{LN\ AP}$	Betrag der Leiter-Neutralleiter-Spannung
$I_{2\ AP}$	Gegensystemkomponente des Stromes
U_{AP}	verkettete Spannung

Unter der Annahme symmetrischer Leiter-Neutralleiter-Spannungen (gleicher Betrag und 120° Phasenverschiebung zwischen den Leitern) berechnet sich die unsymmetrische Leistung $S_{A\ un}$ zu:

$$S_{A\ un} = \left| \underline{S}_{A\ L1} + \underline{a}^2 \cdot \underline{S}_{A\ L2} + \underline{a} \cdot \underline{S}_{A\ L3} \right| \quad (5-19)$$

mit

$$\underline{a} = e^{j \frac{2}{3} \pi} \quad (5-20)$$

$S_{A\ un}$	unsymmetrische Leistung der Anlage des Netzbenutzers
$S_{A\ L1}$	komplexe Leistung der Anlage des Netzbenutzers zwischen Leiter 1 und Neutralleiter
$S_{A\ L2}$	komplexe Leistung der Anlage des Netzbenutzers zwischen Leiter 2 und Neutralleiter
$S_{A\ L3}$	komplexe Leistung der Anlage des Netzbenutzers zwischen Leiter 3 und Neutralleiter

Anmerkung:

Die unsymmetrische Leistung $S_{A\ un}$ entspricht nicht jener Leistung, welche sich im System der symmetrischen Komponenten aus Gegensystemstrom und Gegensystemspannung berechnet. Sind Bemessungsscheinleistung und Verschiebungsfaktor der Einzelgeräte sowie deren Phasenverteilung bekannt, so können diese durch phasenselektive komplexe Addition bestimmt werden. Ist der Verschiebungsfaktor mindestens eines Gerätes nicht bekannt, so sind nur die Bemessungsscheinleistungen, jedoch unter Berücksichtigung der jeweiligen Leistungsflussrichtung, einzusetzen.

Im Falle zweiphasiger Geräte sind deren verkettete komplexe Leistungen zuerst in die äquivalenten komplexen Strangleistungen zu überführen. Die dafür erforderlichen Gleichungen sind in Tab. 5-1 zusammengestellt.

Tab. 5-1: Gleichungen zur Umrechnung von verketteten Leistungen auf Strangleistungen

Anschluss zwischen L1 und L2	Anschluss zwischen L2 und L3	Anschluss zwischen L1 und L3
$\underline{S}_{L1} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}) \cdot \underline{S}_{L1L2}$	$\underline{S}_{L1} = 0$	$\underline{S}_{L1} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}^2) \cdot \underline{S}_{L1L3}$
$\underline{S}_{L2} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}^2) \cdot \underline{S}_{L1L2}$	$\underline{S}_{L2} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}) \cdot \underline{S}_{L2L3}$	$\underline{S}_{L2} = 0$
$\underline{S}_{L2} = 0$	$\underline{S}_{L3} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}^2) \cdot \underline{S}_{L2L3}$	$\underline{S}_{L3} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}) \cdot \underline{S}_{L1L3}$

Alle komplexen Leistungen sind vorzeichenbehaftet im Verbraucherzählpfeilsystem einzusetzen. Erzeuger sind dementsprechend mit negativem Vorzeichen zu zählen. Für Geräte mit bidirektionalem Leistungsfluss (z.B. Batteriespeicher oder Elektrofahrzeuge mit der Fähigkeit zur Rückspeisung) ist bei der Berechnung jene Betriebsweise zu betrachten, welche zum höchsten Wert für die unsymmetrische Leistung führt. Werden z.B. zwei rückspeisefähige Elektrofahrzeuge jeweils einphasig an zwei Phasenleitern angeschlossen, ist für das erste Elektrofahrzeug die Betriebsweise „Ladung“ und für das zweite Elektrofahrzeug die Betriebsweise „Entladung“ (oder umgekehrt) anzunehmen.

Der Beitrag zum Unsymmetriegrad der Spannung am Anschlusspunkt AP ergibt sich zu:

$$k_{U2AP} = \frac{S_{Aun}}{S_{kAP}} \quad (5-21)$$

k_{U2AP}	<i>Unsymmetriegrad der Spannung der Anlage des Netzbenutzers</i>
S_{Aun}	<i>unsymmetrische Leistung</i>
S_{kAP}	<i>Kurzschlussleistung</i>

5.3 Umrechnung zwischen Anschlusspunkt und Verknüpfungspunkt

Die Umrechnung vom Anschlusspunkt auf den Verknüpfungspunkt erfolgt mittels des Verhältnisses der entsprechenden Kurzschlussleistungen

$$k_{U2V} = \frac{S_{kAP}}{S_{kV}} \cdot k_{U2AP} \quad (5-22)$$

k_{U2V}	<i>Unsymmetriegrad der Spannung der Anlage des Netzbenutzers am Verknüpfungspunkt</i>
k_{U2AP}	<i>Unsymmetriegrad der Spannung der Anlage des Netzbenutzers am Anschlusspunkt</i>
S_{kAP}	<i>Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt</i>
S_{kV}	<i>Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt</i>

Für die absoluten Gegensystemströme gilt näherungsweise die Annahme

$$I_{2V} \approx I_{2AP} \quad (5-23)$$

I_{2V}	<i>Gegensystemstrom der Anlage des Netzbenutzers am Verknüpfungspunkt</i>
I_{2AP}	<i>Gegensystemstrom der Anlage des Netzbenutzers am Anschlusspunkt</i>

5.4 Bewertungsgrößen

Als Bewertungsgrößen werden der absolute Wert des Gegensystemstroms einer Anlage des Netzbenutzers I_2 bzw. die unsymmetrische Leistung S_{Aun} verwendet. Emissionsgrenzwerte werden als absoluter Wert des Gegensystemstroms der Anlage des Netzbenutzers am Verknüpfungspunkt I_{2V} angegeben.

Soll im Rahmen des messtechnischen Nachweises der Unsymmetriegrad der Spannung der Anlage eines Netzbenutzers am Verknüpfungspunkt bewertet werden, so berechnet sich dieser aus dem Emissionsgrenzwert für den Gegensystemstrom gemäß

$$k_{U_2V} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{2V}}{S_{kV}} \cdot U_V \quad (5-24)$$

k_{U_2V}	Beitrag der Anlage des Netzbenutzers zum Unsymmetriegrad der Spannung
I_{2V}	zulässiger Gegensystemstrom der Anlage des Netzbenutzers
S_{kV}	Kurzschlussleistung
U_V	verkettete Spannung

Ist die verkettete Spannung am Verknüpfungspunkt nicht bekannt, kann stattdessen die Netznominalspannung bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung eingesetzt werden.

5.5 Maßnahmen

Netzseitige Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussleistung sind in Kapitel 2.8 aufgeführt. Darüber hinaus können auch einphasige Längsregler zur Reduktion der Unsymmetrie eingesetzt werden.

Anlagenseitige Maßnahmen zur Verringerung des Beitrages einer Anlage des Netzbenutzers zum Unsymmetriegrad der Spannung k_{U_2} sind u.a.:

- Gleichmäßige Aufteilung der Einphasenlasten auf die Außenleiter
- Installation von Kompensationseinrichtungen zur Symmetrierung mittels Kondensatoren und Drosseln (Steinmetz-Schaltung, bei variablen Lasten regelbar), insbesondere bei großen Anlagenleistungen (vgl. auch Kapitel 4, Spannungsänderungen und Flicker)
- Installation von aktiven Filtern mit der Funktion zur Symmetrierung (vgl. auch Kapitel 2, Spannungsänderungen und Flicker)
- Dreiphasiger Anschluss über Stromrichter
- Anschluss einphasiger PV-Anlagen an den Außenleiter mit der niedrigsten Spannung
- Einsatz automatischer Phasenwähler bei Zuschaltung einphasiger Ladegleichrichter von Elektrofahrzeugen

Weitere allgemeine Hinweise zur Umsetzung von Maßnahmen sind in Kapitel 2.8 zu finden.

Anmerkung:

Maßnahmen, welche ausschließlich auf der Messung des Betrags der LN-Spannungen in den einzelnen Leitern basieren, können je nach Betrag und Phasenlage des bereits vorhandenen Unsymmetriegrads der Spannung ggf. auch zu einer Erhöhung des Unsymmetriegrads der Spannung führen.

5.6 Messtechnischer Nachweis

Das 95%-Quantil der gemessenen 10-Minuten-Mittelwerte der Gegensystemkomponente des Stromes der Grundschwingung I_2 über eine Woche bzw. einen Anlagenszyklus muss kleiner als der berechnete Emissionsgrenzwert sein. Zusätzlich darf das 99%-Quantil der 3-Sekunden-Mittelwerte jedes Tages den mit einem Faktor im Bereich 1,25 .. 2 multiplizierten Emissionsgrenzwert nicht überschreiten; vgl. auch [IEC 61000-3-14] bzw. [IEC 61000-3-13]. Falls nichts Genaueres bekannt ist, wird ein restriktiver Faktor von 1,25 empfohlen.

Wird durch das Messgerät ausschließlich der Unsymmetriegrad des Stromes I_2/I_1 erfasst, ist vor der Bewertung eine Bestimmung der Absolutwerte I_2 durch Multiplikation jedes Messwertes mit dem zugehörigen Mitsystemstrom I_1 erforderlich.

Die unsymmetrische Leistung einer Anlage des Netzbenutzers wird durch gebräuchliche Messgeräte bisher nicht bestimmt. Er kann jedoch aus dem Absolutwert des Gegensystemstromes I_2 bestimmt werden:

$$S_{Aun} \approx \sqrt{3} \cdot U_{AP} \cdot I_2 \quad (5-25)$$

S_{Aun}	<i>unsymmetrische Leistung</i>
U_{AP}	<i>verkettete Spannung am Anschlusspunkt</i>
I_2	<i>Gegensystemkomponente des Stromes (Grundschiwingung)</i>

Ist die verkettete Spannung am Anschlusspunkt nicht bekannt, kann stattdessen die Netznennspannung bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung eingesetzt werden.

Vorhandene Strom- und/oder Spannungswandler können aufgrund unterschiedlicher Messfehler innerhalb einer Genauigkeitsklasse einen Einfluss auf die Ergebnisse der Messung des Unsymmetriegrads haben.

6. Harmonische, Zwischenharmonische und Supraharmonische

6.1 Allgemeines

Eine Abweichung der Netzspannung von der Sinusform wird als Verzerrung bezeichnet und bedeutet, dass der netzfrequenten Spannung zusätzliche, nicht netzfrequente Komponenten überlagert sind. Es werden folgende Arten der Verzerrung unterschieden:

- Harmonische (Oberschwingungen) bis zur 40. Ordnung
- Zwischenharmonische bis zur 40. Ordnung
- Höherfrequente Emission im Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 150 kHz (in diesem Dokument als Supraharmonische bezeichnet)

Für Zwischenharmonische und Supraharmonische ist außerdem zwischen beabsichtigter Emission (z.B. Rundsteuerung bzw. Schmalband-PLC) und unbeabsichtigter Emission zu unterscheiden. Dieses Kapitel beschäftigt sich mit unbeabsichtigter Emission. Beabsichtigte Emission wird im Kapitel 8 behandelt.

Anmerkung:

In den vorliegenden Technischen Regeln werden supraharmonische Emissionsgrenzwerte für unbeabsichtigte Emission nur im Frequenzbereich 2 kHz bis 9 kHz betrachtet. Beabsichtigte supraharmonische Emission im Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz wird in Kapitel 8 behandelt.

Wesentliche Verursacher von Harmonischen sind:

- Geräte und Anlagen der Leistungselektronik, z. B. Stromrichterantriebe, Gleichrichteranlagen, Dimmer
- Massengeräte mit Gleichstromversorgung wie Fernsehgeräte, Kompaktleuchtstofflampen mit eingebautem elektronischen Vorschaltgerät, IT-Geräte
- Betriebsmittel mit nichtlinearer Strom-Spannungs-Kennlinie, wie Induktions- und Lichtbogenöfen, Gasentladungslampen, Motoren, Transformatoren und Drosseln mit Eisenkern

Wesentliche Verursacher von Zwischenharmonischen sind:

- Asynchronmaschinen
- Untersynchrone Kaskadenantriebe
- Frequenzumrichterantriebe
- Betriebsmittel mit Schwingungspaketsteuerungen
- Widerstandsschweißmaschinen
- Lichtbogenöfen

Wesentliche Verursacher von Supraharmonischen sind:

- Leistungselektronik mit aktiver Leistungsfaktorkorrektur, wie Ladegeräte für Elektrofahrzeuge oder Computerschaltnetzteile
- Geräte mit selbstgeführten Schaltungen, wie PV-Wechselrichter oder Umrichter für Speicheranwendungen

Spannungsverzerrungen können zu Beeinträchtigungen sowohl des Netzbetriebes als auch von Betriebsmitteln (Geräten und Anlagen) bei Netzbenutzern führen. Folgen harmonischer Spannungen können sein:

- Verkürzung der Lebensdauer von Kondensatoren und Motoren infolge thermischer Zusatzlast
- Akustische Störungen bei Betriebsmitteln mit elektromagnetischen Kreisen (Drosseln, Transformatoren und Motoren)
- Einkopplungen in nachrichten- und informationstechnische Einrichtungen
- Funktionsstörungen bei elektronischen Geräten
- Fehlfunktion von Rundsteuerempfängern und Schutzeinrichtungen
- Erschwerung der Erdschlusskompensation in Netzen mit Resonanzsternpunktterdung

Folgen zwischenharmonischer Spannungen können sein:

- Verkürzung der Lebensdauer von Kondensatoren und Motoren infolge thermischer Zusatzlast
- Akustische Störungen bei Betriebsmitteln mit elektromagnetischen Kreisen (Drosseln, Transformatoren und Motoren)
- Funktionsbeeinträchtigungen von Rundsteueranlagen
- Flicker (siehe Kapitel 4)
- Funktionsbeeinträchtigung von Regelungen, z.B. von Photovoltaik-Wechselrichtern

Folgen supraharmonischer Spannungen können sein:

- Fehlfunktionen von Geräten, insbesondere mit kapazitiven Touch-Bedienelementen
- Thermische Zusatzbeanspruchung von Kondensatoren (z.B. in LED-Lampen)
- Falsche Anzeige bei Uhren, welche die Zeit von den Nulldurchgängen der Netzspannung ableiten (z.B. manche Radiowecker)
- Störende Geräuschentwicklung durch Anregung mechanischer Resonanzen

6.2 Frequenzabhängige Netzimpedanz

Die Kurzschlussimpedanz am betrachteten Netzpunkt Z_k als Basis für die Berechnung der Kurzschlussleistung S_k gilt nur für Netzfrequenz (vgl. Kapitel 3). Für die Impedanz bei Frequenzen ungleich der Netzfrequenz gelten andere Werte. Kenntnisse bzw. Annahmen zur frequenzabhängigen Netzimpedanz stellen die Voraussetzung dar, um aus zugeteilten Spannungsemissionsgrenzwerten die entsprechenden Stromemissionsgrenzwerte zu berechnen.

Die frequenzabhängige Netzimpedanz weist fast immer mehrere Resonanzstellen auf. Resonanzfrequenz und Gütefaktor der Resonanzstellen sind im starken Maße vom Aufbau des Netzes, dem aktuellen Schaltzustand des Netzes und von Typ und Betriebspunkt der angeschlossenen Anlagen der Netzbenutzer, unter Umständen auch vom Schaltzustand des übergeordneten Netzes und der Netzbelastung abhängig. Mit steigender Frequenz nehmen die Reihenimpedanzen der Netzelemente durch den direkten Einfluss der Frequenz auf die Reaktanz ungefähr linear zu, wobei der Impedanzwinkel ebenfalls steigt. Zusätzlich spielt auch die Frequenzabhängigkeit der Resistanzen der Netzelemente (Skineneffekt, Proximityeffekt) sowie die Frequenzabhängigkeit ihrer Induktivitäten eine Rolle. Letztere werden bei der Berechnung von Emissionsgrenzwerten im Rahmen dieses Regelwerkes nicht berücksichtigt.

6.2.1 Niederspannungsnetze

Je nach Schaltungstopologie, EingangsfILTER und internen Steuer- bzw. Regelkreisen ist der Einfluss von an das Netz angeschlossenen Geräten auf die frequenzabhängige Netzimpedanz sehr unterschiedlich. Eingangsseitige Kapazitäten von elektrischen Geräten sowie unverdrosselte Kompensationsanlagen in den Anlagen der Netzbenutzer können den Betrag der frequenzabhängigen Netzimpedanz derart beeinflussen, dass ihr Phasenwinkel bei höheren Frequenzen wieder abnimmt und die resultierende frequenzabhängige Netzimpedanz in größeren Bereichen kapazitiv werden kann. Mit zunehmender Frequenz wird die frequenzabhängige Netzimpedanz immer stärker durch die angeschlossenen Geräte in den Anlagen der Netzbenutzer und immer weniger durch die Netzelemente selbst bestimmt. Abb. 6-1 zeigt beispielhaft den Verlauf von Betrag und Phasenwinkel der Eingangsimpedanz eines Elektrofahrzeugs mit On-Board Ladegleichrichter, welcher im dargestellten Frequenzbereich bis 2,5 kHz ein dominierend kapazitives Verhalten aufweist.

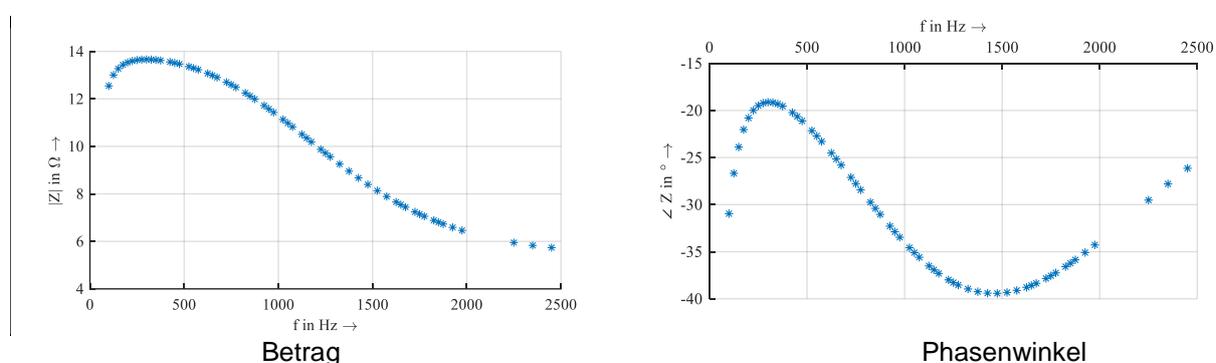


Abb. 6-1: Beispiel für Betrag und Phasenwinkel der frequenzabhängigen Eingangsimpedanz eines typischen On-Board Ladegleichrichters für Elektrofahrzeuge

Abb. 6-2 veranschaulicht schematisch die Vielfalt der möglichen Wirkungen von Geräten (Z_A) auf die frequenzabhängige Netzimpedanz. Es können eine oder mehrere Resonanzstellen entstehen, welche die frequenzabhängige Netzimpedanz Z_M am Punkt M maiglich beeinflussen können. Der Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz (Betrag und Phasenlage) ist deshalb in hohem Mae orts- und zeitabhängig.

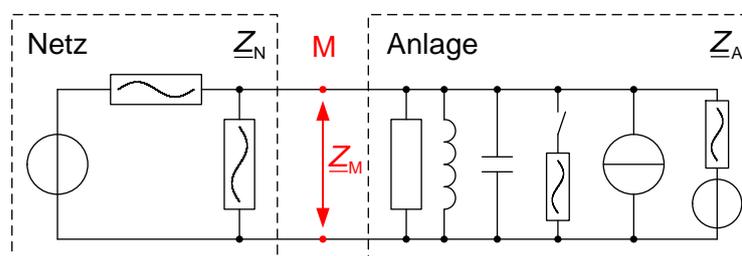


Abb. 6-2: Einphasiges Ersatzschaltbild für die Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz am Punkt M (Parallelschaltung aus netzseitiger und anlagenseitiger Impedanz)
 $(Z_M$: Frequenzabhängige Netzimpedanz; Z_N : Impedanz der Netzseite;
 Z_A : Impedanz der Anlage des Netzbenutzers)

Die Norm [EN 61000-4-7] beschreibt für NS-Netze einen Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz als Schleifenimpedanz (LN) bis 9 kHz, welcher den zunehmenden Einfluss der angeschlossenen Geräte berücksichtigt. Diese Impedanz ist in der Anwendung mit der

Referenzimpedanz nach [IEC 60725] vergleichbar und dementsprechend konservativ, so dass die tatsächliche frequenzabhängige Netzimpedanz an der großen Mehrheit aller Anschlusspunkte niedriger ist. Abb. 6-3 zeigt Messungen der frequenzabhängigen Netzimpedanz (gemessen zwischen Leiter und Neutralleiter) für repräsentativ ausgewählte Punkte in öffentlichen NS-Netzen in Deutschland, Österreich der Schweiz und der Tschechischen Republik [9]. Diese weisen in den meisten Fällen mindestens eine ausgeprägte Resonanzstelle auf und variieren im Bereich von ungefähr zwei Dekaden.

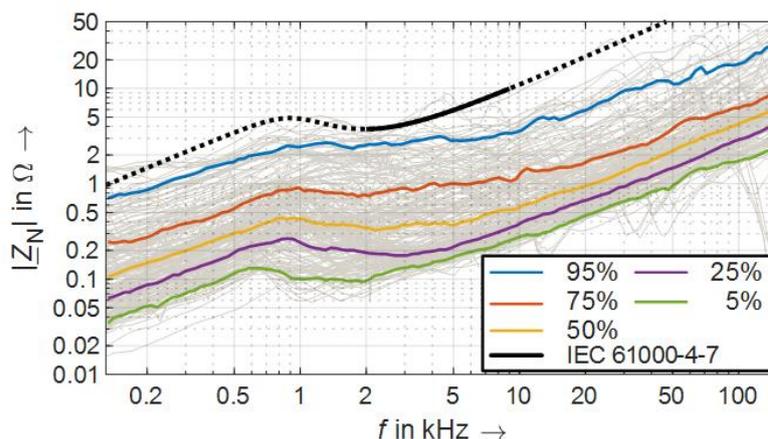


Abb. 6-3: Typische Verläufe der frequenzabhängigen Netzimpedanz (gemessen zwischen Leiter und Neutralleiter), gemessen in öffentlichen Niederspannungsnetzen in Deutschland, Österreich, der Schweiz und der Tschechischen Republik [9]

In NS-Netzen werden ausgeprägte Resonanzen zunehmend bei niedrigen Frequenzen im Bereich einiger hundert Hertz beobachtet, was maßgeblich aus der steigenden Anzahl netzseitiger Filterkapazitäten in modernen leistungselektronischen Geräten resultiert. Dies ist u.a. ein Grund dafür, dass auch für die Berechnung der Emissionsgrenzwerte in NS-Netzen ein Resonanzfaktor berücksichtigt wird.

Feldmessungen im NS-Netz an Anschlusspunkten mit einzelnen Umrichtern größerer Leistung oder mit einer Vielzahl von Umrichtern kleiner Leistung zeigen sehr deutlich, dass der Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz durch Bemessungsleistung und Modell der Umrichter entscheidend beeinflusst werden kann (Abb. 6-4). Dieses Verhalten ist mit den Unterschieden in Bezug auf die Schaltungstopologie sowie in der Auslegung der Filterkreise zu erklären. Weisen die Geräte höhere Stromharmonische im Bereich der Resonanzstellen der Netzimpedanz auf, treten vermehrt Spannungsverzerrungen auf, welche wiederum das Verhalten von Geräten anderer Netzbenutzer beeinflussen können. Werden schwingungsfähige Systeme im Bereich ihrer Resonanz angeregt, können im Falle einer geringen Dämpfung angeschlossene Geräte instabil werden, was normalerweise zu einer Netztrennung führt. Besonders gefährdet sind dabei diejenigen Umrichter, deren Leistungs- bzw. Stromregelung mit der Resonanzstelle eine starke Wechselwirkung aufweisen.

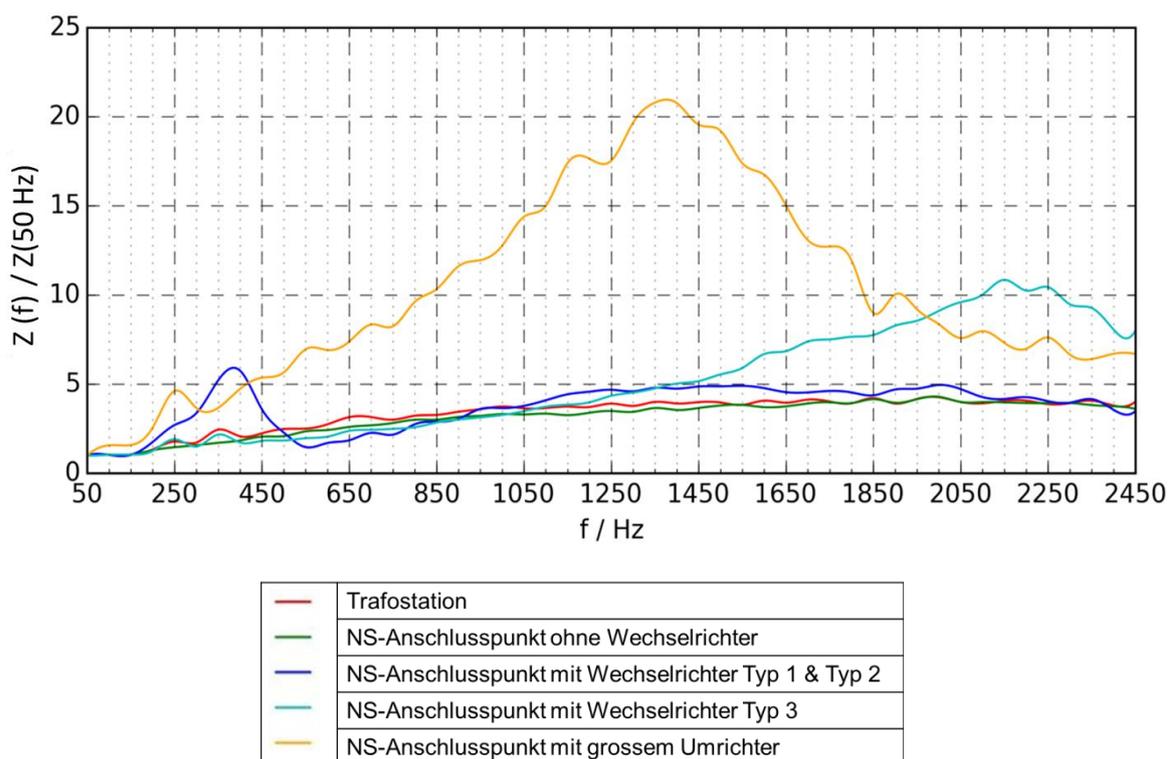


Abb. 6-4: Beeinflussung des Verlaufs der frequenzabhängigen Netzimpedanz durch Umrichter [10]
(Die Typen entsprechen verschiedenen Herstellern.)

Basierend auf Untersuchungen in Verteilnetzen im Zusammenhang mit dezentralen wechselrichterbasierten Anlagen [10] werden nachträgliche Kontrollmessungen der Strom- und Spannungsharmonischen empfohlen, wenn:

- das Verhältnis aus Kurzschlussleistung und gesamter angeschlossener Anlagenleistung kleiner 50 und
- das Verhältnis aus Kurzschlussleistung und Bemessungsleistung eines einzelnen Umrichters kleiner 300 ist.

Für PV-Anlagen ist es vorteilhaft wenige Wechselrichter mit größerer Bemessungsleistung anstelle einer hohen Anzahl an Wechselrichtern kleinerer Leistung zu verwenden.

6.2.2 Mittel- und Hochspannungsnetze

Im Unterschied zur NS-Ebene hat in der MS- und HS-Ebene der Aufbau des Netzes einen signifikanten Einfluss auf die frequenzabhängige Netzimpedanz. Insbesondere in ausgedehnten Kabelnetzen kann die erste Resonanzstelle bereits bei niedrigen Frequenzen auftreten, was u.a. zu Regler-Resonanzen in Erzeugungsanlagen führen kann. Die Induktivitäten der Transformatoren zum Anschluss der unterlagerten Spannungsebene können im Zusammenspiel mit Kapazitäten in der unterlagerten Spannungsebene (z.B. unverdrosselte Kompensationsanlagen) zu ausgeprägten Serienresonanzen führen.

Abb. 6-5 zeigt beispielhaft eine Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in einem MS-Netz bei verschiedenen Schaltzuständen eines Windparks. Die erste Parallelresonanzstelle liegt im Bereich der 5. Harmonischen, die zweite Parallelresonanzstelle bei ca. 4 kHz. Abb. 6-6 zeigt die Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz zu verschiedenen Tageszeiten am geplanten

Anschlusspunkt für einen Bahnstromumrichter in einem HS-Netz. Der Verlauf enthält ebenfalls mehrere Resonanzstellen, wobei die zweite Resonanzstelle in ihrer Lage bei verschiedenen Tageszeiten erheblich variiert.

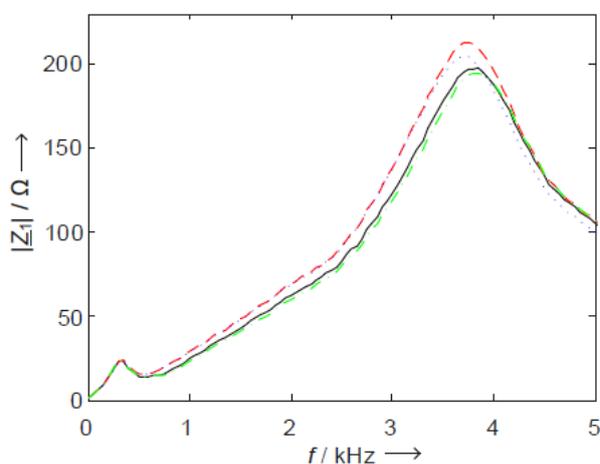


Abb. 6-5: Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in einem öffentlichen MS-Netz mit Windpark bei verschiedenen Schaltzuständen [11]

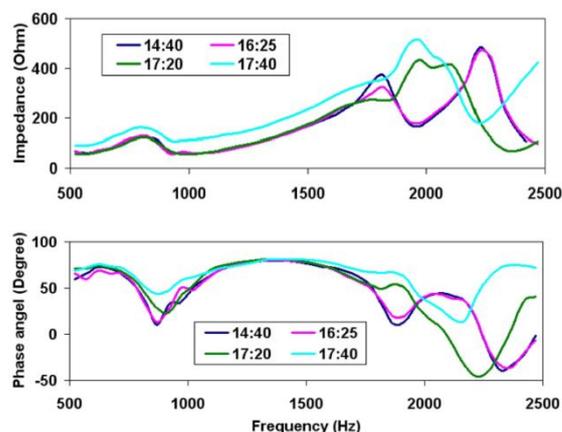


Abb. 6-6: Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in einem HS-Netz [12]

Allgemein gelten in MS- und HS-Netzen folgende qualitative Zusammenhänge:

- Die Resonanzfrequenz der ersten Parallelresonanzstelle in Freileitungsnetzen liegt bei vergleichbarer Netzgröße höher als jene in Kabelnetzen.
- Die Resonanzfrequenz der ersten Parallelresonanzstelle nimmt mit zunehmender Netzgröße bei vergleichbarem Netzaufbau ab.
- Eine hohe Netzbelastung wirkt dämpfend auf die Überhöhung von Resonanzen.
- Schwachlastzeiten stellen im Sinne von Resonanzerscheinungen in der Regel den ungünstigsten Fall dar.

6.2.3 Möglichkeiten zur Bestimmung

Die zuverlässige Bestimmung der Resonanzstellen ist komplex und praktisch nur durch detaillierte Netzstudien mit umfangreichen Simulationen möglich. Die Ergebnisse hängen allerdings auch hier in hohem Maße von der Verfügbarkeit und Qualität der Eingangsdaten sowie den verwendeten Modellen für die Netzelemente und Anlagen der Netzbenutzer ab.

Aus diesem Grund wird die frequenzabhängige Netzimpedanz in vielen Fällen vereinfachend als Gerade unter Berücksichtigung der Kurzschlussimpedanz extrapoliert (Impedanzgerade). Um bei der Berechnung von Emissionsgrenzwerten auch die Berücksichtigung von Resonanzen zu ermöglichen, wird ein Resonanzfaktor k eingeführt, der die Abweichung des tatsächlichen Verlaufes der frequenzabhängigen Netzimpedanz von der extrapolierten Impedanzgeraden abbildet. Für Harmonische und Zwischenharmonische in NS-, MS- und HS-Netzen gilt für die Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz:

Harmonische:

$$Z_v = k_v \cdot v \cdot Z_k \quad (6-1)$$

Zwischenharmonische:

$$Z_\mu = k_\mu \cdot (\mu + 0,5) \cdot Z_k \quad (6-2)$$

v	Ordnungszahl der untergruppierten Harmonischen (siehe Anmerkung)
μ	Ordnungszahl der untergruppierten Zwischenharmonischen (siehe Anmerkung)
k_v	Resonanzfaktor bei der Harmonischen mit der Ordnungszahl v
k_μ	Resonanzfaktor bei der Zwischenharmonischen mit der Ordnungszahl μ
Z_v	Approximierte Impedanz bei der Harmonischen mit der Ordnungszahl v
Z_μ	Approximierte Impedanz bei der Zwischenharmonischen mit der Ordnungszahl μ
Z_k	Kurzschlussimpedanz

Anmerkung:

Die Emissionsgrenzwerte für Harmonische und Zwischenharmonische gelten für die entsprechenden Untergruppen gemäß [EN 61000-4-7]. Deshalb wird in den Technischen Regeln vereinfachend nur die Netzimpedanz bei der Mittenfrequenz der jeweiligen harmonischen bzw. zwischenharmonischen Untergruppe betrachtet.

Die physikalisch exakte Definition einer Zwischenharmonischen, wie sie auch in verschiedenen Normen (z.B. [EN 61000-2-2]) gebräuchlich ist, basiert auf gebrochenen Ordnungszahlen m :

$$Z_m = m \cdot Z_k \quad (6-3)$$

m	Ordnungszahl der Zwischenharmonischen
Z_m	Approximierte Impedanz bei der Zwischenharmonischen mit der Ordnungszahl m
Z_k	Kurzschlussimpedanz

Für Supraharmonische in MS- und HS-Netzen gilt in Analogie zu Harmonischen und Zwischenharmonischen:

$$Z_b = k_b \cdot \frac{f_b}{f_n} \cdot Z_k \quad (6-4)$$

f_b	Mittenfrequenz des supraharmonischen Bandes b
f_n	Netznenfrequenz
k_b	Resonanzfaktor bei der Supraharmonischen mit der Mittenfrequenz f_b
Z_b	Approximierte Impedanz bei der Supraharmonischen mit der Mittenfrequenz f_b
Z_k	Kurzschlussimpedanz bei Netzfrequenz

Für Supraharmonische in NS-Netzen liegen basierend auf einer umfassenden Messkampagne (vgl. [9] bzw. Kapitel 0) bereits genauere Kenntnisse zu typischen Verläufen der frequenzabhängigen Netzimpedanz vor. Deshalb wird im Frequenzbereich 2 kHz bis 9 kHz (betrachteter Frequenzbereich für Emissionsgrenzwerte) eine Geradenapproximation auf Basis der im informativen Anhang B in [EN 61000-4-7] vorgeschlagenen Referenzimpedanz $Z_{\text{ref } b}$ angewendet:

$$Z_b = k_b \cdot Z_{\text{ref } b} \cdot \left(r + (1-r) \cdot \frac{S_{k\text{ref}}}{S_k} \right) \quad (6-5)$$

mit

$$Z_{\text{ref } b} = 10,25 \Omega - \frac{(9 \text{ kHz} - f_b)}{\text{kHz}} \cdot \Omega \quad (6-6)$$

k_b	Resonanzfaktor bei der Supraharmonischen mit der Mittenfrequenz f_b
Z_b	Approximierte Impedanz bei der Supraharmonischen mit der Mittenfrequenz f_b
$Z_{\text{ref } b}$	Referenzimpedanz bei der Supraharmonischen mit der Mittenfrequenz f_b
r	Faktor zur Berücksichtigung des Einflusses der Kurzschlussleistung
$S_{k \text{ ref}}$	Referenz-Kurzschlussleistung (entspricht 570 kVA)
S_k	Kurzschlussleistung am Betrachtungsort

Anmerkung:

Die Emissionsgrenzwerte für Supraharmonische gelten für ein 200-Hz-Band gemäß [EN 61000-4-7] (vgl. auch Definitionen in Kapitel 1). Deshalb wird vereinfachend nur die Netzimpedanz bei der Mittenfrequenz des jeweiligen 200-Hz-Bandes betrachtet.

Der Faktor r berücksichtigt, dass die frequenzabhängige Netzimpedanz bei Frequenzen größer 2 kHz in zunehmendem Maße durch die angeschlossenen Geräte und in abnehmendem Maße durch die Kurzschlussleistung bzw. Kurzschlussimpedanz beeinflusst wird (vgl. 0). Er liegt im Bereich $r = 0 \dots 1$, wobei $r = 1$ bedeutet, dass die Kurzschlussleistung keinen Einfluss mehr auf die frequenzabhängige Netzimpedanz hat. Durch Messungen wurde festgestellt, dass der Faktor r mit steigender Kurzschlussleistung tendenziell abnimmt. Weiterführende Informationen enthält [9].

Für die Bestimmung des Resonanzfaktors $k_{v/\mu/b}$ und damit einer frequenzabhängigen Netzimpedanz $Z_{v/\mu/b}$ zur Festlegung von Emissionsgrenzwerten sind drei Varianten möglich. Alle Varianten berücksichtigen ausschließlich die Resonanzen am Betrachtungspunkt. Sollen weitere Punkte im betrachteten Netz hinsichtlich möglicher Resonanzen untersucht werden, ist dies nur durch detaillierte Netzstudien möglich.

Anmerkung:

Der Resonanzfaktor $k_{v/\mu/b}$ ist nicht mit dem Gütefaktor g identisch.

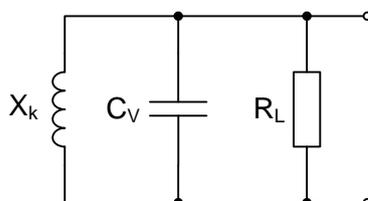
6.2.3.1 Variante 1: Individuelle Berücksichtigung aller vorhandenen Resonanzstellen

Sind alle erforderlichen Eingangsdaten und Modelle mit entsprechender Güte verfügbar, dann liefert eine detaillierte Netzsimulation die zuverlässigsten Aussagen zur frequenzabhängigen Netzimpedanz. Diese wird insbesondere für solche Netze empfohlen, welche aufgrund ihrer Konfiguration Resonanzstellen bei charakteristischen Frequenzen mit signifikanter Anregung (z.B. 5. oder 7. Harmonische) erwarten lassen. Bei der Betrachtung verschiedener Szenarien (z.B. Starklast/Schwachlast, unterschiedliche Schaltzustände) sind zur Berechnung der Emissionsgrenzwerte die ungünstigsten Werte für die Impedanz $Z_{v/\mu/b}$ zu verwenden. Für Frequenzen oberhalb der ersten Parallelresonanzstelle sind auch die Ergebnisse der Netzsimulation zunehmend unsicher.

Obwohl die Impedanz oberhalb der ersten Parallelresonanzstelle oftmals niedriger als die entsprechende Impedanzgerade ist, sollte aufgrund des Risikos von Resonanzverstärkungen an anderen Punkten im Netz dennoch mit einem Wert von $k_{v/\mu/b} = 0,8 \dots 1$ gerechnet werden. Der technische Bericht [IEC 61000-3-6] empfiehlt $k_{v/\mu/b} = 1$.

6.2.3.2 Variante 2: Überschlägige Berücksichtigung der ersten Parallelresonanzstelle

Die frequenzabhängige Netzimpedanz erreicht ein Maximum bei der ersten Parallelresonanzstelle, welche üblicherweise im Frequenzbereich kleiner 2 kHz liegt. Die Bestimmung der ersten Parallelresonanzstelle des Netzes mit der Resonanzfrequenz f_{res} kann auf Basis einer vereinfachten Ersatzschaltung entsprechend Abb. 6-7 erfolgen.



X_k	Reaktanz der Kurzschlussimpedanz am Betrachtungspunkt
C_V	resultierende Kapazität bezogen auf den Betrachtungspunkt (u.a. Kabelkapazität, Kapazität unverdrosselter Kompensationsanlagen, ...)
R_L	resultierende Resistanz der Last bezogen auf den Betrachtungspunkt (Netzlast)

Abb. 6-7: Vereinfachtes Ersatzschaltbild zur Modellierung der ersten Parallelresonanzstelle

Es gilt die überschlägige Beziehung

$$f_{\text{res}} \approx f_N \sqrt{\frac{S_{k \text{ akt}}}{Q_V}} \quad (6-7)$$

f_N	Netzfrequenz
$S_{k \text{ akt}}$	tatsächliche Kurzschlussleistung am Betrachtungspunkt bei Netzfrequenz
Q_V	(kapazitive) Blindleistung bei Netzfrequenz nach $Q_V = 2\pi \cdot f_N \cdot C_V \cdot U_N^2$

Das Modell liefert unter der Annahme, dass die wirksamen Anteile der Gesamtkapazität C_V direkt oder sehr nahe am Betrachtungspunkt angeschlossen sind, in den meisten Fällen Ergebnisse mit guter Genauigkeit. Größere Abweichungen können auftreten, wenn die Gesamtkapazität C_V im Netz verteilt ist oder nicht direkt am Betrachtungspunkt angeschlossen ist (z.B. über eine Leitung). Während diese Annahme in NS- und MS-Netzen zumeist Gültigkeit besitzt, ist in HS-Netzen fast immer von einer nicht zu vernachlässigenden Verteilung der Kapazität im Netz (Leitungskapazitäten) auszugehen. In diesen Fällen kann die tatsächliche Resonanzfrequenz höher als die nach Gleichung (6-7) abgeschätzte Resonanzfrequenz sein.

Die Netzlast beeinflusst maßgeblich die Dämpfung und damit die Überhöhung der Impedanz an der ersten Parallelresonanzstelle im Vergleich zur Impedanzgeraden. Liegt keine genaue Abschätzung vor, können die Anhaltswerte nach Tab. 6-1 (NS) bzw. Tab. 6-2 (MS, HS) verwendet werden. Die Resonanzfaktoren beziehen sich dabei auf die entsprechenden Mittenfrequenzen der untergruppierten Harmonischen bzw. Zwischenharmonischen (vgl. Anmerkung unter Gleichung (6-2)).

Obwohl die Impedanz oberhalb der ersten Parallelresonanzstelle oftmals niedriger als die entsprechende Impedanzgerade ist, sollte aufgrund möglicher Resonanzverstärkungen an anderen Punkten im Netz dennoch mit einem Wert von $k_{v/\mu} = 0,8 \dots 1$ gerechnet werden. Der technische Bericht [IEC 61000-3-6] empfiehlt $k_{v/\mu} = 1$.

Tab. 6-1: Anhaltswerte für den Resonanzfaktor $k_{v/\mu}$ in NS-Netzen (Frequenzbereich $f \leq 2$ kHz)

$f/f_N < (f_{res}/f_N - 2,5)$	$(f_{res}/f_N - 2,5) \leq f/f_N \leq (f_{res}/f_N + 2,5)$	$f/f_N > (f_{res}/f_N + 2,5)$
$k_{v/\mu} = 1$	$k_{v/\mu} = 1,1 \dots 1,4$	$k_{v/\mu} = 0,8 \dots 1$

Tab. 6-2: Anhaltswerte für den Resonanzfaktor $k_{v/\mu/b}$ in MS- und HS-Netzen (Frequenzbereich $f \leq 2$ kHz)

	$f/f_N < (f_{res}/f_N - 2,5)$	$(f_{res}/f_N - 2,5) \leq f/f_N \leq (f_{res}/f_N + 2,5)$	$f/f_N > (f_{res}/f_N + 2,5)$
Netze mit hohem Kabelanteil	$k_{v/\mu} = 1$	$k_{v/\mu} = 1,5 \dots 2,5$	$k_{v/\mu/b} = 0,8 \dots 1$
Netze mit hohem Freileitungsanteil		$k_{v/\mu} = 2 \dots 3$	

Anmerkung:

Für den Bereich der Resonanz können die Resonanzfaktoren variieren. Ist in Schwachlastzeiten ein sehr niedriger Anteil ohmscher Lasten zu erwarten, sollte der Resonanzfaktor aus dem oberen Wertebereich gewählt werden.

6.2.3.3 Variante 3: Verallgemeinerte Berücksichtigung der ersten Parallelresonanzstelle

Für Beurteilungen im HS-Netz wird die individuelle Berücksichtigung der ersten Parallelresonanzstelle bei der Berechnung von Stromemissionsgrenzwerten grundsätzlich empfohlen.

Für NS- und MS-Netze kann ohne genaue Kenntnis der ersten Parallelresonanzstelle deren überschlägige Berücksichtigung erfolgen. Dafür wird in Abhängigkeit der Spannungsebene ein Frequenzbereich, in welchem eine Überhöhung durch die erste Parallelresonanzstelle zu erwarten ist, sowie ein entsprechender Resonanzfaktor definiert (Tab. 6-3). Die erste Parallelresonanzstelle liegt üblicherweise im Frequenzbereich kleiner 2 kHz, so dass nur Resonanzfaktoren für Harmonische und Zwischenharmonische angegeben werden. Für NS-Netze ist außerdem zu berücksichtigen, welcher Wert für den Impedanzwinkelfaktor k_{XR} (Kapitel 0) bei der Berechnung der Emissionsgrenzwerte verwendet wird.

Tab. 6-3: Anhaltswerte für Frequenzbereiche und Resonanzfaktor $k_{v/\mu}$ in NS- und MS-Netzen

Spannungsebene	Frequenzbereich	Resonanzfaktor innerhalb des Frequenzbereiches
NS	$7 \leq f/f_N \leq 25$	$k_{v/\mu} = 1,15$ ($k_{XR} > 0,95$) $k_{v/\mu} = 1,3$ ($k_{XR} \leq 0,95$)
MS	$2 \leq f/f_N \leq 19$	$k_{v/\mu} = 1,5$

Außerhalb des Frequenzbereiches nach Tab. 6-3 ist $k_{v/\mu/b} = 1$ zu verwenden. Die Näherung führt im Allgemeinen zu vertretbaren Grenzwerten, kann in Einzelfällen jedoch unzulässig hohe Pegel ergeben. Deshalb werden begleitende Messungen empfohlen.

6.3 Berücksichtigung des Impedanzwinkels am Betrachtungspunkt

Die vereinfachte Extrapolation der frequenzabhängigen Netzimpedanz gemäß den Gleichungen (6-1), (6-3) und (6-4) geht davon aus, dass der Blindanteil der Impedanz dominiert, da die Näherung

$$v \cdot Z_k = v \cdot \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \approx \sqrt{R_k^2 + v^2 \cdot X_k^2} \quad (6-8)$$

nur unter der Bedingung $X_k/R_k > 2,5$ eine angemessene Genauigkeit aufweist. Ist die Bedingung für Betrachtungspunkte im HS- und MS-Netz sowie in der Nähe des Einspeisetransformators in NS-Netzen erfüllt, kann insbesondere an Ausläuferenden in NS-Kabelnetzen das Verhältnis X_k/R_k deutlich kleiner sein. In diesem Fall führt die Extrapolation gemäß den Gleichungen (6-1) und (6-3) für Frequenzen außerhalb von Resonanzstellen zu konservativen Annahmen bzgl. der frequenzabhängigen Netzimpedanz.

Für die Berechnung von Emissionsgrenzwerten für Harmonische und Zwischenharmonische in NS-Netzen wird deshalb ein Impedanzwinkelfaktor k_{XR} eingeführt, für welchen in Abhängigkeit des X/R-Verhältnisses am Betrachtungspunkt die Werte in Tab. 6-4 gelten.

Tab. 6-4: Anhaltswerte für den Impedanzwinkelfaktor k_{XR} in NS-Netzen

X/R	k_{XR}		X/R	k_{XR}
< 0,2	0,4		0,9 .. 1,09	0,8
0,2 ... 0,29	0,5		1,1 .. 1,39	0,85
0,3 ... 0,39	0,6		1,4 .. 1,79	0,9
0,4 ... 0,59	0,65		1,8 .. 2,5	0,95
0,6 .. 0,69	0,7		> 2,5	1
0,7 .. 0,89	0,75			

Ist das X/R-Verhältnis am Betrachtungspunkt nicht bekannt oder soll der Impedanzwinkel bei der Berechnung der Emissionsgrenzwerte unberücksichtigt bleiben, so ist $k_{XR} = 1$ zu setzen.

Anmerkung:

Für Supraharmonische in NS-Netzen ist aufgrund der zu Harmonischen und Zwischenharmonischen abweichenden Bestimmung der extrapolierten Impedanzgerade keine Anwendung des Impedanzwinkelfaktors vorgesehen.

6.4 Allgemeine Methodik zur Bestimmung der Emissionsgrenzwerte

6.4.1 Harmonische

Basierend auf dem Verträglichkeitspegel für NS-Netze nach [EN 61000-2-2] und unter Anwendung des Konzeptes seiner Aufteilung auf die verschiedenen Spannungsebenen entsprechend Kapitel 2.3 ergibt sich der anteilige Beitrag für ein NS-, MS- bzw. HS-Netz entsprechend

$$u_{v \text{ zul } xS} = u_{v \text{ VP NS}} \cdot k_{vN xS} \quad (6-9)$$

$u_{v \text{ VP NS}}$	Verträglichkeitspegel im NS-Netz für die Harmonische mit der Ordnungszahl v
$u_{v \text{ zul } xS}$	Anteiliger Beitrag der Spannungsebene NS, MS, HS für die Harmonische mit der Ordnungszahl v
$k_{vN xS}$	Anteilsfaktor für die Spannungsebene NS, MS, HS für die Harmonische mit der Ordnungszahl v

Bei der Bestimmung der Anteilsfaktoren wurde berücksichtigt, dass

- mit steigender Ordnungszahl sowie für nichtcharakteristische Ordnungen die Ähnlichkeit in der Phasenlage der harmonischen Ströme verschiedener Anlagen der Netzbenutzer üblicherweise abnimmt
- mit steigender Ordnungszahl sowie für nichtcharakteristische Ordnungen die Wahrscheinlichkeit des gleichzeitigen Auftretens von Harmonischen gleicher Ordnungszahl bei verschiedenen Anlagen der Netzbenutzer üblicherweise abnimmt
- mit steigender Ordnungszahl die Dämpfung steigt und damit die Ausbreitungsweite im Netz üblicherweise sinkt
- für Harmonische mit Ordnungszahlen, welche vorzugsweise ein Nullsystem ausbilden durch die Schaltung der typischerweise eingesetzten Transformatoren zwischen MS- und NS-Ebene üblicherweise keine nennenswerte Übertragung in das übergeordnete Netz erfolgt.
- ein angemessener Anteil des Verträglichkeitspegels für die HöS-Ebene reserviert ist.
- die Aufteilung zwischen den Spannungsebenen maßgeblich durch die Kurzschlussimpedanz der Transformatoren zwischen den Netzebenen bestimmt wird.

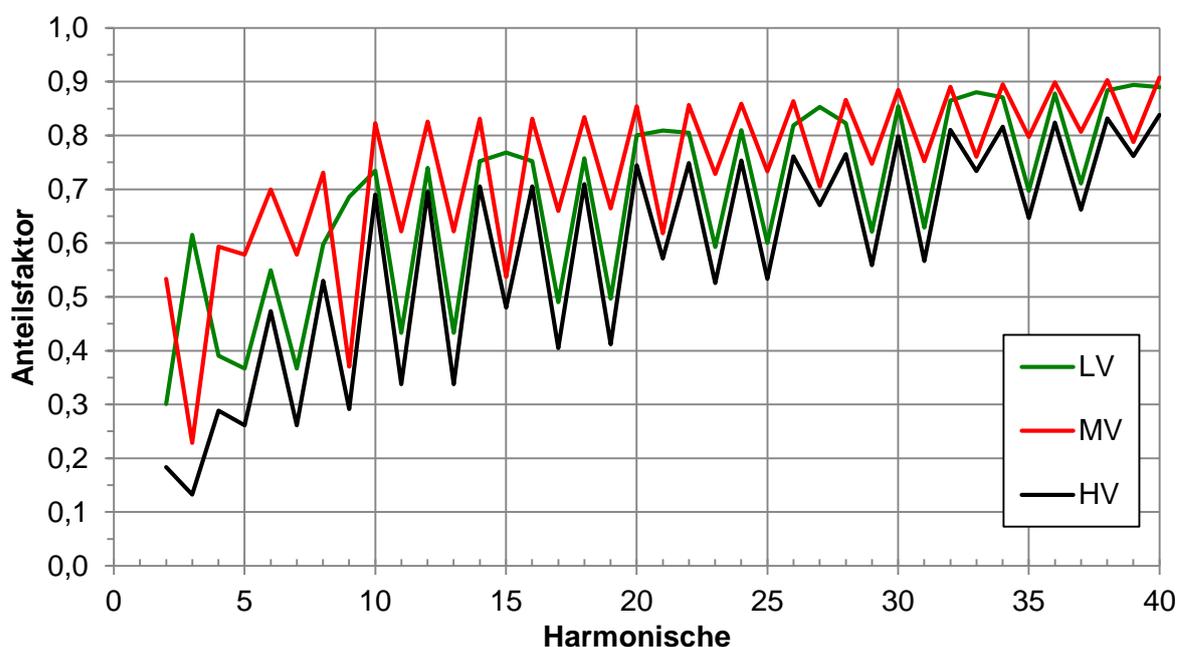


Abb. 6-8: Übersicht der Anteilsfaktoren zur Bestimmung der anteiligen Beiträge des Verträglichkeitspegels je Spannungsebene

Der anteilige Beitrag je Spannungsebene wird innerhalb der Spannungsebene leistungsproportional zwischen den einzelnen Anlagen der Netzbenutzer aufgeteilt.

6.4.2 Zwischenharmonische

Üblicherweise wird angenommen, dass mehrere Anlagen von Netzbenutzern in einem Netz nur mit geringer Wahrscheinlichkeit gleichzeitig Zwischenharmonische in der gleichen Untergruppe emittieren. Tritt ein solcher Fall ein, ist die Emission mit hoher Wahrscheinlichkeit unabhängig voneinander. Dementsprechend wird der Verträglichkeits- bzw. Planungspegel reduziert um den Faktor $\sqrt{2}$ als Grundlage zur Berechnung der Emissionsgrenzwerte einer einzelnen Anlage des Netzbenutzers verwendet.

Anmerkung:

Wenn die Anlagen mehrerer Netzbenutzer ähnliches Emissionsverhalten für Zwischenharmonischen aufweisen oder ein oder mehrere Anlagen von Netzbenutzern mit ähnlichem Emissionsverhalten für Zwischenharmonische in der übergeordneten Netzebene angeschlossen sind, können unzulässig hohe Pegel im betrachteten Netz resultieren. In letzterem Fall können Serienresonanzen zu einer unzulässigen Verstärkung der zwischenharmonischen Spannungen in der unterlagerten Netzebene führen. In diesen Situationen kann die individuelle Festlegung niedrigerer Emissionsgrenzwerte durch den Netzbetreiber erforderlich sein.

6.4.3 Supraharmonische

Die Vorgabe von Grenzwerten für Supraharmonische ist auf den Frequenzbereich 2 – 9 kHz beschränkt. Für den Frequenzbereich zwischen 9 kHz und 150 kHz sind diese international noch in Beratung. Weist eine Anlage des Netzbenutzers signifikante Emission im Frequenzbereich 9 kHz bis 150 kHz auf, so kann die Einhaltung der Verträglichkeitspegel für öffentliche Niederspannungsnetze gemäß [EN 61000-2-2] als Orientierung zur Bewertung der Emission der Anlage des Netzbenutzers herangezogen werden.

Üblicherweise wird angenommen, dass mehrere Anlagen von Netzbenutzern in einem Netz nur mit geringer Wahrscheinlichkeit gleichzeitig Supraharmonische in einem Frequenzband emittieren. Tritt ein solcher Fall ein, ist die Emission mit hoher Wahrscheinlichkeit unabhängig voneinander. Darüber hinaus ist bei Frequenzen oberhalb von 2 kHz die Ausbreitungsweite in Aufwärtsrichtung im Netz erfahrungsgemäß gering. Dementsprechend wird der Verträglichkeits- bzw. Planungspegel reduziert um den Faktor $\sqrt{2}$ als Grundlage zur Berechnung der Emissionsgrenzwerte einer einzelnen Anlage des Netzbenutzers verwendet.

Anmerkung:

Wenn die Anlagen mehrerer Netzbenutzer ähnliches Emissionsverhalten für Supraharmonische aufweisen oder ein oder mehrere Anlagen von Netzbenutzern mit ähnlichem Emissionsverhalten für Supraharmonische in der übergeordneten Netzebene angeschlossen sind, können unzulässig hohe Pegel im betrachteten Netz resultieren. Außerdem können Serienresonanzen zu einer unzulässigen Verstärkung der supraharmonischen Spannungen in Abwärtsrichtung führen [13]. In diesen Situationen kann die individuelle Festlegung niedrigerer Emissionsgrenzwerte durch den Netzbetreiber erforderlich sein.

6.5 Umrechnung zwischen Anschlusspunkt und Verknüpfungspunkt

Für die absoluten harmonischen, zwischenharmonischen bzw. supraharmonischen Ströme gilt näherungsweise die Annahme

$$I_{V/\mu/b \text{ VP}} \approx I_{V/\mu/b \text{ AP}} \quad (6-10)$$

$I_{V/\mu/b \text{ VP}}$ Harmonischer/zwischenharmonischer/supraharmonischer Strom der Anlage des Netzbenutzers am Verknüpfungspunkt

$I_{V/\mu/b \text{ AP}}$ Harmonischer/zwischenharmonischer/supraharmonischer Strom der Anlage des Netzbenutzers am Anschlusspunkt

Anmerkung:

Insbesondere im Frequenzbereich größer 2 kHz ist die Ausbreitung im Netz maßgeblich von weiteren angeschlossenen Geräten abhängig. Die Annahme nach Gleichung (6-10) geht davon aus, dass zwischen Anschlusspunkt und Verknüpfungspunkt ausschließlich eine Leitung ohne weitere daran angeschlossene Geräte existiert.

Unter der Annahme nach Gleichung (6-10) erfolgt die Umrechnung des Emissionsgrenzwertes einer Anlage des Netzbenutzers als harmonische Spannung vom Anschlusspunkt auf den Verknüpfungspunkt für Harmonische, Zwischenharmonische und Supraharmonische näherungsweise gemäß

(6-11)

$$u_{v/\mu/b V} = \frac{k_{v/\mu/b V}}{k_{v/\mu/b AP}} \cdot \frac{k_{XR V}}{k_{XR AP}} \cdot \frac{S_{k AP}}{S_{k V}} \cdot u_{v/\mu/b AP} \quad (6-12)$$

$u_{v/\mu/b V}$	Emissionsgrenzwert der Anlage des Netzbenutzers als harmonische/zwischenharmonische/supraharmonische Spannung am Verknüpfungspunkt
$u_{v/\mu/b AP}$	Emissionsgrenzwert der Anlage des Netzbenutzers als harmonische/zwischenharmonische/supraharmonische Spannung am Anschlusspunkt
$k_{v/\mu/b AP}$	Resonanzfaktor für die Harmonische der Ordnung v / die Zwischenharmonische der Ordnung μ / das supraharmonische Band b am Anschlusspunkt
$k_{v/\mu/b V}$	Resonanzfaktor für die Harmonische der Ordnung v / die Zwischenharmonische der Ordnung μ / das supraharmonische Band b am Verknüpfungspunkt
$k_{XR AP}$	Impedanzwinkelfaktor für die Harmonische der Ordnung v / die Zwischenharmonische der Ordnung μ am Anschlusspunkt
$k_{XR V}$	Impedanzwinkelfaktor für die Harmonische der Ordnung v / die Zwischenharmonische der Ordnung μ am Verknüpfungspunkt
$S_{k AP}$	Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt
$S_{k V}$	Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

Der Impedanzwinkelfaktor $k_{XR x}$ wird ausschließlich für Harmonische und Zwischenharmonische in NS-Netzen angewendet. In allen anderen Fällen ist für den Impedanzwinkelfaktor $k_{XR x} = 1$ einzusetzen (vgl. Kapitel 0). Ist der Impedanzwinkelfaktor zur Anwendung für Harmonische bzw. Zwischenharmonische im NS-Netz in Gleichung (6-12) unbekannt, kann dieser durch $k_{XR x} = 1$ vereinfacht werden. Letzteres führt üblicherweise zu einer konservativeren Abschätzung für den Emissionsgrenzwert am Verknüpfungspunkt.

Sind die Resonanzfaktoren $k_{v/\mu/b x}$ in Gleichung (6-12) unbekannt, können diese durch $k_{v/\mu/b x} = 1$ vereinfacht werden. Dies kann zu einer konservativeren Abschätzung für den Emissionsgrenzwert am Verknüpfungspunkt führen.

6.6 Bewertungsgrößen

Als Bewertungsgrößen werden die Beträge der einzelnen harmonischen Ströme I_v bis zur 40. Ordnung, die Beträge der einzelnen zwischenharmonischen Ströme I_μ bis zur 40. Ordnung sowie die Beträge der supraharmonischen Ströme I_b im Frequenzbereich 2 - 9 kHz verwendet.

Im Rahmen des messtechnischen Nachweises der Emission der Anlage eines Netzbenutzers kann neben der Bewertung der emittierten Ströme auch die Bewertung der emittierten Spannungen nützlich sein.

Diese wird für Harmonische gemäß folgender Gleichung berechnet:

$$u_{v \text{ zul AP}} = \frac{v \cdot k_{\text{korr } v} \cdot p_v}{1000} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_E + k_B + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{k \text{ AP}}}} \quad (6-13)$$

- $u_{v \text{ zul AP}}$ Emissionsgrenzwert der Anlage des Netzbenutzers als harmonische Spannung am Anschlusspunkt
- v Ordnungszahl der Harmonischen
- S_A Anschlussleistung der Anlage des Netzbenutzers
- $S_{k \text{ AP}}$ Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt
- p_v Proportionalitätsfaktor für Harmonische der Ordnung v
- $k_{\text{korr } v}$ Korrekturfaktor Harmonische der Ordnung v
- k_B Bezugsfaktor
- k_E Erzeugerfaktor
- k_S Speicherfaktor

Der Korrekturfaktor $k_{\text{korr } v}$ (Tab. 6-5) ist ausschließlich für Niederspannungsnetze anzuwenden und berücksichtigt die zusätzliche Reduktion der Proportionalitätsfaktoren p_v für durch Drei teilbare harmonische Ordnungen in Vier-Leiter-Netzen. In allen anderen Fällen gilt $k_{\text{korr } v} = 1$.

Tab. 6-5: Korrekturfaktor $k_{\text{korr } v}$ für Proportionalitätsfaktoren für Niederspannungsnetze

v	$k_{\text{korr } v}$						
3	4,0	15	3,0	27	3,0	39	2,0
6	1,3	18	1,5	30	1,5		
9	3,0	21	3,0	33	2,0		
12	1,5	24	1,5	36	1,5		

Für zwischenharmonische Spannungen gelten die Emissionsgrenzwerte in Tab. 6-6.

Tab. 6-6: Emissionsgrenzwert $u_{\mu \text{ zul } v}$ der zwischenharmonischen Spannung mit der Ordnung μ

μ	$u_{\mu \text{ zul AP}}$
1, 2	0,07 %
3 ...30	0,14 %
31 ...39	0,21 %

Für supraharmische Spannungen im Frequenzbereich 2 – 9 kHz gilt:

$$\text{NS: } u_{b \text{ zul AP}} = 1,435\% \cdot \left(\frac{b}{\text{kHz}}\right)^{-0,52} \quad (6-14)$$

$$\text{MS, HS: } u_{b \text{ zul AP}} = 1,015\% \cdot \left(\frac{b}{\text{kHz}}\right)^{-0,52} \quad (6-15)$$

- $u_{b \text{ zul AP}}$ Emissionsgrenzwert der Anlage des Netzbenutzers als supraharmische Spannung am Anschlusspunkt
- b Supraharmisches Band mit der Mittenfrequenz f_b

Anmerkung:

Die Grenzwerte für die zulässige supraharmonische Spannung basieren auf den Festlegungen der Verträglichkeitspegel in [IEC 61000-2-2]. In [IEC 61000-2-2] werden zwei Bereiche angegeben: 2..3 kHz mit einem konstanten Wert, 3..9 kHz mit einem im doppelt logarithmischen Raster linear abfallenden Verlauf. Vereinfachend wird in der vorliegenden Technischen Regel im gesamten Bereich von 2..9 kHz eine im doppelt logarithmischen Raster linear abfallende Funktion verwendet. Dadurch ergibt sich am Eckpunkt 3 kHz eine maximale Abweichung von -18 %.

Anmerkung:

Der Emissionsgrenzwert ist nicht mit der Betragsdifferenz der Spannungsverzerrung ohne und mit angeschlossener Anlage des Netzbenutzers („Vorher-Nachher-Messung“) identisch. Eine Ausnahme stellen Harmonische mit Ordnungszahlen kleiner 5 dar.

Aufgrund der angenommenen Diversität zwischen den Emissionen der Anlagen der einzelnen Netzbenutzer ist die zulässige Betragsdifferenz kleiner als der Emissionsgrenzwert. Der zulässige Wert hängt von der Anzahl, Größe und Verteilung der Anlagen der Netzbenutzer im betrachteten Netz ab und kann in bestimmten Fällen nur 20 % des entsprechenden Emissionsgrenzwertes betragen.

Für einen messtechnischen Nachweis am Verknüpfungspunkt ist die Umrechnung gemäß Kapitel 6.5 zu beachten.

Eine sehr niedrige Impedanz bei einer Harmonischen, Zwischenharmonischen oder Supraharmonischen (z.B. infolge einer Reihenresonanz) kann trotz Einhaltung der Beiträge zur Spannungsverzerrung zu sehr hohen verzerrten Strömen führen. Diese können an anderen Punkten im Netz unzulässige Spannungsverzerrungen hervorrufen. In solchen Fällen ist eine Reduktion des entsprechenden Beitrags zur Spannungsverzerrung gemäß folgender Gleichung zu empfehlen:

$$u_{v/\mu/b \text{ red AP}} = k_{v/\mu/b \text{ AP}} \cdot u_{v/\mu/b \text{ zul AP}} \quad (6-16)$$

- $u_{v/\mu/b \text{ red AP}}$ Reduzierter Emissionsgrenzwert der Anlage des Netzbenutzers als harmonische/zwischenharmonische/supraharmonische Spannung am Anschlusspunkt
- $u_{v/\mu/b \text{ zul AP}}$ Zulässiger Emissionsgrenzwert der Anlage des Netzbenutzers als harmonische/zwischenharmonische/supraharmonische Spannung am Anschlusspunkt
- $k_{v/\mu/b \text{ AP}}$ Resonanzfaktor für die Harmonische der Ordnung v / die Zwischenharmonische der Ordnung μ / das supraharmonische Band b am Anschlusspunkt

Ist der Resonanzfaktor $k_{v/\mu/b \text{ AP}}$ nicht bekannt, wird empfohlen, dass die harmonischen, zwischenharmonischen bzw. supraharmonischen Ströme in solchen Fällen ein Vielfaches (im Bereich 1,5 .. 2,0) des jeweiligen Emissionsgrenzwertes nicht überschreiten.

6.7 Gruppierung von Oberschwingungserzeugenden Geräten

Für die Beurteilung des Anschlusses der Anlage eines Netzbenutzers hinsichtlich der Harmonischen kann eine Bestimmung des nichtlinearen (oberschwingungserzeugenden) Anteils der Anschlussleistung der Anlage des Netzbenutzers erforderlich.

Dazu muss die Summe der Bemessungsleistungen aller Oberschwingungserzeugenden Geräte der Anlage des Netzbenutzers bestimmt werden, wobei die Geräte entsprechend dem Gesamtoberschwingungsgehalt ihres Stromes im Bemessungsbetrieb in drei Gruppen eingeteilt werden:

- Gruppe 1:
Zu dieser Gruppe gehören Betriebsmittel mit geringer harmonischer Emission ($\text{THDi} \leq 25\%$), wie z.B. Stromrichter mit einer Pulszahl $p \geq 12$, Leuchtstofflampen und andere Gasentladungslampen mit induktivem Vorschaltgerät, selbstgeführte Stromrichter (z.B. Wechselrichter für Photovoltaik bzw. Umrichter für Speicheranwendungen) oder Geräte mit aktiver Leistungsfaktorkorrektur (z.B. Ladegeräte für Elektrofahrzeuge, LED-Beleuchtung).
- Gruppe 2:
Zu dieser Gruppe gehören Betriebsmittel mit mittlerer harmonischer Emission ($25\% < \text{THDi} \leq 50\%$), wie z.B. 6-pulsige Stromrichter mit Stromzwischenkreis bzw. Spannungszwischenkreis und induktiver Glättung.
- Gruppe 3:
Zu dieser Gruppe gehören Betriebsmittel mit hoher harmonischer Emission ($\text{THDi} > 50\%$), wie z.B. 6-pulsige Stromrichter mit Spannungszwischenkreis ohne induktive Glättung, Computer einschließlich Peripheriegeräten, Kompaktleuchtstofflampen mit elektronischem Vorschaltgerät, LED-Beleuchtung ohne aktive Leistungsfaktorkorrektur und Geräte der Unterhaltungselektronik.

Bei der Bestimmung des Oberschwingungserzeugenden Anteils der Anschlussleistung eines Netzbenutzers ist auch die Möglichkeit der zukünftigen Erweiterung mit Oberschwingungserzeugenden Geräten zu berücksichtigen.

6.8 Maßnahmen

Maßnahmen können sowohl in der Anlage eines Netzbenutzers (Reduktion der in das Netz eingespeisten verzerrten Ströme) als auch im Verteilnetz (Reduktion der Auswirkungen der verzerrten Ströme) erforderlich sein. Je nach der Kostensituation und den örtlichen und technischen Gegebenheiten wird von einer oder mehreren dieser Möglichkeiten Gebrauch gemacht. Zudem können durch die Anlagen weiterer Netzbenutzer in der Nähe des Anschlusspunktes der Anlage eines Netzbenutzers Kompensationseffekte auftreten, welche bei der Auswahl geeigneter lokaler Maßnahmen ggf. berücksichtigt werden können.

6.8.1 Harmonische und Zwischenharmonische

Netzseitige Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussleistung sind in Kapitel 2.8 aufgeführt. Außerdem kann eine gezielte Verteilung der anzuschließenden Anlage und der Anlagen weiterer Netzbenutzer auf unterschiedliche Sammelschienen erfolgen.

Anlagenseitige Maßnahmen:

- Einsatz von Geräten mit geringerem Gesamtüberschwingungsgehalt THDi
- Verbesserung der Glättung im Zwischenkreis von Umrichtern
- Einsatz passiver Filter (Saugkreisanlagen)
- Einsatz aktiver Filter

Ausgewählte anlagenseitige Maßnahmen werden in den folgenden Abschnitten näher beschrieben.

Anmerkung:

Um die Entstehung ungewollter Resonanzen zu vermeiden sind Anlagen zur Blindleistungskompensation in geeigneter Weise zu verdrosseln. Ein Verdrosselungsgrad von 14 % ist zu wählen, wenn im Netz Spannungsharmonische 3. Ordnung auftreten können.

6.8.1.1 Saugkreisanlagen

Saugkreisanlagen sollen die Auswirkungen der Anlage eines Netzbenutzers auf die Verzerrung der Netzspannung reduzieren. Ein Saugkreis (auch als passiver Filterkreis bezeichnet) ist ein Reihenresonanzkreis mit einer Resonanzfrequenz nahe oder gleich der zu filternden harmonischen, zwischenharmonischen oder supraharmischen Emission. Saugkreisanlagen bestehen üblicherweise aus mehreren solchen Saugkreisen, die auf verschiedene Frequenzen abgestimmt sind.

Für die Auslegung von Saugkreisanlagen ist insbesondere zu berücksichtigen:

- Saugkreisanlagen können die Rundsteuerung unzulässig beeinflussen und müssen deshalb bei der Rundsteuerfrequenz eine entsprechende Mindestimpedanz aufweisen, welche beim zuständigen Netzbetreiber erfragt werden kann (siehe auch Kapitel 8).
- Eine dauernde Überkompensation bezogen auf die Grundschwingung ist grundsätzlich zu vermeiden. Andernfalls ist die Zustimmung des Netzbetreibers erforderlich.
- Saugkreise wirken nicht nur auf die in der Anlage des Netzbenutzers erzeugten Stromemissionen, sondern können auch durch Ströme aus dem Netz belastet werden, welche aus der vorhandenen Verzerrung der Netzspannung resultieren. Dies ist bei der Dimensionierung von Saugkreisen zu berücksichtigen.

6.8.1.2 Aktive Filter

Aktive Filter werden zur Reduzierung von Verzerrungen im Frequenzbereich kleiner 2 kHz (Harmonische, Zwischenharmonische) eingesetzt. Im Gegensatz zu den aus passiven Elementen (Induktivität, Kondensator) bestehenden Saugkreisanlagen analysieren aktive Filter kontinuierlich den zu filternden Strom der Anlage eines Netzbenutzers (stromgeführte aktive Filter) und speisen einen entsprechenden Korrekturstrom ein. Die harmonischen und gegebenenfalls zwischenharmonischen Anteile des Korrekturstromes werden dabei vom aktiven Filter in Phasenopposition zu denen des Anlagenstromes eingespeist. Durch den Einsatz eines aktiven Filters kann erreicht werden, dass der Strom der Anlage eines Netzbenutzers nahezu sinusförmig ist.

Aktive Filter können durch ihre eingangsseitigen Kapazitäten und internen Regelkreise die lokale Ausprägung der frequenzabhängigen Netzimpedanz beeinflussen. Zusätzliche Resonanzstellen können die Rückwirkungen auf die Netzspannung, u.a. durch supraharmische Stromemissionen, verändern.

6.8.2 Supraharmonische

Netzseitige Maßnahmen:

Da die frequenzabhängige Netzimpedanz im Bereich oberhalb von 2 kHz vor allem durch die angeschlossenen Geräte bestimmt wird, sind netzseitige Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussleistung nur bedingt wirkungsvoll.

Anlagenseitige Maßnahmen:

Anlagenseitig ist auf eine sorgfältige Ausführung der Anlageninstallation hinsichtlich kapazitiver Kopplungen und des Erdungssystems zu achten. Dies schließt u.a. ein:

- Vermeidung kapazitiver Kopplungen (keine Parallelverlegung störbehafteter Leitungen mit entstörten Leitungen, Netzkabeln oder Steuerleitungen)
- Verwendung geschirmter Motorkabel für Stromrichterantriebe
- Direkte Rückführung supraharmonischer Ableitströme zum Umrichter
- Niederohmige Ausführung der Erdung im Frequenzbereich der supraharmonischen Emission
U.a. ist zu berücksichtigen, dass die Impedanz von Leitungen mit steigender Frequenz im Bereich von einigen kHz bis einigen hundert kHz deutlich größer als bei Netzfrequenz ist.
- Sicherstellung eines einheitlichen Bezugspotentials
- Vermeidung von Erdschleifen

Außerdem können Supraharmonische durch den Einsatz von geeigneten Netzfiltern (EMV-Filter) bzw. Ausgangsfiltern in Umrichtern wirksam reduziert werden. Aktive Filter sind aufgrund der begrenzten Bandbreite für den Einsatz zur Filterung supraharmonischer Emissionen nicht geeignet.

6.9 Messtechnischer Nachweis

Der messtechnische Nachweis kann an verschiedenen Betrachtungspunkten erfolgen (vgl. Kapitel 2.5). Das 95%-Quantil der gemessenen 10-Minuten-Mittelwerte der harmonischen bzw. zwischenharmonischen bzw. supraharmonischen Ströme über eine Woche bzw. einen Anlagenzyklus muss kleiner als der berechnete Emissionsgrenzwert sein. Zusätzlich darf das 99%-Quantil der 3-Sekunden-Mittelwerte jedes Tages den mit einem Faktor im Bereich 1,25 .. 2 multiplizierten Emissionsgrenzwert nicht überschreiten (vgl. auch [IEC 61000-3-14] bzw. [IEC 61000-3-6]). Falls nichts Genaueres bekannt ist, wird ein restriktiver Faktor von 1,25 empfohlen.

Sollen neben den Stromemissionen auch Spannungsemissionen betrachtet werden (vgl. Kapitel 6.6), gelten die gleichen Vorgaben wie für die Stromemissionen.

Harmonische und Zwischenharmonische sind als Untergruppen gemäß [EN 61000-4-7] zu bewerten (vgl. Abb. 6-9).

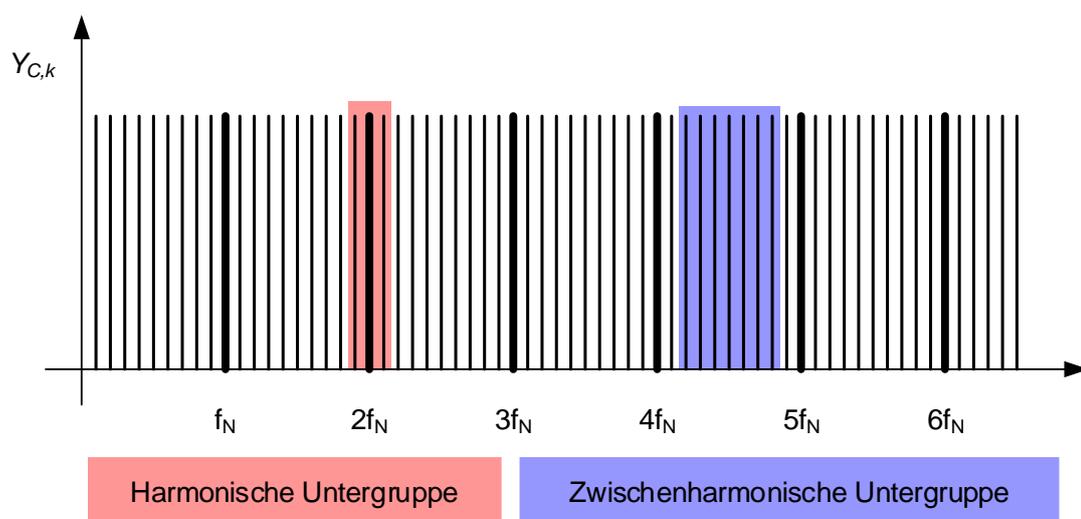


Abb. 6-9: Spektralanteile der Fourier-Transformation entsprechend [EN 61000-4-7] mit beispielhaft markierter harmonischer Untergruppe $\nu = 2$ und zwischenharmonischer Untergruppe $\mu = 4$

Der Effektivwert einer harmonischen Untergruppe berechnet sich als Quadratwurzel aus der Summe der Quadrate der Effektivwerte der Spektralanteile der Harmonischen und der zwei zu ihr unmittelbar benachbarten Spektralanteile.

Der Effektivwert einer zwischenharmonischen Untergruppe berechnet sich als Quadratwurzel aus der Summe der Quadrate der Effektivwerte aller Spektralanteile im Intervall zwischen zwei aufeinander folgenden harmonischen Spektralanteilen, ausgenommen die den harmonischen Spektralanteilen jeweils benachbarten Spektralanteile. Die Ordnungszahl einer zwischenharmonischen Untergruppe entspricht der Ordnungszahl der niedrigeren benachbarten Harmonischen. Zum Beispiel wird die (untergruppierte) Zwischenharmonische, welche zwischen den Harmonischen $\nu = 5$ und $\nu = 6$ liegt mit $\mu = 5$ bezeichnet.

Supraharmonische sind im betrachteten Frequenzbereich von 2 – 9 kHz als 200-Hz-Bänder gemäß [EN 61000-4-7] zu bewerten. Der Effektivwert des 200-Hz-Bandes berechnet sich als Quadratwurzel aus der Summe der Quadrate der Effektivwerte aller Spektralanteile im Bereich $b - 95 \text{ Hz} \dots b + 100 \text{ Hz}$, wobei b die Mittenfrequenz des 200-Hz-Bandes angibt. Das 200-Hz-Band mit der Mittenfrequenz 2,1 kHz umfasst bspw. alle Spektralanteile von 2,005 kHz bis 2,2 kHz.

Werden in NS-Netzen die Störpegel im Netz mit den Verträglichkeitspegeln im Frequenzbereich 9 kHz bis 150 kHz verglichen, ist ebenfalls ein Verfahren zu verwenden, welches auf 200-Hz-Bändern basiert. Es gilt zu beachten, dass derzeit noch keine normativen Messverfahren für Messungen im Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz in [EN 61000-4-30] existieren, jedoch in Erarbeitung sind.

Die Messung von Spannungen bei Frequenzen ungleich der Netzfrequenz kann durch das frequenzabhängige Übertragungsverhalten der verwendeten Spannungswandler, welche nicht zum Messsystem gehören bzw. nicht mit diesem kalibriert wurden, insbesondere bei höheren Frequenzen erheblich verfälscht werden [14]. Für die Messung der Stromverzerrung sind im Allgemeinen nur geringe Fehler zu erwarten.

7. Kommutierungseinbrüche

7.1 Allgemeines

Stromrichter finden sich in der Energietechnik in einem breiten Einsatzspektrum mit Leistungen bis zu einigen hundert Megawatt:

- statische Erregeranlagen für Synchrongeneratoren und Motoren
- Anfahrumsrichter
- Stromrichter für Pumpspeicheranlagen
- Stromversorgung für Elektrolyse und Lichtbogenöfen
- Walzwerkantriebe
- Direktumsrichter (für Netzkupplungen bei HGÜ oder Bahn)

Das periodische Auftreten von kurzzeitigen Einbrüchen in der Versorgungsspannung ist charakteristisch für den Betrieb gesteuerter netzgeführter Stromrichter. Sie sind eine Folge von zwei schnellen Spannungsänderungen mit sprunghaftem Charakter sowie negativem und positivem Vorzeichen, in einem Zeitbereich unter einer Periode der Versorgungsspannung. Der Grund dafür ist, dass bei jeder Kommutierung bis zur vollständigen Stromübernahme durch das Folgeventil ein Kurzschluss zwischen zwei Außenleitern wirksam ist. Die Tiefe dieser Kommutierungseinbrüche hängt unter anderem auch vom Steuerwinkel α ab und erreicht bei $\alpha = 90^\circ$ ein Maximum.

Eine Anschlussbeurteilung hinsichtlich Kommutierungseinbrüchen ist nur für gesteuerte, netzgeführte Stromrichter notwendig.

Abb. 7-1 zeigt als Beispiel den theoretischen Spannungsverlauf zwischen einem Außenleiter und dem Neutralleiter am Anschlusspunkt eines 6-pulsigen gesteuerten Stromrichters bei einem Steuerwinkel von $\alpha = 45^\circ$. Die Spannungsänderungen sind häufig mit durch den Kommutierungsvorgang angeregten Ausgleichsschwingungen, den sog. Kommutierungsschwingungen, verknüpft, die von der Größe und den Relationen zwischen R, L und C des Netzes abhängig sind und im höherfrequenten Bereich liegen (Abb. 7-1 b). Sie sorgen in den Netzen für erhebliches Störpotential.

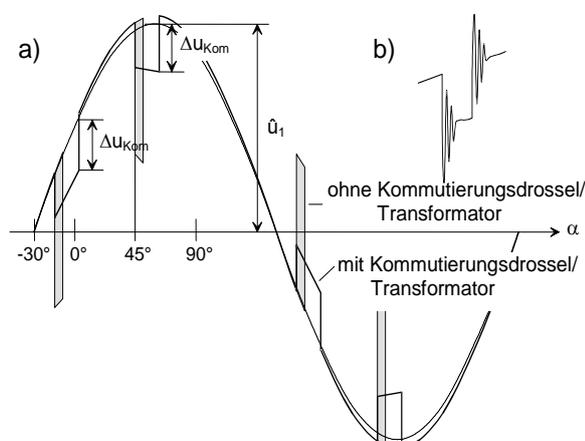


Abb. 7-1: Kommutierungseinbrüche in der Außen-/Neutralleiterspannung
 a) theoretischer Spannungsverlauf beim 6-pulsigen Stromrichter
 b) Einbruch mit Kommutierungsschwingungen (Detailausschnitt zu a)

Die in Abb. 7-1 a) grau dargestellten Einbrüche würden sich ergeben, wenn der Stromrichtersatz direkt am Anschlusspunkt angeschlossen wäre. Durch Vorschalten einer Kommutierungsdrossel und/oder eines Transformators verringert sich die Tiefe der Einbrüche, während ihre Dauer zunimmt.

Kommutierungseinbrüche zeigen sich im Frequenzbereich in Form eines breiten Frequenzbandes, das sich bis zu einigen 10 kHz erstreckt. Kommutierungseinbrüche werden somit nur zu einem geringen Teil von den Verträglichkeitspegeln für Harmonische, Zwischenharmonische und Supraharmonische (siehe Kapitel 6) erfasst. Deshalb ist für die Beurteilung von Kommutierungseinbrüchen die Betrachtung im Zeitbereich notwendig.

Die relative Tiefe eines Kommutierungseinbruchs d_{Kom} ist als höchste Abweichung Δu der Netzspannung vom Augenblickswert der Grundschwingung, bezogen auf den Scheitelwert der Grundschwingung \hat{u}_1 , festgelegt und ist wie folgt zu berechnen:

$$d_{\text{Kom}} = \frac{\Delta u_{\text{Kom}}}{\hat{u}_1} \quad (7-1)$$

d_{Kom}	relative Tiefe eines Kommutierungseinbruches (periodischer transienter Spannungseinbruch)
Δu_{Kom}	höchste Abweichung der Netzspannung vom Augenblickswert der Grundschwingung
\hat{u}_1	Scheitelwert der Grundschwingung

Diese Definition basiert auf der Spannungs-Augenblickswertabweichung $\Delta u(t)$, welche dem Betrag der Differenz zwischen dem Augenblickswert der nichtsinusförmigen Versorgungsspannung und dem Augenblickswert ihrer Grundharmonischen zum gleichen Zeitpunkt entspricht.

Kommutierungseinbrüche einschließlich der überlagerten Schwingungen verursachen vornehmlich folgende Störungen:

- Akustische Störungen bei elektromagnetischen Komponenten (Motoren, Transformatoren und Drosseln in elektrischen Geräten)
- Übertritt von Schwingungen hoher Frequenz über die Netzteile in die Elektronik. Bei elektroakustischen Geräten können diese über die Lautsprecher hörbar sein
- Bildstörungen bei Monitoren
- Einstrahlung in Funkanlagen
- Falsche Anzeige bei Uhren, welche die Zeit von den Nulldurchgängen der Netzspannung ableiten (z.B. manche Radiowecker)
- Fehlfunktion von Schutzeinrichtungen und Spannungsreglern

In Stromrichteranlagen werden zur Reduzierung der Tiefe der Kommutierungseinbrüche vorzugsweise folgende Schaltungsvarianten vorgesehen:

- Niederspannungsanschluss: Kommutierungsdrossel
- Mittelspannungsanschluss: Transformator
- Hochspannungsanschluss: Transformator

Daneben sind in den jeweiligen Spannungsebenen auch kombinierte Anschlussstrukturen aus Transformator und Kommutierungsdrossel möglich.

Die ausgewählten Messbeispiele in Abb. 7-2 zeigen die Vielfalt der Einschwingvorgänge bei der Kommutierung in den einzelnen Spannungsebenen.

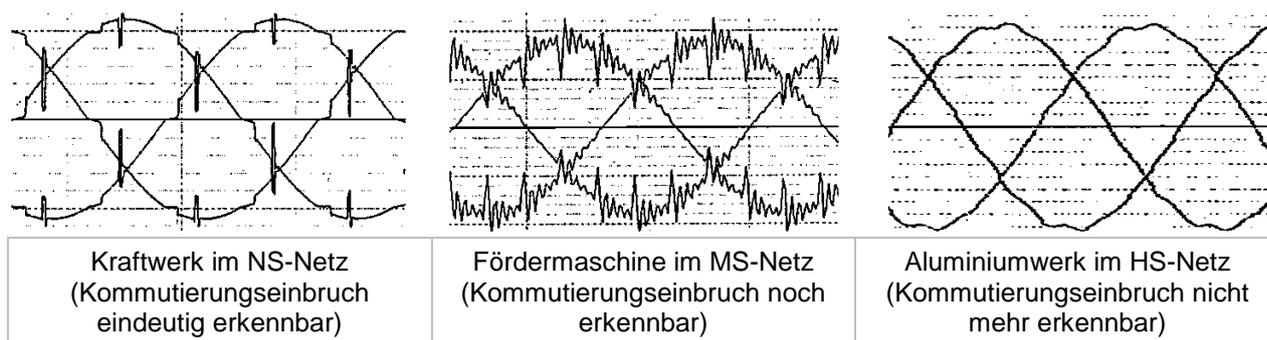


Abb. 7-2: Messbeispiele zu Kommutierungseinbrüchen bzw. -schwingungen [15]

7.2 Berechnung

Um die Emissionsgrenzwerte einhalten zu können, wird dem Stromrichtersatz eine Kommutierungsdrossel oder ein Transformator vorgeschaltet. Nur in Sonderfällen kann zur Begrenzung der Einbruchtiefe eine Verringerung der Netzreaktanz realisiert werden. Durch die gewählte Maßnahme ändert sich aus der Sicht des Anschlusspunktes AP das Verhältnis aus Netzreaktanz $X_{k\text{ AP}}$ und Kommutierungsreaktanz $X_{k\text{ Kom}}$, welche sich aus der Drosselreaktanz X_{D} und/oder der Transformatorreaktanz X_{T} zusammensetzt. Abb. 7-3 zeigt das Ersatzschaltbild des Netzes, an das ein Stromrichter angeschlossen ist.

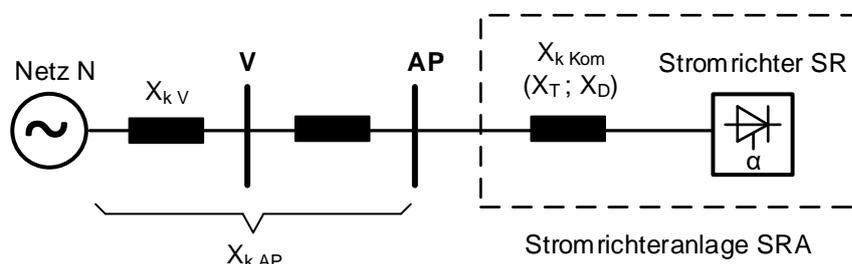


Abb. 7-3: Ersatzschaltbild eines Netzes mit Stromrichter SR

In einem induktiven Netz nimmt die Tiefe der Kommutierungseinbrüche am Anschlusspunkt AP eines 6-Puls-Stromrichters mit dem Verhältnis aus Netzreaktanz am Anschlusspunkt $X_{k\text{ AP}}$ und der dem Stromrichter vorgelagerten Gesamtreaktanz als Summe der ventileitig wirksamen Reaktanzen ab (Spannungsteiler):

$$d_{\text{Kom } 6\text{p AP}} = \frac{X_{k\text{ AP}}}{X_{k\text{ AP}} + X_{k\text{ Kom}}} \quad (7-2)$$

$d_{\text{Kom } 6\text{p AP}}$ rel. Tiefe des Kommutierungseinbruches am Anschlusspunkt eines 6-Puls-Stromrichters
 $X_{k\text{ AP}}$ Netzreaktanz am Anschlusspunkt
 $X_{k\text{ Kom}}$ Summe der Reaktanzen zwischen Anschlusspunkt und Stromrichter

Wird der Stromrichter mit einem von 90° abweichenden Steuerwinkel betrieben, so kann die geringere Einbruchtiefe bei der Kommutierung mit dem Faktor $\sin \alpha$ berücksichtigt werden. Der Überlappungs- bzw. Kommutierungswinkel μ wird dabei nicht berücksichtigt. Bei der Beurteilung ist immer der im Betrieb ungünstigste Steuerwinkel anzunehmen. Dabei sind auch Anfahrvorgänge zu berücksichtigen.

Die Anschlussart des Stromrichters kann durch den Faktor K berücksichtigt werden. Dieser beträgt bei Direktanschluss ohne Transformator oder bei Verwendung eines Drehstromtransformators mit der üblichen Schaltgruppe Dd5 oder Yy0

$$K = \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Bei Anschluss mittels Drehstromtransformator mit der üblicheren Schaltgruppe Dy5 oder Yd5 ist der Faktor

$$K = 1$$

einzusetzen [16].

Für Stromrichter mit Pulszahlen $p > 6$ ist eine Umrechnung gemäß folgender Gleichung erforderlich:

$$d_{\text{Kom}} = d_{\text{Kom } 6p} \cdot \frac{6}{p} \quad (7-3)$$

d_{Kom} rel. Tiefe des Kommutierungseinbruches für Stromrichter mit Pulszahl p

$d_{\text{Kom } 6p}$ rel. Tiefe des Kommutierungseinbruches für 6-Puls-Stromrichter

p Pulszahl des Stromrichters

Unter Einbeziehung der angeführten Einflussfaktoren ergibt sich für Stromrichter mit Kommutierungsdrossel und/oder Transformator die allgemeine Gleichung zur Berechnung der relativen Tiefe des Kommutierungseinbruches:

$$d_{\text{Kom AP}} = K \cdot \frac{6}{p} \cdot \frac{X_{\text{kAP}}}{X_{\text{kAP}} + X_{\text{kKom}}} \cdot \sin \alpha \quad (7-4)$$

$d_{\text{Kom AP}}$ rel. Tiefe des Kommutierungseinbruches am Anschlusspunkt

K Anschlussfaktor in Abhängigkeit der Anschlussart bzw. Transformatorschaltgruppe

p Pulszahl des Stromrichters

α Steuerwinkel des Stromrichters

X_{kAP} Netzreaktanz am Anschlusspunkt

X_{kKom} Summe der Reaktanzen zwischen Anschlusspunkt und Stromrichter

Unter der Annahme gleicher Bezugsgrößen für Kommutierungsdrossel und/oder Transformator gilt für die resultierende Kommutierungsreaktanz X_{kKom} (vgl. Abb. 7-3):

$$X_{\text{kKom}} = u_{\text{kKom}} \frac{U^2}{S_{\text{SRA}}} \quad (7-5)$$

X_{kKom} Summe der Reaktanzen zwischen Anschlusspunkt und Stromrichter

u_{kKom} relative Kurzschlussspannung bzw. Bemessungsspannungsfall der Kommutierungsreaktanz (Reaktanz Trafo- und/oder Kommutierungsdrossel)

S_{SRA} Anschlussleistung der Stromrichteranlage

U Netzspannung, verkettet (im NS Netz kann für U in der Regel die Nennspannung $U_n = 400 \text{ V}$ eingesetzt werden)

Mit der Beziehung

$$X_{kAP} = \frac{U^2}{S_{kAP}} \quad (7-6)$$

X_{kAP}	Netzreaktanz am Anschlusspunkt
S_{kAP}	Netzkurzschlussleistung am Anschlusspunkt
U	Netzspannung, verkettet (im NS Netz kann für U in der Regel die Nennspannung $U_n = 400 \text{ V}$ eingesetzt werden)

berechnet sich die relative Tiefe des Kommutierungseinbruches am Anschlusspunkt zu

$$d_{\text{Kom AP}} = K \cdot \sin \alpha \cdot \frac{6}{p} \cdot \left(u_{k \text{ Kom}} \cdot \frac{S_{kAP}}{S_{SRA}} + 1 \right)^{-1} \quad (7-7)$$

$d_{\text{Kom AP}}$	rel. Tiefe des Kommutierungseinbruches am Anschlusspunkt
K	Anschlussfaktor in Abhängigkeit der Anschlussart bzw. Transformatorschaltgruppe
$u_{k \text{ Kom}}$	relative Kurzschlussleistung bzw. Bemessungsspannungsfall der Kommutierungsreaktanz (Reaktanz Transformator und/oder Kommutierungsdrossel)
S_{kAP}	Netzkurzschlussleistung am Anschlusspunkt
S_{SRA}	Anschlussleistung der Stromrichteranlage
p	Pulszahl des Stromrichters
α	Steuerwinkel des Stromrichters

Bei unterschiedlicher Bemessungsleistung von Transformator, Kommutierungsdrossel und Stromrichter ist der Wert für $u_{k \text{ Kom}}$ exakt zu bestimmen. Um den Netzbenutzer bei der Planung seiner elektrotechnischen Anlage zu unterstützen, sind im Anhang B Gleichungen angegeben, mit deren Hilfe die Induktivität und die relative Kurzschlussleistung bzw. der Bemessungsspannungsfall der vorzuschaltenden Kommutierungsinduktivität näherungsweise berechnet werden kann. Da der Rechenwert eher auf der sicheren Seite liegt, ist nicht zu erwarten, dass mit einer danach dimensionierten Kommutierungsdrossel die Kommutierungseinbrüche den Emissionsgrenzwert überschreiten.

Anmerkung:

Die Berechnung kann für niedrige Verhältnisse aus Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt und Anschlussleistung der Stromrichteranlage zu Werten für die Kommutierungsinduktivität führen, welche den Betrieb des Stromrichters unter Umständen nicht zulässt.

7.3 Umrechnung auf den Verknüpfungspunkt

Da die Bewertung der relativen Tiefe des Kommutierungseinbruches am Verknüpfungspunkt erfolgt, ist eine Umrechnung der für den Anschlusspunkt berechneten Werte erforderlich.

Die Umrechnung der relativen Tiefe des Kommutierungseinbruches d_{Kom} vom Anschlusspunkt AP auf den Verknüpfungspunkt V erfolgt annähernd nach

$$d_{\text{Kom V}} = d_{\text{Kom AP}} \cdot \frac{S_{kAP}}{S_{kV}} \quad (7-8)$$

$d_{\text{Kom AP}}$	rel. Tiefe des Kommutierungseinbruches am Anschlusspunkt
$d_{\text{Kom V}}$	rel. Tiefe des Kommutierungseinbruches am Verknüpfungspunkt
S_{kAP}	Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt
S_{kV}	Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

7.4 Bewertungsgrößen

Bewertungsgröße ist die relative Tiefe des Kommutierungseinbruches am Verknüpfungspunkt. Diese ist mit den entsprechenden Emissionsgrenzwerten für die Anlage des Netzbenutzers zu vergleichen.

7.5 Maßnahmen

7.5.1 Netzseitige Maßnahmen

Netzseitige Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussleistung sind in Kapitel 2.8 aufgeführt.

7.5.2 Anlagenseitige Maßnahmen

Erhöhung der wirksamen Kommutierungsreaktanz:

- Beeinflussung des Verhältnisses aus Netzreaktanz X_{kV} und Kommutierungsreaktanz X_{kKom} . Eine Hilfestellung zur Bestimmung des Bemessungsspannungsfalls bzw. der relativen Kurzschlussleistung der Kommutierungsdrossel u_{kKom} in Abhängigkeit vom Verhältnis S_{kV}/S_{SRA} gibt Anhang B.

Einsatz von Kompensationsanlagen:

- Kompensations- und Filteranlagen können bei geeigneter Auslegung vor allem an Verknüpfungspunkten mit relativ geringer Kurzschlussleistung zu einer nennenswerten Verringerung der Dauer und der Tiefe von Kommutierungseinbrüchen beitragen. Die Berechnung des tatsächlichen Einflusses kann allerdings nur mit Hilfe einer Computersimulation durchgeführt werden.
- Unverdrosselte Kompensationsanlagen können jedoch weitere kritische Resonanzstellen schaffen und damit die Kommutierungsschwingungen verstärken. Kommutierungsschwingungen, die in ihrer Frequenz durch Kompensationsanlagen bestimmt werden, können durch geeignete Filterschaltungen reduziert werden.

Wahl einer anderen Stromrichterart:

- Anstelle eines gesteuerten netzgeführten Stromrichters kann z.B. ein Frequenzumrichter mit einer netzseitigen Diodengleichrichtung oder ein selbstgeführter Stromrichter mit hoher Taktfrequenz eingesetzt werden.

Erhöhung der Pulszahl:

- Für gesteuerte, netzgeführte Stromrichter kann eine Erhöhung der Pulszahl bis $p = 48$ die Kommutierungseinbrüche reduzieren.

Aktivfilter mit R-C Dämpfungskreis:

- Diese Kombination wird zur Reduzierung der Kommutierungseinbrüche häufig dann eingesetzt, wenn die Pegel der klassischen Harmonischen im Netz gering sind. Durch die Anwendung eines R-C-Kreises kann abhängig von der Netzimpedanz eine niederfrequente Harmonische angeregt werden, die durch ein parallel geschaltetes Aktivfilter verringert wird.

7.6 Messtechnischer Nachweis

Der messtechnische Nachweis der Kommutierungseinbrüche erfolgt am Anschlusspunkt AP mittels Transientenrekorder. Die zur Anpassung der Messgrößen verwendeten Wandler bzw. Sensoren müssen für die Messung transienter Vorgänge geeignet sein.

Aufgrund der Anzahl von Einflussgrößen auf den Kommutierungseinbruch und der von ihm ausgelösten Einschwingvorgänge ist nach Inbetriebnahme ein messtechnischer Nachweis dringend zu empfehlen.

8. Signalspannungen

8.1 Allgemeines

Neben der Übertragung von Elektroenergie kann das Verteilnetz vom Netzbetreiber auch zur Übertragung von Daten verwendet werden. Dabei werden Kommunikationssignale auf die Netzspannung aufgeprägt. Das Resultat sind beabsichtigte Signalspannungen auf der vorhandenen Spannungsschwingung. Prinzipiell werden Kommunikationssysteme mit einem Sender und vielen kundenseitigen Empfängern und Kommunikationssysteme mit vielen Einzelstationen aus kombinierten Sendern und Empfängern unterschieden. Ziel bei beiden Systemen ist die Einhaltung des maximalen Signalpegels und die Erreichung eines genügenden Empfangspegels zur Gewährleistung der Funktion der Empfänger. Anlagen von Netzbenutzern können diese beiden Ziele beeinflussen und führen unter Umständen zur nicht statthafter Störung des Kommunikationssystems.

8.2 Tonfrequenz-Rundsteuerung

Bei den meisten Tonfrequenz-Rundsteuer-Anlagen (TRA) werden der Netzspannung mittels Serien- oder Parallelankopplung Tonfrequenzsignale im Bereich von 110 bis 2000 Hz überlagert. Die angeschlossenen Rundsteuerempfänger filtern und prüfen die Signale und führen im Falle eines korrekten Telegrammes bestimmte Aktionen aus.

Die Verteilnetze bestehen aus einer komplexen Zusammenschaltung von Leitungen, Transformatoren, Generatoren, Kompensationskondensatoren, leistungselektronischen Geräten usw., wodurch sich oft schwer nachvollziehbare Wechselwirkungen bei der Rundsteuerfrequenz ergeben. Die Impedanzen des Netzes und die Impedanzen der Anlagen der Netzbenutzer sind frequenzabhängig und stellen daher bei der Tonfrequenz eine ganz andere Belastung als bei der Grundschwingungsfrequenz dar. Maßnahmen, welche sich günstig auf die Spannungsverzerrung im Verteilnetz bzw. die Stromverzerrung der Anlagen von Netzbenutzern auswirken (z.B. Filteranlagen), können für den Betrieb einer TRA störend sein.

8.2.1 Beeinflussungsmechanismen

8.2.1.1 Beeinflussungen der Tonfrequenz-Rundsteuerung

Die Funktionssicherheit einer TRA setzt einen genügend großen Signal-Rausch-Abstand voraus. Um diesen zu gewährleisten, müssen folgende Bedingungen erfüllt sein:

- Das Nutzsignal muss genügend deutlich über den Störspannungen (dem Rauschen) liegen. Geräte in Anlagen von Netzbenutzern dürfen keine unzulässig hohen Emissionen im Bereich der TRA-Frequenz verursachen, um ein fehlerhaftes Ansprechen der Empfänger zu vermeiden. Der Nichtfunktionspegel der Empfänger muss also mit einem genügenden Sicherheitsabstand über dem Rauschen liegen.
- Der TRA-Pegel muss mit einem ausreichenden Sicherheitsabstand über dem Funktionspegel der Empfänger liegen. Daher dürfen Anlagen von Netzbenutzern den TRA-Pegel durch ihre Impedanz bei TRA-Frequenz nicht unzulässig absenken. Bei einer Beurteilung aus Sicht der Rundsteuerung wird die Wirkung der gesamten Anlage des Netzbenutzers am Verknüpfungspunkt betrachtet. Dezentrale Erzeugungsanlagen können die TRA zusätzlich belasten.

Die störenden Beeinflussungen einer TRA können in drei verschiedene Kategorien unterschieden werden.

A. Beeinflussung des TRA-Signals durch Anlagen von Netzbenutzern

Harmonische und zwischenharmonische Emissionen ausgehend von elektronischen Geräten können das TRA-Signal negativ beeinflussen. Die größten Beeinträchtigungen sind im Bereich der charakteristischen Harmonischen der Ordnungen 5, 7, 9, 11 und 13 zu erwarten. Moderne Leistungselektronik kann auch zu Störbeeinflussungen bei Zwischenharmonischen oder nichtcharakteristischen Harmonischen führen. Deshalb ist zukünftig mit einer höheren Wahrscheinlichkeit einer Beeinträchtigung der TRA auch bei solchen Frequenzen zu rechnen.

Das Verteilnetz und die daran angeschlossenen Geräte bzw. Anlagen von Netzbenutzern wirken wie eine vielfältige Zusammenschaltung von Kapazitäten und Induktivitäten. Im Falle von Resonanzen bei der TRA-Frequenz kann der TRA-Pegel stark variieren. Mit zunehmender TRA-Frequenz nimmt in der Regel die Stärke der Beeinflussung zu. Eine Beeinflussung des TRA-Signals ist auch durch Interaktionen mit den Regelalgorithmen moderner leistungselektronischer Geräte (z.B. Wechselrichter) möglich.

Beispiele für die beschriebenen Beeinflussungsmechanismen sind u.a.:

- Dämpfung des TRA-Signals durch starke Verringerung der Netzimpedanz bei der TRA-Frequenz, z.B. durch Einspeiseanlagen oder Ladegeräte für Elektrofahrzeuge
- Beeinflussungen des TRA-Signals durch Aktivfilter (Regelung, eingangsseitige Impedanz)
- Summation der Wirkungen (Emission und/oder Impedanzcharakteristik) einer Vielzahl gleicher Geräte
- Wirkung von Umrichtern bzw. Wechselrichtern (Regelung, eingangsseitige Impedanz); Die Wirkung ist abhängig von der Leistungsklasse, der verwendeten TRA-Frequenz und dem individuell installierten Gerät (Hersteller und Typ).
- Verstärkung des TRA-Signals durch Serienresonanz zwischen Induktivität des MS-/NS-Transformators und der verteilten Kapazitäten in den Geräten der im NS-Netz angeschlossenen Netzbenutzer.

B. Beeinflussung des TRA-Signals durch das Verteilnetz

Mittelspannungsleitungen mit wechselnden Freileitungs- und Kabelstrecken wirken aufgrund ihrer induktiven und kapazitiven Eigenschaften wie Schwingkreise. Vor allem bei höheren Frequenzen kann der tatsächliche TRA-Pegel an bestimmten Stellen im Verteilnetz gegenüber dem Sendepiegel durch Resonanzerscheinungen erheblich angehoben werden.

C. Gegenseitige Beeinflussung verschiedener TRA

In den an der Erstellung dieser Technischen Regel beteiligten Ländern (D, A, CH, CZ) hat die Koordination der verwendeten TRA-Frequenzen durch den Netzbetreiber selbst oder durch die Lieferanten der TRA zu erfolgen, um eine gegenseitige Beeinflussung der TRA verschiedener Netzbetreiber zu vermeiden. Dabei ist zu beachten, dass es infolge von Netzresonanzen auch über mehrere Netzebenen hinweg zu solchen Beeinflussungen kommen kann, wenn die Frequenzen der betroffenen TRA gleich sind oder einen Abstand von ± 100 Hz (Nebenfrequenzen) zueinander aufweisen.

8.2.1.2 Beeinflussungen durch die Tonfrequenz-Rundsteueranlage

Das TRA-Signal stellt auch eine Beanspruchung der an das Verteilnetz angeschlossenen Geräte in den Anlagen der Netzbenutzer dar. Um störende Beeinflussungen dieser Geräte durch die TRA zu vermeiden, ist einerseits der zulässige TRA-Pegel durch den Netzbetreiber einzuhalten. Andererseits ist durch jeden Netzbenutzer in einem Verteilnetz mit TRA sicherzustellen, dass die in seiner Anlage angeschlossenen Geräte eine ausreichende Störfestigkeit gegenüber dem maximal zulässigen TRA-Pegel besitzen.

8.2.2 Maßnahmen

Folgende Abhilfemaßnahmen können bei einer störenden Beeinflussung der TRA angewendet werden:

- Codierung der Telegramme und Absprache der Sendezeiten
- Sendewiederholung bei Übermittlungsstörungen
- Entkopplung mit Sperr- und Saugkreisen am Anschlusspunkt der Anlage eines Netzbenutzers
- Reduktion der Sendepiegel im störenden Verteilnetz
- Vermeidung kritischer Schaltzustände

Anmerkung

Die Entkopplung mittels Sperr- und Saugkreisen wird als zunehmend kritisch angesehen, da dadurch die Impedanz des Netzes signifikant beeinflusst werden kann.

Für weiterführende Informationen, wird auf die Literatur [17] und [18] verwiesen.

8.2.3 Messtechnischer Nachweis

Ein messtechnischer Nachweis wird u.a. empfohlen, wenn die mögliche Beeinflussung der TRA durch die Anlage eines Netzbenutzers im Rahmen der Planungsphase nicht genügend genau bestimmt werden kann.

Dabei wird die Einhaltung der in Kapitel 8.2.1 definierten Bedingungen mit Hilfe einer frequenzselektiven Spannungs-/Strom-Messung überprüft. Der Pegel des Rundsteuersignals ist gemäß [EN 61000-4-30] Klasse A basierend auf den 10-Perioden-Effektivwerten zu bestimmen. Dabei wird das 99%-Quantil der 3-Sekunden-Maximalwerte über einer Woche bewertet.

Anmerkung:

Messgeräte die nicht dieser Spezifikation entsprechen, müssen nach einem Messverfahren arbeiten, welches den Sendepiegel des (zeitlich schnell veränderlichen) Rundsteuersignals korrekt wiedergibt. Messverfahren mit längeren Mittelungsintervallen ohne eine geeignete Maximalwertbestimmung sind dafür ungeeignet.

Die Messung der Pegel kann durch das frequenzabhängige Übertragungsverhalten der eingesetzten Spannungswandler bei höheren TRA-Frequenzen verfälscht werden.

8.3 Power-Line Kommunikation (PLC)

Für die Kommunikation mit elektronischen Zählern (Smart Meter) wird zunehmend Schmalband-PLC (Power Line Communication) eingesetzt, welche vornehmlich im Frequenzbereich zwischen 30 kHz und 95 kHz im PLC-Band A (3 kHz – 95 kHz) arbeitet. Darüber hinaus werden zukünftig zunehmend Anwendungen im Bereich bis 500 kHz erwartet (FCC-Band).

Grundsätzlich gelten für diese Anwendungen vergleichbare Beeinflussungsmechanismen, wie sie in Kapitel 8.2.1 beschrieben sind. Die Ausbreitung von Stör- und Nutzsignalen ist bei diesen Frequenzen jedoch zumeist auf wenige hundert Meter begrenzt. Aus diesem Grund sind die Stationen als Sender und Empfänger ausgelegt, kommunizieren direkt untereinander oder übermitteln Daten für weitere Stationen. Die einzelnen Hersteller verwenden unterschiedliche Systemarchitekturen, Modulationsverfahren und Protokolle.

Zulässige Sendepiegel für das PLC-Band A sind in [EN 50065-1] angegeben und im FCC-Band aktuell durch nationale Vorschriften geregelt. Für den Frequenzbereich kleiner 150 kHz sind Anforderungen an die Störfestigkeit in [EN 61000-4-19] und die Verträglichkeitspegel für die Koordination der unbeabsichtigten Emission (Rauschen) für öffentliche NS-Netze in [EN 61000-2-2] enthalten.

Die Beurteilung von Netzurückwirkungen im Zusammenhang mit PLC ist nicht Bestandteil dieser Technischen Regel.

Weiterführende Informationen zum Thema Störbeeinflussungen zwischen elektrischen Geräten und Anlagen und Schmalband-PLC im Frequenzbereich unterhalb von 150 kHz geben drei von CENELEC SC205A veröffentlichte Dokumente [19], [CLC 50627] und [CLC 50669].

9. Gleichströme

Bisher ist für Gleichströme nur wenig über Entstehungsursachen, Ausbreitung im Netz sowie störende Auswirkungen bekannt. Auch für die Messung von Gleichströmen gibt es bisher keine international anerkannte Methode.

Auf Grund des derzeitigen Kenntnisstandes wird die Beurteilung der Netzurückwirkungen durch Gleichströme in der vorliegenden Ausgabe der Technischen Regeln nicht betrachtet. Nachfolgend werden jedoch einige weiterführende Erklärungen und Literaturverweise gegeben.

Gleichströme können hinsichtlich ihrer Dauer in zwei Kategorien unterteilt werden:

- kurzzeitige Gleichströme bei Fehlern und Einschaltströme (Inrush)
- länger andauernde Gleichströme durch elektrische Geräte, wie bspw. Wechselrichter oder Umrichter [20].

Die Emission von Gleichströmen durch elektrische Geräte wird hauptsächlich durch Umrichtertechnologien hervorgerufen, bei welchen z. B. Bauteiltoleranzen oder Fehlfunktionen einzelner Bauteile zu einer Asymmetrie in den Halbschwingungen von Spannung bzw. Strom führen. Messungen an Einzelgeräten haben gezeigt, dass insbesondere Geräte mit moderner Leistungselektronik ohne Niederfrequenz-Transformator und Bemessungsströmen im Bereich von 16 A oder größer signifikante Gleichströme emittieren [20], [21], [22]. Typische Beispiele für diese Art von Geräten sind Photovoltaik-Wechselrichter, Ladeeinrichtungen von Elektrofahrzeugen, Umrichter für elektrische Speicher oder Antriebsumrichter mit netzseitigem aktivem Frontend oder Geräte mit Halbschwingungsgleichrichtung [23].

Die Auswirkungen von Gleichströmen in Drehstromnetzen sind u. a. Funktionsstörungen bzw. Schäden aufgrund der Sättigung des Eisenkerns bei Betriebsmitteln wie bspw. Verteilnetztransformatoren oder Schutzgeräten. Weiterhin können Gleichströme zu einer verstärkten Korrosion von Erdungsanlagen führen [20]. Treten die Gleichströme im NS-Netz als Gleichtaktgröße zwischen L-PE bzw. N-PE auf, so kann das Auslöseverhalten von Fehlerstromschutzeinrichtungen beeinträchtigt werden.

In [EN 61000-2-2] wird kein Verträglichkeitspegel für Gleichspannungen angegeben, da die ausschlaggebende Größe für die Störbeeinflussung der Gleichstrom ist. Daher kann eine akzeptable Gleichspannung nur fallweise bestimmt werden.

Für Emissionsgrenzwerte existieren bislang keine einheitlichen internationalen Normen. Die Norm [EN 61000-3-2] definiert in Abschnitt 6.1 lediglich, unter welchen Bedingungen Geräte mit Halbschwingungsgleichrichtung zulässig sind. Tab. 9-1 listet ausgewählte nationale Richtlinien hinsichtlich der Emission von Gleichanteilen auf. Diese beschränken sich in ihrer Geltung mit Ausnahme der VDE AR-N 4100 auf Erzeugungsanlagen. Letztere gilt für beliebige Geräte zum Anschluss an das Niederspannungsnetz.

Tab. 9-1: Auswahl von Grenzwerten für Gleichstromemission durch Erzeugungsanlagen [24]

Land	Richtlinie	Maximaler Gleichanteil für Invertertechnologien mit und ohne Transformator
Australien	AS 4777.2	5 mA
China	GB/T 50865 - 2013	0,5 % I_n
Deutschland	VDE-AR-N 4100	max {20 mA , 0,5 % I_n }
Großbritannien	ER G83/2	0,25% I_n
Japan	Technical Guideline for the Grid Interconnection	1,0 % I_n
USA	IEEE 929-2000	0,5 % I_n

Bzgl. der Messung von Gleichströmen fehlen anerkannte Definitionen, über welches Messintervall diese zu bestimmen sind und wie eine Aggregation mehrerer Messwerte über die Zeit erfolgt. Dies ist jedoch wichtig, um dem unterschiedlichen Charakter von Gleichströmen (z.B. pulsierend, konstant), welcher auch unterschiedliche Auswirkungen bedingt, Rechnung zu tragen. Nach [AR-N 4100] ist bspw. die Gleichkomponente aus dem in [EN 61000-4-7] definierten Messverfahren (Messintervall entspricht 10 Perioden) zu verwenden.

Zur Ableitung von sachgerechten Grenzwerten sind weitere Forschungen auf dem Gebiet der Gleichspannungen und Gleichströme in Drehstromnetzen zwingend notwendig. Dies umfasst neben der genaueren Analyse der Auswirkungen auch die Definition hinsichtlich der Messmethodik sowie Arbeiten zur Ausbreitung und Überlagerung.

Normenverzeichnis

EN 50065-1:2012

Signalübertragung auf elektrischen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich 3 kHz bis 148,5 kHz - Teil 1: Allgemeine Anforderungen, Frequenzbänder und elektromagnetische Störungen

EN 50160:2020

Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019

CLC/TR 50627:2015

Study Report on Electromagnetic Interference between Electrical Equipment/Systems in the Frequency Range below 150 kHz

CLC/TR 50669:2017

Investigation Results on Electromagnetic Interference in the Frequency Range below 150 kHz

IEC 60050:

Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch, IEV

IEC/TR 60725 ED. 3.0:2012

Consideration of reference impedances and public supply network impedances for use in determining the disturbance characteristics of electrical equipment having a rated current ≤ 75 A per phase

EN 61000-2-2:2020

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 2-2: Umgebungsbedingungen - Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen (IEC 61000-2-2:2002 + A1:2017 + A2:2018); Deutsche Fassung EN 61000-2-2:2002 + A1:2017 + A2:2019

EN 61000-2-12:2003

Elektromagnetische Verträglichkeit. Teil 2-12: Umgebungsbedingungen - Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Mittelspannungsnetzen

EN 61000-3-2:2014

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-2: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangsstrom = 16 A je Leiter)

EN 61000-3-3:2013

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-3: Grenzwerte - Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungsversorgungsnetzen für Geräte mit einem Bemessungsstrom ≤ 16 A je Leiter

IEC 61000-3-6 Ed. 2.0:2008

Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems

IEC 61000-3-7 Ed. 2.0:2008

Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems

EN 61000-3-11:2000

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV). Teil 3-11: Grenzwerte - Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen für Geräte mit einem Bemessungsstrom ≤ 75 A je Leiter

EN 61000-3-12:2011

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-12: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangsstrom > 16 A und ≤ 75 A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind

IEC/TR 61000-3-13 ED. 1.0:2008

Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-13: Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems

IEC/TR 61000-3-14 ED. 1.0:2011

Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-14: Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems

IEC/TR 61000-3-15 ED. 1.0:2011

Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-15: Limits - Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network

EN 61000-4-7:2002+A1:2009

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 4-7: Prüf- und Messverfahren; Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten

EN 61000-4-15:2011

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 4-15: Prüf- und Messverfahren - Flickermeter - Funktionsbeschreibung und Auslegungsspezifikation

EN 61000-4-19:2015

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 4-19: Prüf- und Messverfahren - Prüfung der Störfestigkeit an Wechselstrom-Netzanschlüssen gegen leitungsgeführte symmetrische Störgrößen und Störgrößen aus der Signalübertragung im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz (IEC 61000-4-19:2014)

EN 61000-4-30:2015 + corr. 2017

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität

VDE AR-N 4100: 2019

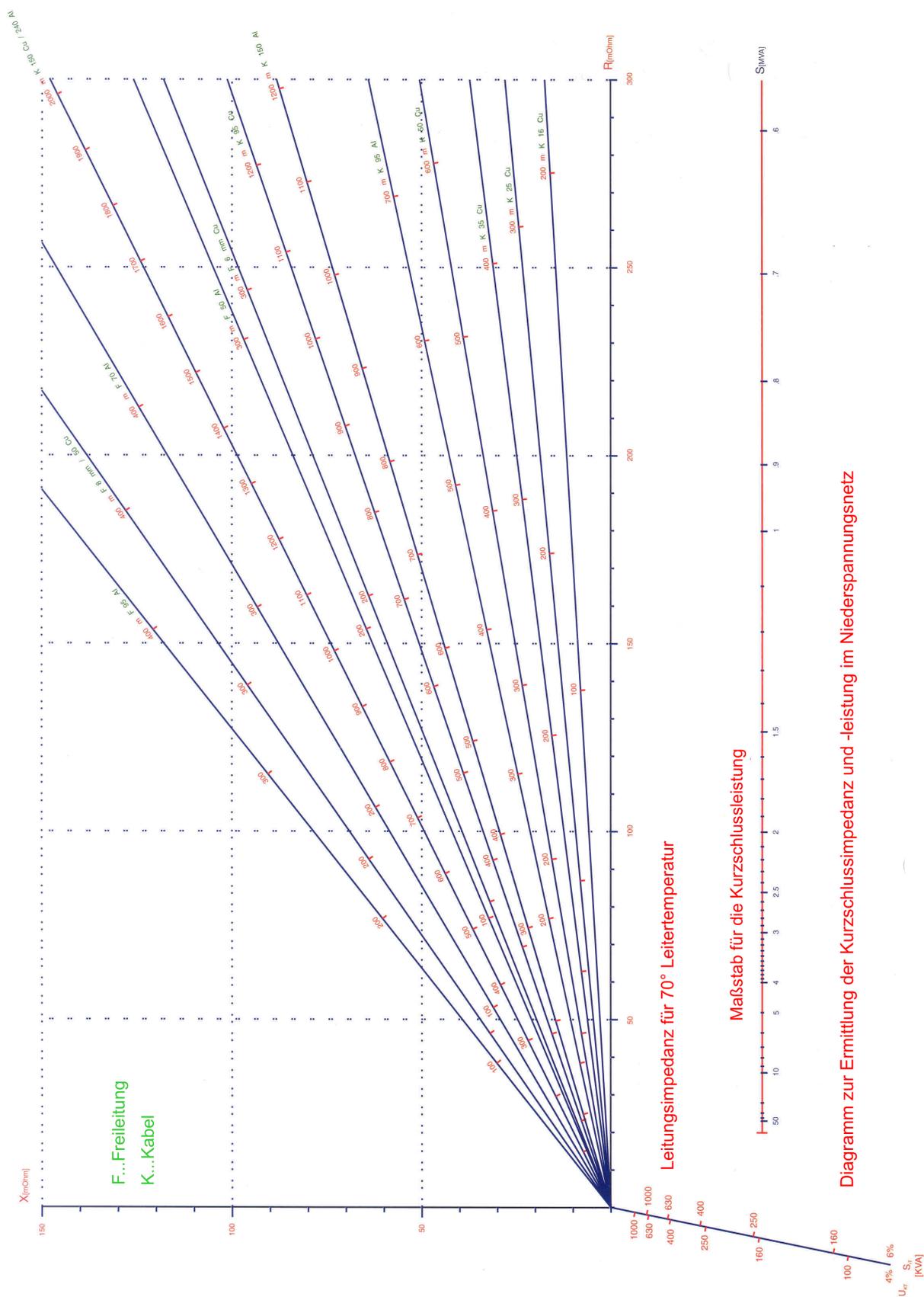
Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)

Literaturverzeichnis

- [1] W. Mombauer: „Netzurückwirkungen von Niederspannungsgeräten - Spannungsschwankungen und Flicker - Theorie, Normung nach DIN EN 61000-3-3 (VDE 0838-3): 2002-05 und DIN EN 61000-3-11(VDE 0838-11): 2001-04“, VDE-Schriftenreihe Band 111, VDE-Verlag GmbH Berlin, Offenbach 2006.
- [2] W. Mombauer: „EMV – Messung von Spannungsschwankungen und Flickern mit dem IEC-Flickermeter“, VDE-Schriftenreihe Band 109, VDE-Verlag GmbH Berlin, Offenbach 2000.
- [3] W. Mombauer: “Flicker caused by interharmonics”, etz-Archiv Bd. 12 (1990), H. 12.
- [4] W. Mombauer: “Flicker caused by phase jumps”, Euro. Trans. Electr. Power 2006; 16:545-567.
- [5] W. Mombauer: „Ein neues Summationsgesetz für Flicker“, etz Elektrotech. Z., Bd. 8 (2004).
- [6] W. Mombauer: Flicker in Stromversorgungsnetzen – Messung, Berechnung, Kompensation Erläuterungen zu den Europäischen Normen und VDEW-Richtlinien sowie DIN EN 50160:2000-03“, VDE-Schriftenreihe Band 110, VDE-Verlag GmbH Berlin, Offenbach 2005.
- [7] F. Möller, et.al.: “Impact of Electric Vehicle Charging on Unbalance and Harmonic Distortion – Field Study in an Urban Residential Area”, 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), June 2015, Lyon, France.
- [8] J. Meyer, F. Möller, S. Perera and S. Elphick, "General Definition of Unbalanced Power to Calculate and Assess Unbalance of Customer Installations," 2019 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) & 2019 Symposium on Electrical Engineering and Mechatronics (SEEM), Kärdla, Estonia, 2019, pp. 1-6.
- [9] Robert Stiegler et.al.: “Survey of network impedance in the frequency range 2-9 kHz in public low voltage networks in AT/CH/CZ/GE”, CIRED, June 2019, Madrid, Spain.
- [10] M. Höckel et.al.: Abschlussbericht zum Forschungsprojekt „Swinging Grids – Messung und Modellierung von Schwingungsphänomenen in Verteilnetzen“, Oktober 2016, Online erhältlich auf der Informationsplattform der BFE Aramis (<https://www.aramis.admin.ch/>).
- [11] M. Jordan, M. F. Meyer, G. Kaatz, D. Schulz, S. Adloff and F. Santjer, "Harmonic Network Impedance Measurement and Modelling on the Medium Voltage level," International ETG Congress 2017, Bonn, Germany, 2017.
- [12] J. Xie, Y. X. Feng and N. Krap, "Network Impedance Measurements for Three-phase High-voltage Power Systems," 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Chengdu, 2010.
- [13] M. Klatt, F. Kaiser, J. Meyer, P. Schegner, C. Lakenbrink, C. Gassner, “Measurements and Simulation of Supraharmonic Resonances in Public Low Voltage Networks”, CIRED, June 2019, Madrid, Spain.
- [14] J. Meyer, R. Stiegler, M. Elst, E. Sperling: “Accuracy of Harmonic Measurements in the Frequency Range Up to 5 kHz Using Conventional Instrument Transformers”, 21st International Conference on Electricity Distribution (International Conference on Electricity Distribution (CIRED), June 2011, Frankfurt, Germany.

-
- [15] B. Walther, Messungen Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg.
- [16] P. Büchner: Stromrichter-Netzurückwirkungen und ihre Beherrschung, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1986, ISBN 978-3-7091-9525-3.
- [17] VEÖ/VDEW/VSE-Empfehlung „Tonfrequenz-Rundsteuerung, Empfehlung zur Vermeidung unzulässiger Netzurückwirkungen“
- [18] Energie-Control Austria TOR D, Hauptabschnitt D3: Empfehlung Tonfrequenz-Rundsteuerung; Empfehlung zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen.
- [19] CLC/SC205A Task force EMI: Study Report on Electromagnetic Interference between Electrical Equipment/Systems in the Frequency Range below 150 kHz Ed.1, 2010.
- [20] University of Strathclyde: “An Investigation of DC injection into low voltage AC Power Systems”. DTI Commissioned Report, June 2005.
- [21] V. Salas et.al.: “DC current injection into the network from PV inverters of <5 kW for low-voltage small grid-connected PV systems”, Solar Energy Materials & Solar Cells 91 (2007), Elsevier.
- [22] M. Calais et. al.: Transformerless PV inverters – Recent Test Results and a Discussion of DC Current Injection and Safety Issues”, Solar2010, the 48th AuSES Annual Conference, Canberra, Australia.
- [23] CIRED/CIGRE Joint working group C4.24/CIRED „Power Quality and EMC Issues with future electricity networks“, Report 719, e-cigre, March 2018.
- [24] V. Salas, E. Olías, M. Alonso, F. Chenlo, and A. Barrado, “DC current injection into the network from PV grid inverters,” in Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC-4, 2007, vol. 2, pp. 2371–2374.

Anhang A Nomogramm zur Berechnung der Kurzschlussleistung



Beispiel zur Anwendung der Grafik

Eine Anlage eines Netzbenutzers wird über ein Kabel (4 x 95 Al, 70 m) und eine anschließende Freileitung (4 x 50 Al, 120 m) gleichzeitig mit anderen Anlagen von Netzbenutzern versorgt (Abb. A-1). Es wird der Wert für die Höhe der Kurzschlussleistung S_{kV} am Verknüpfungspunkt V benötigt.

Schritt 1 (Transformatorimpedanz):

Trage Punkt T im linken unteren Bereich des Diagramms entsprechend der Leistung S_{rT} (500 kVA) und der Kurzschlussspannung u_{kT} des Transformators ein!

Schritte 2 und 3 (Leitungsimpedanzen):

Trage die Punkte K (70 m, K 95 Al) und F (120 m, F 50 Al) im rechten oberen Bereich des Diagramms auf der jeweils dem Leitungstyp entsprechenden Kennlinie bei der gegebenen Länge ein!

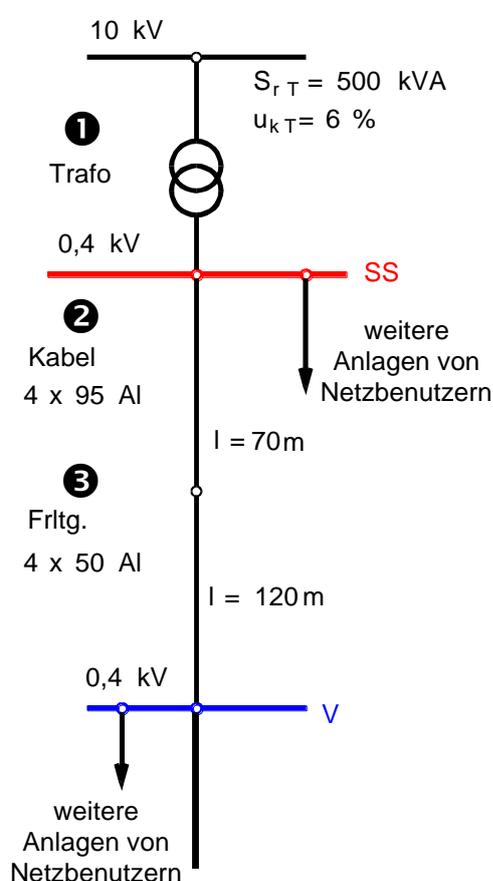


Abb. A-1: Netzkonfiguration

Schritt 4 (Gesamtimpedanz aller Leitungen):

Addiere alle Leitungsimpedanzen vektoriell (Kabel \overline{UK} ; Freileitung \overline{UF})! Es ergibt sich der Punkt L. Die Länge des Zeigers \overline{UL} entspricht der Gesamtimpedanz aller Leitungen.

Schritt 5 (Kurzschlussimpedanz am Verknüpfungspunkt):

Trage die Strecke \overline{TL} ein! Die Länge der Strecke \overline{TL} entspricht der Kurzschlussimpedanz Z_{kV} am Verknüpfungspunkt.

Schritt 6 (Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt):

Trage die Strecke \overline{VL} am "Maßstab für die Kurzschlussleistung S_k in MVA" auf! Lies den zugehörigen Wert für die Kurzschlussleistung S_{kV} ab!

Durch Auftragen der Strecke \overline{UT} am "Maßstab für die Kurzschlussleistung S_k in MVA" ergibt sich die Kurzschlussleistung S_{kSS} an der Sammelschiene SS entsprechend.

Anhang B

Projektierungshinweise zur Auslegung der Kommutierungsinduktivität

Bestimmung der erforderlichen Induktivität der Kommutierungsdrossel

In den Listen für Kommutierungsdrosseln geben die Hersteller meist die Induktivität und den Bemessungsstrom an. Die Kommutierungsinduktivität $L_{k\text{Kom}}$, die Spannung U , die Netzfrequenz f und die Leistung des Stromrichters $S_{r\text{Str}}$ stehen in folgender Beziehung zueinander:

$$L_{k\text{Kom}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot u_{k\text{Kom}} \cdot \frac{U^2}{S_{r\text{Str}}} \quad (\text{B-1})$$

$L_{k\text{Kom}}$	Induktivität der Kommutierungsreaktanz $X_{k\text{Kom}}$
f	Netzfrequenz (entspricht i.d.R. der Netznennfrequenz $f_N = 50$ Hz)
$u_{k\text{Kom}}$	relative Kurzschlussleistung der Kommutierungsreaktanz $X_{k\text{Kom}}$
U	Netzspannung, verketteter Wert (entspricht im NS Netz i.d.R. der Nennspannung $U_n = 400$ V)
$S_{r\text{Str}}$	Stromrichterleistung, (entspricht i.d.R. der Anschlussleistung der Stromrichteranlage S_{SRA})

Für den Fall, dass die Kommutierungsreaktanz $X_{k\text{Kom}}$ nur aus einer Kommutierungsdrossel besteht, kann für die Umrechnung Gleichung B-1 direkt herangezogen werden. Ist bereits ein Transformator mit einer Bemessungsleistung S_{rT} und einer Kurzschlussleistung u_{kT} vorhanden, so erhält man für die verbleibende Induktivität L_D der Kommutierungsdrossel:

$$L_D = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot \left(u_{k\text{Kom}} \cdot \frac{U^2}{S_{r\text{Str}}} - u_{kT} \cdot \frac{U^2}{S_{rT}} \right) \quad (\text{B-2})$$

L_D	verbleibende Induktivität der Kommutierungsdrossel
f	Netzfrequenz (entspricht i.d.R. der Netznennfrequenz $f_N = 50$ Hz)
$u_{k\text{Kom}}$	relative Kurzschlussleistung der Kommutierungsreaktanz $X_{k\text{Kom}}$
U	Netzspannung, verketteter Wert (entspricht im NS Netz i.d.R. der Nennspannung $U_n = 400$ V)
$S_{r\text{Str}}$	Stromrichterleistung, (entspricht i.d.R. der Anschlussleistung der Stromrichteranlage S_{SRA})
u_{kT}	relative Kurzschlussleistung des Transformators
S_{rT}	Transformatorleistung

Bestimmung der Kurzschlussleistung der Kommutierungsreaktanz

Die erforderliche relative Kurzschlussleistung $u_{k\text{Kom}}$ der Kommutierungsreaktanz $X_{k\text{Kom}}$ in Abhängigkeit vom Verhältnis S_{SRA}/S_{kV} wird wie folgt ermittelt.

$$u_{k\text{Kom}} = \frac{S_{SRA}}{S_{kV}} \cdot \left(K \cdot \frac{1}{d_{\text{Kom}}} - 1 \right) \quad (\text{B-3})$$

$u_{k\text{Kom}}$	relative Kurzschlussleistung bzw. Bemessungsleistungsfall der Kommutierungsreaktanz $X_{k\text{Kom}}$
K	Anschlussfaktor in Abhängigkeit der Anschlussart bzw. Transformatorschaltgruppe
d_{Kom}	rel. Tiefe des Kommutierungseinbruchs

S_{SRA} Anschlussleistung der Stromrichteranlage
 S_{kV} Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

Wird der Wechselrichter mit einem von 90° abweichenden Steuerwinkel betrieben, so kann die geringere Einbruchtiefe bei der Kommutierung mit dem Faktor $\sin \alpha$ berücksichtigt werden. Jedenfalls ist bei der Beurteilung der im Betrieb ungünstigste Steuerwinkel anzunehmen. Dabei sind auch Anfahrvorgänge zu berücksichtigen. Die Pulszahl des Stromrichters wird durch den Parameter p berücksichtigt.

Die allgemeine Gleichung zur Berechnung der notwendigen relativen Kurzschlussleistung der Kommutierungsreaktanz lautet demnach:

$$u_{k\text{Kom}} = \frac{S_{SRA}}{S_{kV}} \cdot \left(K \cdot \sin \alpha \cdot \frac{6}{p} \cdot \frac{1}{d_{\text{Kom}}} - 1 \right) \quad (\text{B-4})$$

$u_{k\text{Kom}}$ relative Kurzschlussleistung bzw. Bemessungsspannungsabfall der Kommutierungsreaktanz $X_{k\text{Kom}}$
 K Anschlussfaktor in Abhängigkeit der Anschlussart bzw. Transformatorschaltgruppe
 d_{Kom} rel. Tiefe eines Kommutierungseinbruches
 S_{SRA} Anschlussleistung der Stromrichteranlage
 S_{kV} Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt
 p Pulszahl des Stromrichters
 α Steuerwinkel

Im Allgemeinen genügt es, jede Stromrichteranlage für sich zu betrachten, da die Wahrscheinlichkeit einer Überlagerung von Kommutierungseinbrüchen gering ist. Werden hingegen mehrere Stromrichteranlagen bewusst synchron betrieben, dann ist darauf zu achten, dass die Summenwirkung unter dem jeweiligen Emissionsgrenzwert bleibt.

Die Kommutierungsreaktanz ist mit einer Kurzschlussleistung von zumindest $u_{k\text{Kom}} = 4\%$ vorzugeben. Bei einem Wert von $u_{k\text{Kom}} > 12,5\%$ resultieren eine lange Dauer der Kommutierung und ein hoher Spannungsfall, wodurch der Stromrichterbetrieb stark beeinträchtigt werden kann. Die Berechnung des tatsächlichen Einflusses kann allerdings nur mit Hilfe einer Computersimulation durchgeführt werden.

Die Bestimmung der relativen Kurzschlussleistung der Kommutierungsreaktanz $u_{k\text{Kom}}$ kann auch nach Abb. B-1 bis Abb. B-3 in Abhängigkeit vom Verhältnis S_{kV}/S_{SRA} für typische Werte für die relative Tiefe des Kommutierungseinbruches d_{Kom} erfolgen. Die Kennlinien sind für einen Anschlussfaktor $K=1$ dargestellt. Dabei kann der Wert $u_{k\text{Kom}}$ für 6-pulsige Stromrichter direkt abgelesen werden. Für Stromrichter mit höheren Pulszahlen oder anderer Anschlussart ist die resultierende Größe von $u_{k\text{Kom}}$ anhand Gleichung (B-4) zu berechnen.

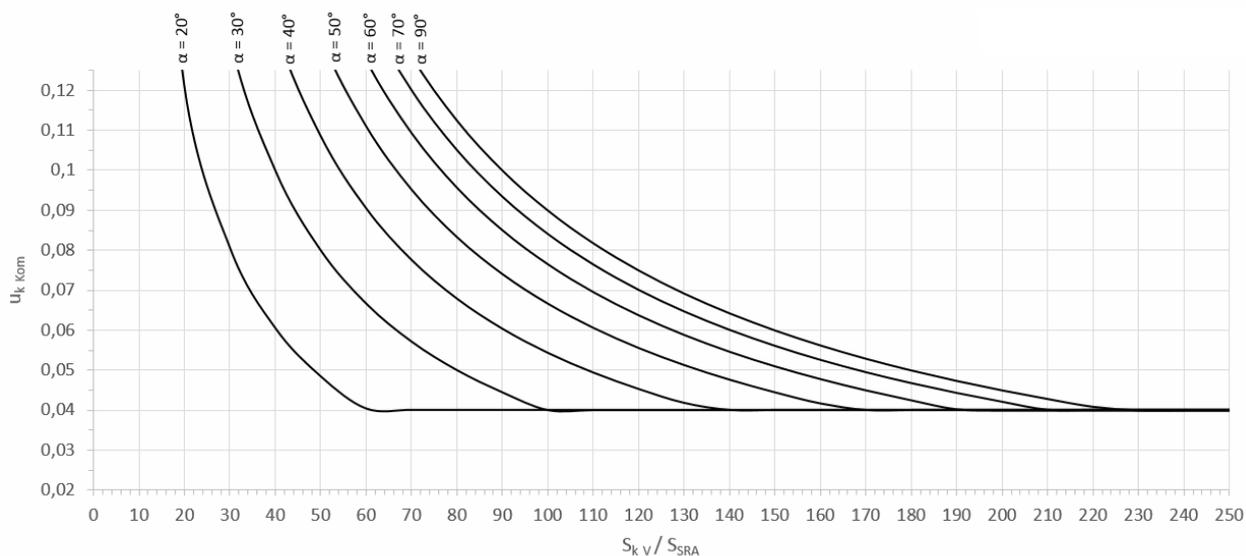


Abb. B-1: Erforderliche relative Kurzschlussspannung $u_{k,Kom}$ der Kommutierungsreaktanz $X_{k,Kom}$ in Abhängigkeit vom Verhältnis S_{kV}/S_{SRA} für verschiedene Steuerwinkel für 6-pulsige Stromrichter und $d_{Kom} = 10\%$ (NS)

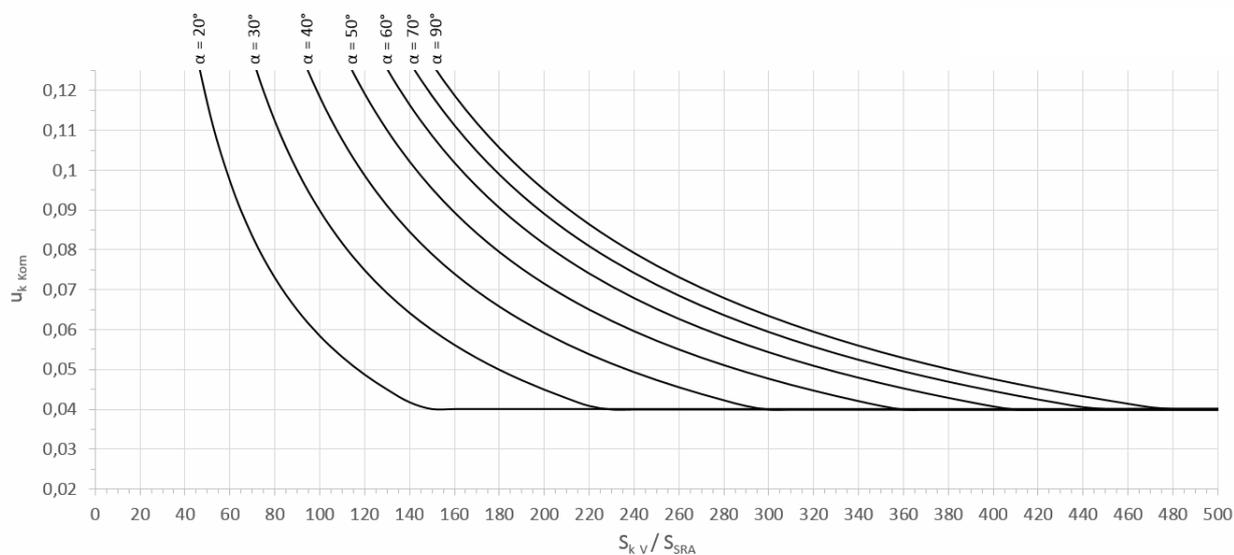


Abb. B-2: Erforderliche relative Kurzschlussspannung $u_{k,Kom}$ der Kommutierungsreaktanz $X_{k,Kom}$ in Abhängigkeit vom Verhältnis S_{kV}/S_{SRA} für verschiedene Steuerwinkel für 6-pulsige Stromrichter und $d_{Kom} = 5\%$ (MS)

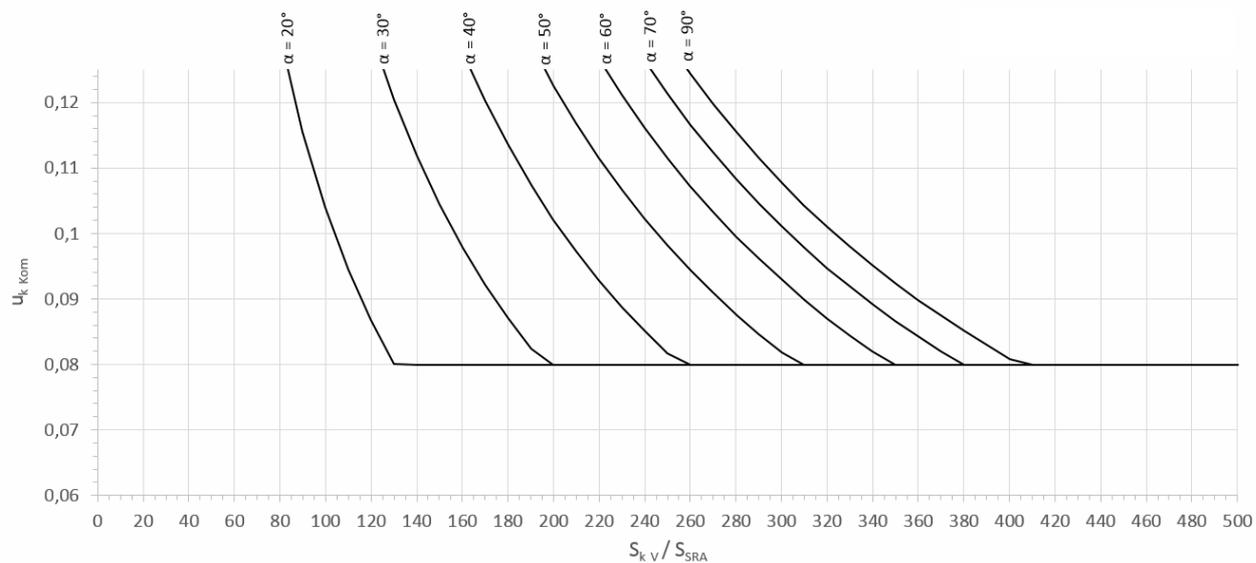


Abb. B-3: Erforderliche relative Kurzschlussspannung $u_{k, Kom}$ der Kommutierungsreaktanz $X_{k, Kom}$ in Abhängigkeit vom Verhältnis S_{kV}/S_{SRA} für verschiedene Steuerwinkel für 6-pulsige Stromrichter und $d_{Kom} = 3\%$ (HS)