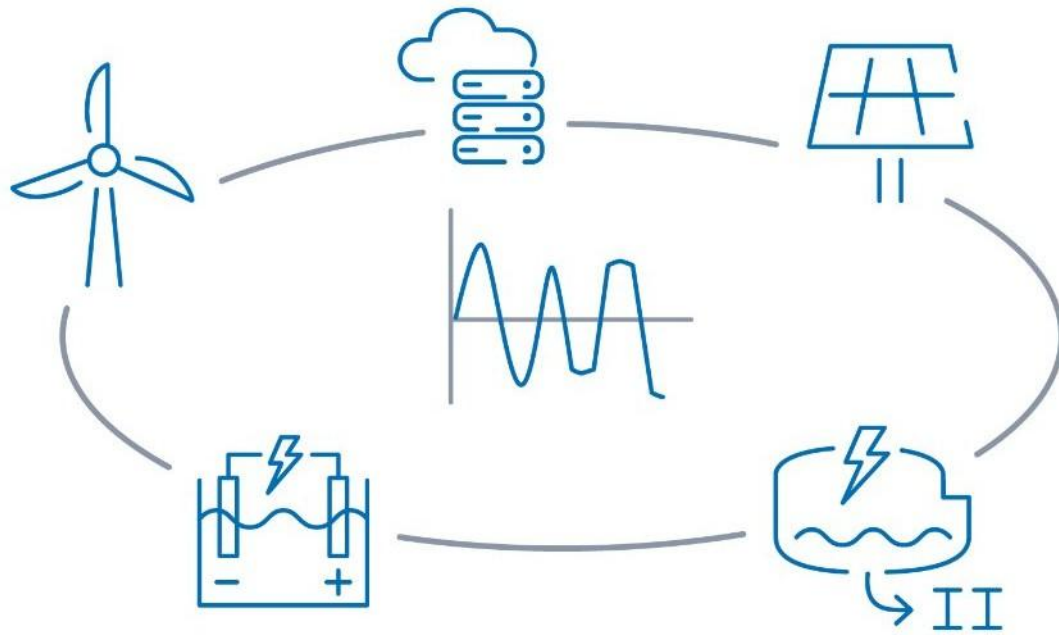




Netzurückwirkungen von Kundenanlagen mit Lichtbogenöfen

Inhalt

1 Anwendungsbereich	7
2 Normative Verweisungen	8
3 Begriffe/Definitionen und Abkürzungen	9
3.1 Begriffe/Definitionen	9
3.2 Abkürzungen	9
4 Zusammenwirken von Ordnungsrahmen und technischen Regelwerken.....	10
5 Rahmenbedingungen und Grundlagen: Elektromagnetische Verträglichkeit in der Normung/Regelsetzung	12
5.1 Einordnung und Begrifflichkeiten	12
5.1.1 Netzurückwirkungen.....	12
5.1.2 Elektromagnetische Verträglichkeit und Produktqualität	13
5.1.3 Betrachtungsorte.....	14
5.1.4 EMV-Verträglichkeitskoordination	15
5.2 Normen und technische Regelwerke	16
5.2.1 Übersicht relevanter Normen und technischer Regelwerke	16
5.2.2 Normenreihe IEC 61000.....	17
5.2.3 VDE-Anwendungsregeln	20
5.2.4 Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen (D-A-CH-CZ).....	21
5.2.5 DIN EN 50160	23
5.2.6 Vergleich der Vorgaben verschiedener Normen und Regelwerke zur Flickerbewertung im internationalen Kontext.....	23
6 Ausblick auf absehbare zukünftige technische/betriebliche Entwicklung.....	26
6.1 Anlagen-Seite	26
6.1.1 Stahlindustrie	26
6.1.2 Netzurückwirkungen von Lichtbogenöfen und zugehörige Gegenmaßnahmen	28
6.2 Netz-Seite.....	29
6.2.1 Herausforderungen für das Übertragungsnetz	29
6.2.2 Herausforderungen für das Verteilnetz	30
6.3 Fazit	30
7 Ermittlung der zulässigen Netzurückwirkungen zur Aufrechterhaltung eines sicheren und zuverlässigen Systembetriebs.....	32
7.1 Überblick über den Netzanschlussprozess	32
7.1.1 Rechnerische Bewertung im Rahmen der Planung	32
7.1.2 Messtechnische Bewertung im Betrieb.....	34
7.2 Methodik der Grenzwertbildung nach VDE-AR-N 4130.....	34
7.3 Bewertung im Planungsprozess	35
7.3.1 Anschlussbewertung nach Stufe 1	35
7.3.2 Erweiterte Anschlussbewertung nach Stufe 2	36
7.4 Nachweismessung	37

7.4.1	Übersicht.....	37
7.4.2	Messtechnik, Messaufbau und Messdurchführung.....	39
7.4.3	Auswertung der Messungen.....	39
8	Zusammenfassung.....	41
9	Literaturverzeichnis	42

Abbildungsverzeichnis

Bild 1: Zuständigkeiten und Zusammenwirken hinsichtlich Europäischer Netzcodes und VDE-Anwendungsregeln	11
Bild 2: Wirkungsmechanismus von Netzurückwirkungen.....	12
Bild 3: Übersicht typischer Stromcharakteristika, deren Auswirkungen auf die Spannungsqualität und relevanter Kenngrößen zur Quantifizierung	13
Bild 4: Wahrscheinlichkeitsorientierte Koordination der Elektromagnetischen Verträglichkeit an einem Verknüpfungspunkt.....	13
Bild 5: Mögliche Anordnungen der Betrachtungsorte	14
Bild 6: Prinzip der Aufteilung des Verträglichkeitspegels (HöS: Höchstspannung; HS: Hochspannung; MS: Mittelspannung; NS: Niederspannung).....	15
Bild 7: Übersicht über relevante Normen, Regelwerke und Geltungsbereiche.....	17
Bild 8: Infografik " Wege zum grünen Stahl" [Quelle: https://www.stahl-online.de/dossiers/perspektive-klimaneutrale-stahlindustrie/]	26
Bild 9: Entwicklung der Ofenanschlussleistung (weltweit)	27
Bild 10: Ofenanschlussleistung im Verhältnis zum Abstichgewicht.....	27
Bild 11: Netzanschlussprozess nach VDE AR-N 4130 mit grünen Detaillierungen	32
Bild 12: Prozess zur Beurteilung der Netzurückwirkungen während der Planungen.....	33
Bild 13: Ablauf der Nachweismessung	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht relevanter Normen und Richtlinien der Reihe IEC 61000	19
Tabelle 2: Übersicht der Anwendungsregeln in Deutschland	20
Tabelle 3: Übersicht der D-A-CH-CZ Technischen Regeln (3. Ausgabe)	22
Tabelle 4: Gegenüberstellung der Eigenschaften von Strom- und Spannungsbewertung	38

Vorwort

Klimaneutral bis 2050 – so lautet das im Green Deal der Europäischen Union festgelegte Klimaziel. Im deutschen Klimaschutzgesetz [11] wird Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 angestrebt. Dieses Klimaschutzgesetz beinhaltet umfassende Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen in verschiedenen Sektoren wie Energie, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft. Da die europäische Stahlindustrie aktuell über 6 % der EU-weiten CO₂-Emissionen aus fossilen Energieträgern verursacht, kann die Dekarbonisierung der Stahlerzeugung einen wichtigen Beitrag leisten.

Im Zuge der Umsetzung der Energiewende in Deutschland erfolgt eine zunehmende Transformation auf klimaneutrale Produktionsprozesse. Dabei erfolgt auch der Neubau von Lichtbogenöfen größerer Leistung an vorhandenen Standorten der Stahlerzeugung. Erste Anlagen zur klimaneutralen Stahlproduktion sollen in wenigen Jahren in Betrieb gehen [12].

Damit weiterhin ein sicherer und zuverlässiger Systembetrieb möglich ist, müssen an den entsprechenden Netzanschlusspunkten die jeweils vorherrschenden Bedingungen/Einflussgrößen mit ihrer perspektivischen Entwicklung beachtet werden, sowohl auf Anlagen- als auch auf Netz-Seite. Dabei sind auf Basis des geltenden Ordnungsrahmens, wie z. B. EnWG [11] und EMVG [8], sowie der europäischen Network Codes Netzzugänge nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei zu gewähren. Hierzu leisten die Technischen Anschlussregeln des VDE FNN einen wichtigen Beitrag. Mit Blick auf die neuen leistungsstarken Lichtbogenöfen stehen insbesondere die entstehenden Netzzrückwirkungen im Fokus.

Vor diesem Hintergrund dient dieser FNN-Hinweis als Leitfaden, um den Weg für eine sachgerechte und praxistaugliche Umsetzung aufzuzeigen, so dass die Netzzrückwirkungen bei diesen neuen wie auch vorhandenen Anlagen im vertraglichen Rahmen bleiben unter Einhaltung der technischen Mindestanforderungen. Parallel besteht das Ziel, die Transformation der Industrie so weit als möglich zu unterstützen.

Die Projektgruppe „Netzzrückwirkungen von Lichtbogenöfen“ des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) hat den vorliegenden FNN-Hinweis erarbeitet.

Einleitung

Die Verträglichkeitspegel für öffentliche NS- und MS-Verteilnetze sind in DIN EN 61000-2-2 bzw. DIN EN 61000-2-12 definiert. Planungspegel für Harmonische, Flicker und Unsymmetrie sind in den technischen Berichten IEC TR 61000-3-6, IEC TR 61000-3-7 und IEC TR 61000-3-13 sowie in den Technischen Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen (D-A-CH-CZ-Regel) [7] spezifiziert.

Der Standard DIN 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 DIN EN 50160 eingehalten. Dies ist wichtig, da die Netzbetreiber hier der Produkthaftung unterliegen.

Die Netzbetreiber haben grundsätzlich die Möglichkeit die Verträglichkeitskoordination über alle Netzebenen hinweg zu gestalten, wobei der Verträglichkeitspegel im NS-Netz nicht modifiziert werden kann. Damit wird es möglich die vorhandene Aufnahmekapazität des Netzes hinsichtlich Netzurückwirkungen sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Sicht optimal zu nutzen. Falls die Spannungsebenen im Verantwortungsbereich verschiedener Netzbetreiber liegen, muss die Koordination in gemeinschaftlicher Abstimmung zwischen allen beteiligten Netzbetreibern erfolgen. Diese Koordination leisten die vorliegenden Technischen Anschlussregeln (TAR) des FNN bereits. Werden durch den Netzbetreiber Grenzwerte auf Basis detaillierterer Verfahren und Betrachtungen bestimmt, so ist deren Anwendung der Vorzug zu geben.

Vor diesem Hintergrund stehen folgende Aspekte aus anlagentechnischer sowie netztechnischer und netzbetrieblicher Sicht im Fokus:

- Gegenseitiges Verständnis schaffen für die Anforderungen/Prozesse auf Anlagenseite und Netzseite sowie deren Eigenschaften/wesentliche Einflussgrößen/Sensitivitäten als Basis für eine sachgerechte Parametrierung/Optimierung (z. B. Netzanschlusspunkt, Verknüpfungspunkt, Systemsicht, Merkmale des Prozesses in der Kundenanlage).
- Die Besonderheiten des Einschmelzens mittels Elektrolichtbogen- oder Elektro-Reduktionsöfen (Smelter, OBF) darstellen. Insbesondere das elektrische (Prozess-)Verhalten näher beleuchten, wie z. B. Gruppierungsmöglichkeiten, Schrottschmelze oder Eisenschwamm, kontinuierlicher oder zeitweiser Betrieb (u. a. alle rund 40 bis 60 min erfolgt ein neuer Prozessablauf inkl. Schrottschmelze), AC- oder DC-Betrieb, Unterschiede in den Basis-Lösungen erläutern.
- Ausgehend von den bisherigen Erfahrungen und neuen Erkenntnissen bei Netzanschlüssen von solchen Anlagen erfolgt eine Hilfestellung bei der individuellen Ausgestaltung der Anforderungen für neue Netzanschlüsse bzw. Kundenanlagen, so dass Netzbetreiber und Kunden spezifische Anforderungen im Rahmen der TAR vereinbaren können.
- Auswertung der aktuellen Situation bei vorhandenen Anschlüssen, z.B. durch Messungen/Beispielrechnungen. Dabei sind Hintergrundinformationen hilfreich, z. B. zum aktuellen Flickerpegel in der Spannungsebene. Zudem müssen Ofenbetreiber einbezogen werden hinsichtlich des Ofenbetriebs (gibt es z. B. verschiedene Leistungs-Schritte bei der Produktion), der verursachenden Flicker, der Arten/Technologien von Öfen. Falls ein Mehrofen-Betrieb vorliegt, müssen ggf. weitere Punkte beachtet werden. Wichtig ist die Sicht auf das ganze Stahlwerk.
- Es werden die maßgeblichen Größen/Einflussfaktoren für die Ausprägung der Netzurückwirkungen (z. B. Spannungseinbrüche, Flicker, Oberschwingungen und Zwischenharmonische niedriger Ordnung) identifiziert.

- Auf Basis der Sensitivität der einzelnen Größen werden die technischen Handlungsoptionen/ Umsetzungsmöglichkeiten bewertet und beschrieben.
- Es wird eine Methodik beschrieben, ausgehend von der „einfachen“ Betrachtung hin zur schrittweisen "spezifischen" Betrachtung. Dabei wird die heutige und die für die Zukunft absehbare Situation beachtet.
- Mögliche Maßnahmen zur Verringerung der Netzurückwirkungen werden aufgezeigt.

Der FNN-Hinweis liefert somit einen praxisgerechten Leitfaden zur sachgerechten Umsetzung/ Ausgestaltung der Anforderungen aus den TAR unter Berücksichtigung der spezifischen Gegebenheiten am Netzanschlusspunkt sowohl auf der Seite der Kundenanlage als auch auf der Netzseite.

Damit wird auch dem Ziel der BNetzA entsprochen, dass in jedem Fall das vorherrschende hohe Niveau der gesamten Versorgungsqualität auch zukünftig bei dem weiteren Umbau des Energiesystems und der breiteren Anwendung neuer Techniken erhalten bleiben soll.

1 Anwendungsbereich

Dieser FNN-Hinweis richtet sich an Planer und Betreiber von Stahlwerken sowie Netzbetreiber der (in der Regel allgemeinen) elektrischen Energieversorgung, wobei die neu anzuschließenden Lichtbogenöfen an das Höchstspannungsnetz (Drehstromnetz mit Spannungen ≥ 150 kV mit einer Netzfrequenz von 50 Hz) im Fokus stehen. Betrachtet werden dabei an der Schnittstelle Netz-Kundenanlage nur die auftretenden Netzurückwirkungen und die Möglichkeiten deren Begrenzung durch geeignete Maßnahmen auf Seiten der Kundenanlage und/oder des Netzes.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente berühren die Thematik dieses FNN-Hinweises und müssen daher gegebenenfalls bei Anwendung des FNN-Hinweises berücksichtigt werden. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

DIN EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

DIN EN 61000-2-2 (VDE 0839-2-2), Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 2-2: Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen (...)

DIN EN 61000-2-12 (VDE 0839-2-12), Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 2-12: Umgebungsbedingungen - Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Mittelspannungsnetzen

IEC TR 61000-3-6, 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 TR 61000-3-7:2008, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems

IEC TR 61000-3-13, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-13: Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems

DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7), 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

DIN EN 61000-4-15 (VDE 0847-4-15), Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 4-15: Prüf- und Messverfahren – Flickermeter – Funktionsbeschreibung und Auslegungsspezifikation

DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30), Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren – Verfahren zur Messung der Spannungsqualität

VDE-AR-N 4100, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)

VDE-AR-N 4110, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)

VDE-AR-N 4120, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)

VDE-AR-N 4130, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)

3 Begriffe/Definitionen und Abkürzungen

3.1 Begriffe/Definitionen

Zu den verwendeten Begriffen wird auf die Definitionen im International Electrotechnical Vocabulary (IEV) verwiesen, welches ein standardisiertes Wörterbuch für verschiedene Disziplinen innerhalb der Elektrotechnik bietet und rund 20.000 Einträge umfasst. Die dreisprachige Online-Version des technischen Wörterbuchs – Deutsch, Englisch und Französisch – ist kostenfrei und ohne Registrierung nutzbar ([IEV-Wörterbuch Elektrotechnik: Deutsch, Englisch, Französisch](#)).

3.2 Abkürzungen

AC	Alternating Current (zu Deutsch: Wechselstrom)
ACER	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
D-A-CH-CZ-Regel	Technische Regel zur Beurteilung von Netzurückwirkungen erarbeitet unter der Verantwortung des internationalen Arbeitskreises EMC & Power Quality (D-A-CH-CZ)
DC	Direct Current (zu Deutsch: Gleichstrom)
DRI	Direct Reduced Iron (zu deutsch: direkt reduziertes Eisen)
EAF	Electric Arc Furnace (zu Deutsch: Elektrolichtbogenofen)
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EMVG	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln
EN	Europäische Norm
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators Europäischer Verband der Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN)
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OBF	Open Bath Furnace (zu deutsch: Elektroreduktionsofen)
SiC	Siliziumkarbid
STATCOM	Synchrone statische Kompensation
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregel
TCR	Thyristorgesteuerte Drosselspule
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber

4 Zusammenwirken von Ordnungsrahmen und technischen Regelwerken

Die VERORDNUNG (EG) Nr. 714/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 [13] über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 konstituiert die ENTSO-E (Europäischer Verband der Übertragungsnetzbetreiber) mit der Aufgabe nach Aufforderung durch die EU-Kommission die Erstellung der Network Codes zu den Themen gemäß Art.8 (6) vorzunehmen. Die Network Codes müssen den Rahmenleitlinien (Framework Guideline) entsprechen. Darin sind folgende Grundsätze und Ziele formuliert:

- gut funktionierender, effizienter und offener Binnenmarkt,
- Schaffung konkreter und transparenter Zugangsregeln zu grenzüberschreitenden Netzen,
- eine abgestimmte und zukunftsorientierte Planung ermöglichen,
- erlauben ausdrücklich nationale Netzkodizes bzw. regionale Spezifika,
- können via Komitologieverfahren verbindlich gemacht werden.

Das EnWG schafft den nationalen Ordnungsrahmen für die Energiewirtschaft und umfasst u. a. folgende Themen:

- Allgemeine Vorschriften,
- Entflechtung,
- Regulierung des Netzbetriebs,
- Energielieferung an Letztverbraucher,
- Planfeststellung, Wegenutzung,
- Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung.

Durch die Verabschiedung der erstellten Network Codes durch die EU-Kommission werden diese im nationalen Recht zur übergeordneten Regelinstanz. Die Verordnung berührt jedoch nicht die Rechte der Mitgliedstaaten, Maßnahmen beizubehalten oder einzuführen, die detailliertere Bestimmungen enthalten (Art. 21 (EG) Nr.714/2009). Dies hat zur Folge, dass alle nationalen Regelungen den auf europäischer Ebene erstellten Anforderungen entsprechen müssen. Die Europäischen Network Codes definieren somit Mindeststandards für alle EU-Mitgliedsstaaten. Nationale Regelungen sind eine Ergänzung.

In den Europäischen Network Codes werden aus netztechnischer Sicht relevante Regeln zur Netzsicherheit, Sicherstellung der Netzbetriebssicherheit, Netzanschlussbedingungen, Regeln für den Austausch von Ausgleichsenergie und Energieeffizienz bei Stromnetzen erstellt. Die Erstellung der Network Codes erfolgt durch ENTSO-E, ACER und die EU-Kommission.

VDE FNN ist der nationale Regelsetzer für Netztechnik und Netzbetrieb in Deutschland. Die bei VDE FNN erstellten VDE-Anwendungsregeln ergänzen und konkretisieren die Europäischen Network Codes. Eine Hauptaufgabe besteht deshalb darin, mögliche Widersprüche und Schnittstellen zu identifizieren, um die nationalen Regeln mit den europäischen zu harmonisieren. Eine weitere wichtige Aufgabe ist die Spezifizierung technischer Details und Parameter, zu denen die Europäischen Network Codes eine Bandbreite an Lösungen vorgeben.

Seit 6. Mai 2024 erfolgt die Erarbeitung der VDE-Anwendungsregeln (FNN) gemäß [Beschluss BK6-23-037](#) (bundesnetzagentur.de). Darin sind Grundsätze und Verfahrensvorschriften festgelegt.

VDE FNN hat ein nationales Umsetzungskonzept erstellt. Dieses sieht vor, dass VDE FNN die Anforderungen aus den relevanten Network Codes in die Technischen Anschlussregeln (TAB) für alle vier Spannungsebenen übernimmt und ggf. ausgestaltet. Dies geschieht in Form von VDE-Anwendungsregeln und damit mit einer hohen Verbindlichkeit für die Energiewirtschaft in Deutschland. Ziel ist ein einheitliches und nutzerfreundliches Regelwerk.

Wie alle Bestimmungen stehen auch technische Vorgaben unter dem Zweck des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche“ Elektrizitätsversorgung anzustreben [11].

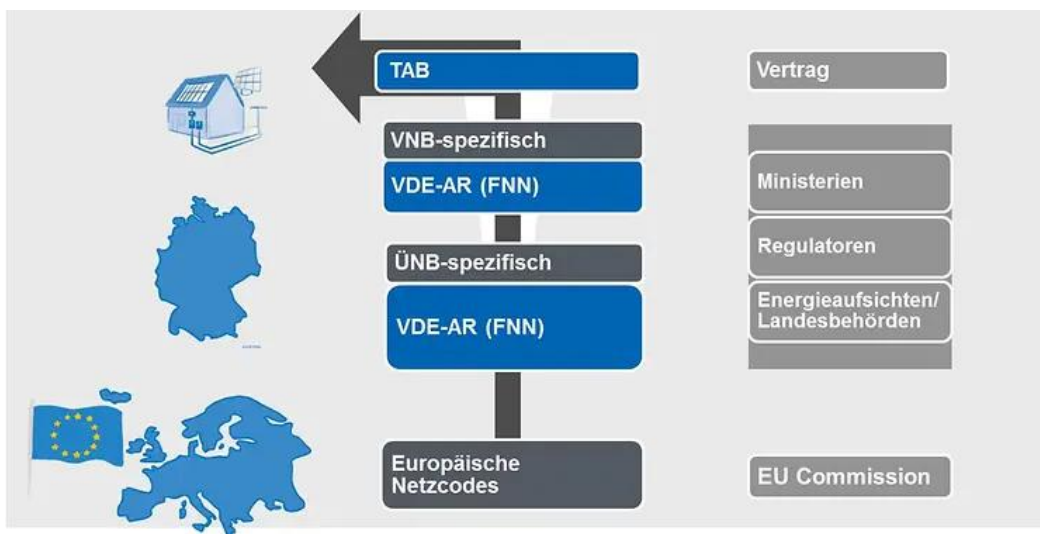


Bild 1: Zuständigkeiten und Zusammenwirken hinsichtlich Europäischer Netzcodes und VDE-Anwendungsregeln

Bei der Erstellung der Europäischen Network Codes sind im Wesentlichen die beiden europäischen Institutionen ACER und ENTSO-E beteiligt. VDE FNN spezifiziert die Codes für Deutschland in VDE-Anwendungsregeln aus. So entsteht ein umfassendes Regelwerk (*Bild 1*).

5 Rahmenbedingungen und Grundlagen: Elektromagnetische Verträglichkeit in der Normung/Regelsetzung

5.1 Einordnung und Begrifflichkeiten

5.1.1 Netzurückwirkungen

Für die Beschreibung des grundlegenden Mechanismus von Netzurückwirkungen dient *Bild 2*. Wird am Verknüpfungspunkt PCC (siehe Abschnitt 5.1.3 in diesem FNN-Hinweis) eine Anlage A1 angeschlossen, welche einen Strom bezieht (oder einspeist), der von seiner idealen Form (sinusförmig, symmetrisch) abweicht, entsteht ein entsprechender Spannungsfall über der wirksamen Impedanz Z_N des gesamten Netzes am PCC. Dieser führt zu einer nicht mehr idealen (qualitätsverminderten) Spannung am Verknüpfungspunkt PCC. Die in ihrer Qualität verminderte Spannung am Verknüpfungspunkt PCC wirkt sich auf andere an das Netz angeschlossene Anlagen (z.B. Anlage A2 in *Bild 2*) aus. Diese gegenseitige Beeinflussung von Anlagen über das Netz wird als Netzurückwirkung bezeichnet. Die verminderte Qualität wirkt sich auch auf Betriebsmittel des Netzes selbst (z.B. Transformatoren) aus.

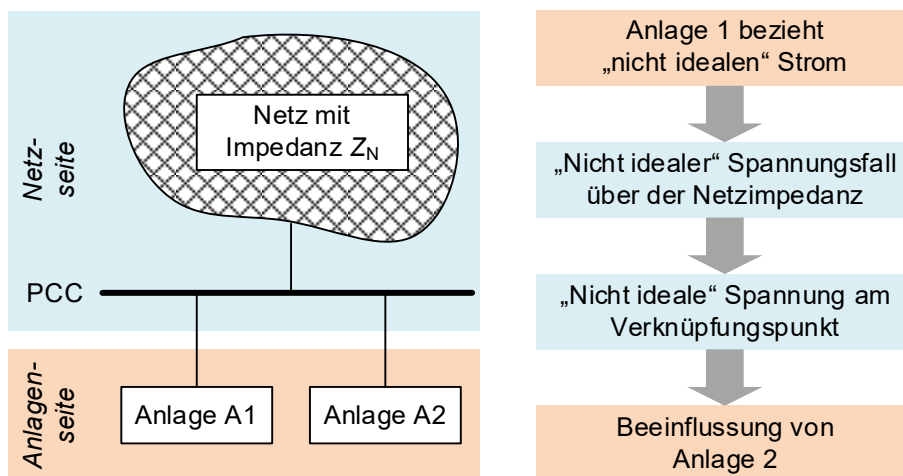


Bild 2: Wirkungsmechanismus von Netzurückwirkungen

Praktisch alle an das Netz angeschlossenen Geräte und Anlagen beziehen oder speisen einen in seiner Qualität mehr oder weniger verminderten Strom ein. Die daraus resultierende verminderte Qualität der Spannung breitet sich im gesamten Netz aus, sowohl zwischen verschiedenen Netzebenen als auch zwischen verschiedenen Ländern, welche ein gemeinsames Verbundnetz betreiben.

Müsste eine ideale Spannung an jedem Verknüpfungspunkt im Netz sichergestellt werden, müssten alle angeschlossenen Geräte und Anlagen, wie bspw. Computernetzteile, Frequenzumrichter für drehzahlgeregelte Antriebe, Lichtbogenöfen oder Umrichter für die Einspeisung des Bahnnetzes einen idealen Strom beziehen bzw. einspeisen, also netzurückwirkungsfrei sein. Dies ist jedoch physikalisch nicht möglich. Eine gewisse Qualitätsminderung der Spannung ist somit unvermeidbar. Das Maß der tolerierbaren Qualitätsminderung wird im Rahmen der Koordination der elektromagnetischen Verträglichkeit festgelegt.

Der Einfluss eines elektrischen Gerätes oder Betriebsmittels auf die Spannungsqualität wird durch den Charakter des fließenden Stromes (Stromqualität) bestimmt. Unsymmetrische Ströme, wie bspw. die einphasige Ladung von Elektrofahrzeugen, führen zur Beeinträchtigung der Symmetrie. Fluktuierende Ströme, wie bspw. bei einem Lichtbogenofen, können zu Spannungsschwankungen und infolgedessen zu Flicker [6] führen. Eine Übersicht verschiedener Stromcharakteristika und der daraus resultierenden Rückwirkungen auf die Spannungsqualität zeigt

Bild 3. Außerdem sind die Qualitätskenngrößen zur Quantifizierung der jeweiligen Rückwirkung angegeben.

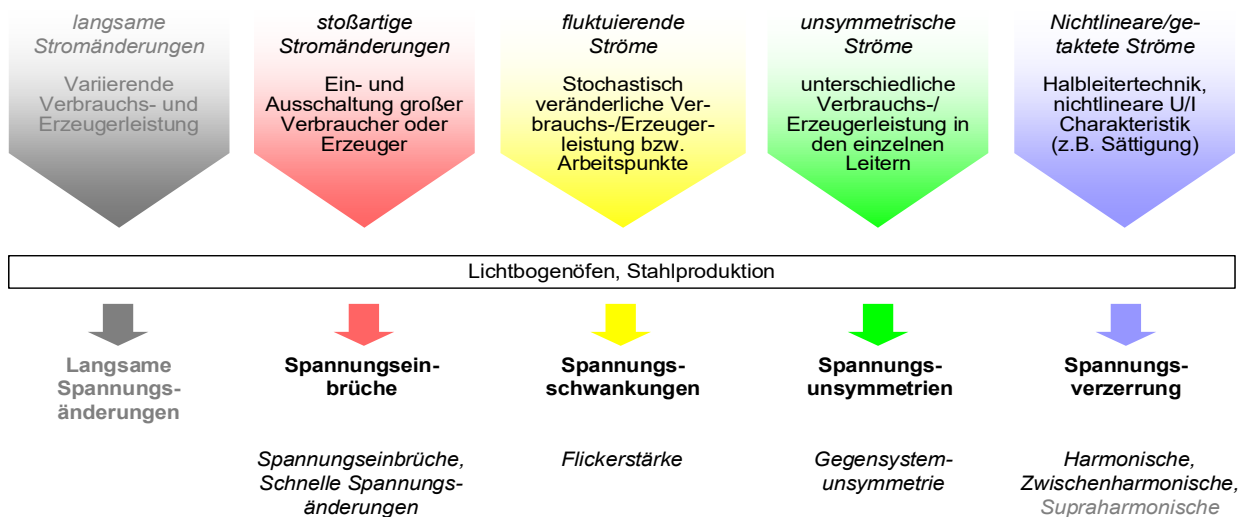


Bild 3: Übersicht typischer Stromcharakteristika, deren Auswirkungen auf die Spannungsqualität und relevanter Kenngrößen zur Quantifizierung

5.1.2 Elektromagnetische Verträglichkeit und Produktqualität

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) ist eine Grundvoraussetzung für den störungsfreien Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme. Sie bedeutet, dass jede/s Gerät/Anlage seine/ihre elektrische Umgebung nicht unzulässig beeinflussen darf und gleichzeitig in dieser Umgebung zufriedenstellend funktionieren muss [8]. Dies erfordert eine Begrenzung der Störaussendung¹ von Geräten und Anlagen bei gleichzeitiger Sicherstellung einer ausreichend hohen Störfestigkeit. Die Koordination zwischen Störaussendung und Störfestigkeit basiert auf festgelegten Referenzpegeln, die als Verträglichkeitspegel bezeichnet werden. Die Störaussendung einzelner Geräte und Anlagen muss so begrenzt sein, dass der aus ihrer Überlagerung bei gleichzeitigem Betrieb resultierende aktuelle Störpegel den Verträglichkeitspegel nicht überschreitet. Die Störfestigkeit der Geräte und Anlagen wird so gewählt, dass sie größer als der Verträglichkeitspegel ist.

Die tatsächlichen Störpegel im Netz hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, welche zufällig sind und hauptsächlich vom Verhalten der angeschlossenen Kundenanlagen selbst bestimmt werden. Eine deterministische Koordination ist aus diesen Gründen nicht praktikabel. Es wird daher eine wahrscheinlichkeitsorientierte Koordination angewendet, welche eine geringe Wahrscheinlichkeit einer Überschreitung der Verträglichkeitspegel durch die Störpegel toleriert (vgl. Bild 4).

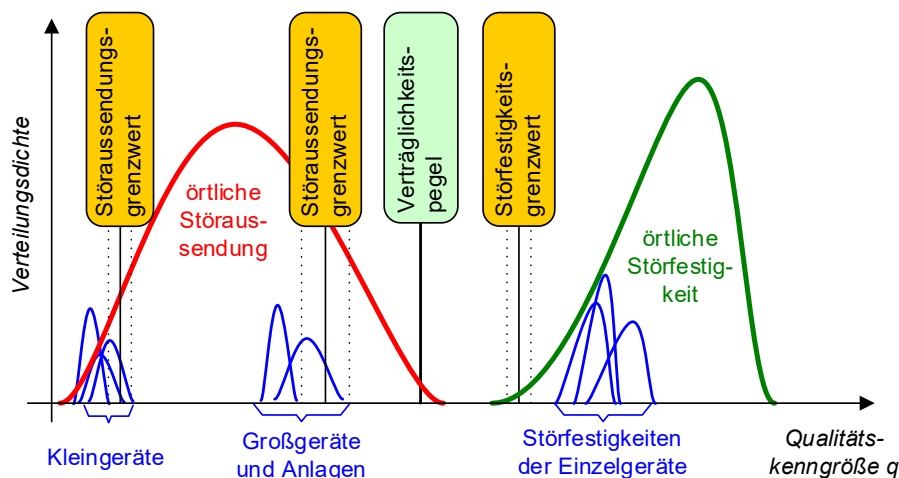


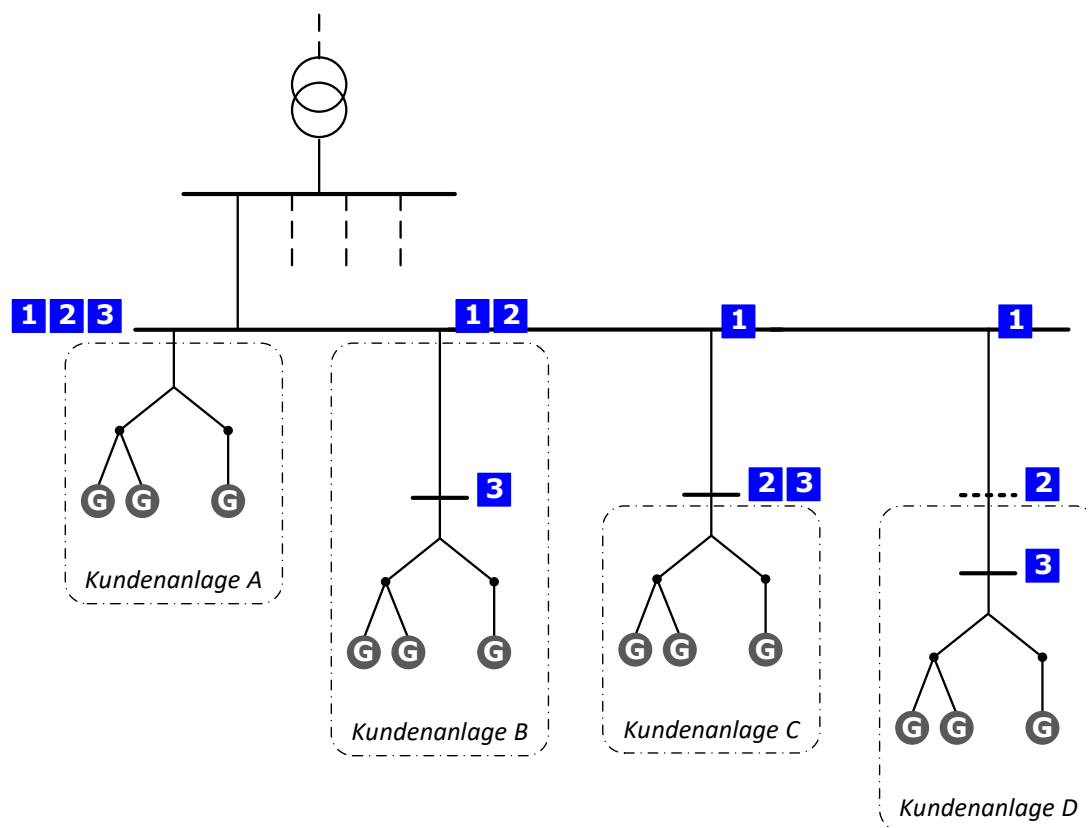
Bild 4: Wahrscheinlichkeitsorientierte Koordination der Elektromagnetischen Verträglichkeit an einem Verknüpfungspunkt

¹ Für Störaussendung wird oft auch der Begriff Emission verwendet.

Neben den relevanten Regelwerken zur EMV, ist für Deutschland und Europa die Norm DIN EN 50160 von großer Bedeutung. Sie hat ihren Ursprung im Gesetz zur Haftung für fehlerhafte Produkte (Produkthaftungsgesetz) der Europäischen Union [9], welches Elektrizität explizit als Produkt definiert. Die Norm beschreibt die Anforderungen an das Produkt Elektrizität durch verschiedene Parameter der Spannungsqualität. Sie definiert damit die Produktqualität, die jeder Kunde an der Übergabestelle vom Netzbetreiber erwarten kann. Sie ist keine Norm der EMV und darf deshalb nicht für die Festlegung von Störaussendungs- bzw. Störfestigkeitsgrenzwerten oder die Festlegung von Planungspegeln herangezogen werden. Eine Abstimmung der Anforderungen an die Produktqualität mit den Verträglichkeits- bzw. Planungspegeln ist jedoch trotzdem notwendig und sinnvoll, wobei die Koordination der EMV höhere Priorität besitzt. Wird die EMV-Koordination richtig umgesetzt, so ist zu erwarten, dass die Störpegel im Netz die Verträglichkeits- bzw. Planungspegel nur mit geringer Wahrscheinlichkeit überschreiten. Deshalb sollten diese Pegel, ggf. mit entsprechender Reserve, als Basis für die Definition der Anforderungen an die Produktqualität dienen.

5.1.3 Betrachtungsorte

Es ist zwischen den Orten Anschlusspunkt, Verknüpfungspunkt² und Übergabestelle zu unterscheiden (*Bild 5*). Es sei darauf hingewiesen, dass neben den genannten Betrachtungsorten in verschiedenen Normen und Richtlinien noch weitere Orte wie bspw. die Geräteanschlussstelle, der Zählpunkt oder der Bewertungspunkt definiert sind. Diese sind jedoch für die hier behandelten Aspekte nicht von Belang und werden deshalb nicht weiter betrachtet.



- | | |
|------------------------|--------------------------------------|
| 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. Electrical device |

Die Strich-Punkt-Linie stellt die Eigentumsgrenze dar.

Bild 5: Mögliche Anordnungen der Betrachtungsorte

² In den deutschen Anwendungsregeln wird auch der (gleichwertige) Begriff Netzverknüpfungspunkt verwendet.

Der Anschlusspunkt hat technischen Bezug. Er ist ein Ort in einem Versorgungsnetz, an dem die Kundenanlage angeschlossen ist. Der Verknüpfungspunkt hat ebenfalls technischen Bezug. Er ist ein Ort im Netz des Netzbetreibers, dem eine bestimmte Kundenanlage elektrisch am nächsten liegt und an dem auch andere Kundenanlagen angeschlossen sind oder angeschlossen werden können. Er wird durch den Netzbetreiber bestimmt. Die Übergabestelle hat einen juristischen Bezug. Sie ist der vertraglich fixierte Ort, an dem die Kundenanlage an die Anlage des Netzbetreibers grenzt.

Am Anschlusspunkt erfolgt die Berechnung der Störaussendungsgrenzwerte. Am Verknüpfungspunkt erfolgt die Beurteilung bezüglich der Netzzrückwirkungen. An der Übergabestelle erfolgt u.a. die Bewertung der Qualität des Produktes „Elektrizität“. Anschlusspunkt und Verknüpfungspunkt stimmen in vielen Fällen örtlich praktisch überein (Kundenanlage A in *Bild 5*). Bei Anbindung einer Kundenanlage über eine ausschließlich durch die Kundenanlage benutzte Leitung liegt der PCC am Anfang dieser Leitung (Kundenanlagen B und C in *Bild 5*). Wird eine Kundenanlage durch einen oder mehrere parallele Transformatoren exklusiv versorgt, so befindet sich der Verknüpfungspunkt auf der Oberspannungsseite des/der Transformators/en.

5.1.4 EMV-Verträglichkeitskoordination

Die Bestimmung von Störaussendungsgrenzwerten für Geräte und Anlagen basiert auf einer Aufteilung des Verträglichkeitspegels. Der Verträglichkeitspegel ist immer auf Basis einer Spannung definiert, da die Spannung andere angeschlossene Geräte und Anlagen beeinflusst (vgl. Abschnitt 5.1.1 in diesem FNN-Hinweis). Dementsprechend sind auch die Störaussendungsgrenzwerte im Ursprung immer spannungsbasiert. Die Aufteilung des Verträglichkeitspegels erfolgt in zwei Schritten:

- I. Aufteilung zwischen den Netzebenen (*Bild 6*)
- II. Aufteilung zwischen den Geräten und Kundenanlagen innerhalb einer Netzebene.

In Schritt I wird der Verträglichkeitspegel anteilig auf die vorhandenen Netzebenen aufgeteilt (anteiliger Beitrag in *Bild 6*). Die Summe der anteiligen Beiträge einer betrachteten Netzebene und aller übergeordneten Netzebenen repräsentiert den Störpegel, welcher bei vollständigem Ausbau des Netzes mit Anlagen und Geräten in der betrachteten Netzebene erwartet werden kann. Im Niederspannungsnetz entspricht dies dem Verträglichkeitspegel. Ist in allen Netzebenen mit störaussendenden Geräten und Anlagen zu rechnen, muss dieser resultierende Störpegel im Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz dementsprechend geringer als der Verträglichkeitspegel im Niederspannungsnetz sein. Dieser wird zur Unterscheidung als Planungspegel bezeichnet. Bei richtiger Koordination sollte der Planungspegel durch die tatsächlichen Störpegel in der jeweiligen Netzebene nicht überschritten werden.

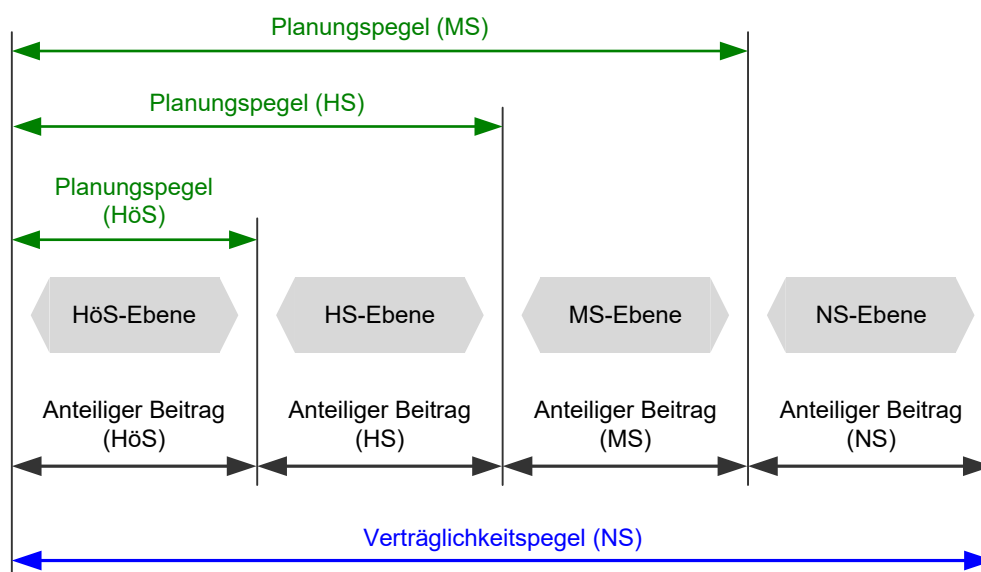


Bild 6: Prinzip der Aufteilung des Verträglichkeitspegels (HöS: Höchstspannung; HS: Hochspannung; MS: Mittelspannung; NS: Niederspannung)

Bild 6 stellt eine vereinfachte Betrachtung für die Erläuterung des Prinzips dar. Je nach Art der Netzzurückwirkung werden Gleichzeitigkeit und Überlagerung der Störaussendung mehrerer Anlagen sowie die Ausbreitung in Aufwärts- und Abwärtsrichtung durch Summationsexponenten bzw. Transferkoeffizienten berücksichtigt. Während in Aufwärtsrichtung (bspw. von MS-Ebene zu HS-Ebene) üblicherweise eine Dämpfung von Netzzurückwirkungen existiert (insbesondere für Flicker), ist in Abwärtsrichtung praktisch keine oder nur eine geringe Dämpfung zu erwarten. Bei Harmonischen kann durch Resonanzen auch eine Verstärkung erfolgen. Dementsprechend sind umso mehr Kunden in unterlagerten Netzebenen betroffen, je höher die Spannungsebene ist, in welche eine Netzzurückwirkung eingetragen wird. Der tatsächliche Transfer zwischen den Spannungsebenen in Aufwärts- und Abwärtsrichtung ist immer von der konkreten Anschlusskonfiguration abhängig und kann sich auch mit der Zeit ändern. Allgemeingültige Annahmen für den Transfer müssen deshalb konservativ sein.

Der Verträglichkeitspegel im Niederspannungsnetz ist in entsprechenden Normen definiert und kann aufgrund der bestehenden Koordination mit den Störfestigkeitspegeln von Geräten nicht verändert werden. Wie die Aufteilung des Verträglichkeitspegels auf die verschiedenen Netzebenen erfolgt, kann jedoch individuell festgelegt werden, so dass grundsätzlich auch die Planungspegel individuell ausgestaltet werden könnten. Wichtig dabei ist, dass dies nur gemeinschaftlich durch alle verantwortlichen Netzbetreiber in Übertragungs- und Verteilungsebene erfolgen kann. Die individuelle Anpassung durch einen einzelnen Netzbetreiber ist nur möglich, wenn er Eigentümer aller Netzebenen ist.

In Schritt II wird der verfügbare anteilige Beitrag innerhalb der betrachteten Netzebene leistungsproportional auf Geräte und Kundenanlagen aufgeteilt. Die Berechnung der entsprechenden Grenzwerte ist in aktuellen Normen bzw. Richtlinien definiert.

Zur einfacheren Zuordnung zu einer betrachteten Kundenanlage werden die spannungsbasierten Störaussendungsgrenzwerte oftmals auch als Ströme ausgedrückt. Am Ende ist jedoch immer der Beitrag zu den Störpegeln der Spannung im Netz ausschlaggebend.

5.2 Normen und technische Regelwerke

5.2.1 Übersicht relevanter Normen und technischer Regelwerke

Bild 7 stellt eine Übersicht über relevante Normen und technische Regelwerke dar, die im Kontext der Netzzurückwirkungen von Lichtbogenöfen und anderen Kundenanlagen stehen. Zusätzlich sind die Geltungsbereiche mit Bezug auf die jeweilige Spannungsebene dargestellt. Dabei liegt es in der Verantwortung des Anwenders, das jeweilige Dokument in seiner aktuell gültigen Fassung heranzuziehen.

Die aufgeführten internationalen IEC-Normen der Reihe 61000 sind ebenfalls in deutsche Normen überführt worden und tragen den Vorsatz DIN EN. Dies trifft allerdings nicht auf die technischen Berichte IEC/TR zu. Zur Einheitlichkeit werden im weiteren Verlauf des Dokumentes ausschließlich die IEC-Bezeichnungen verwendet.

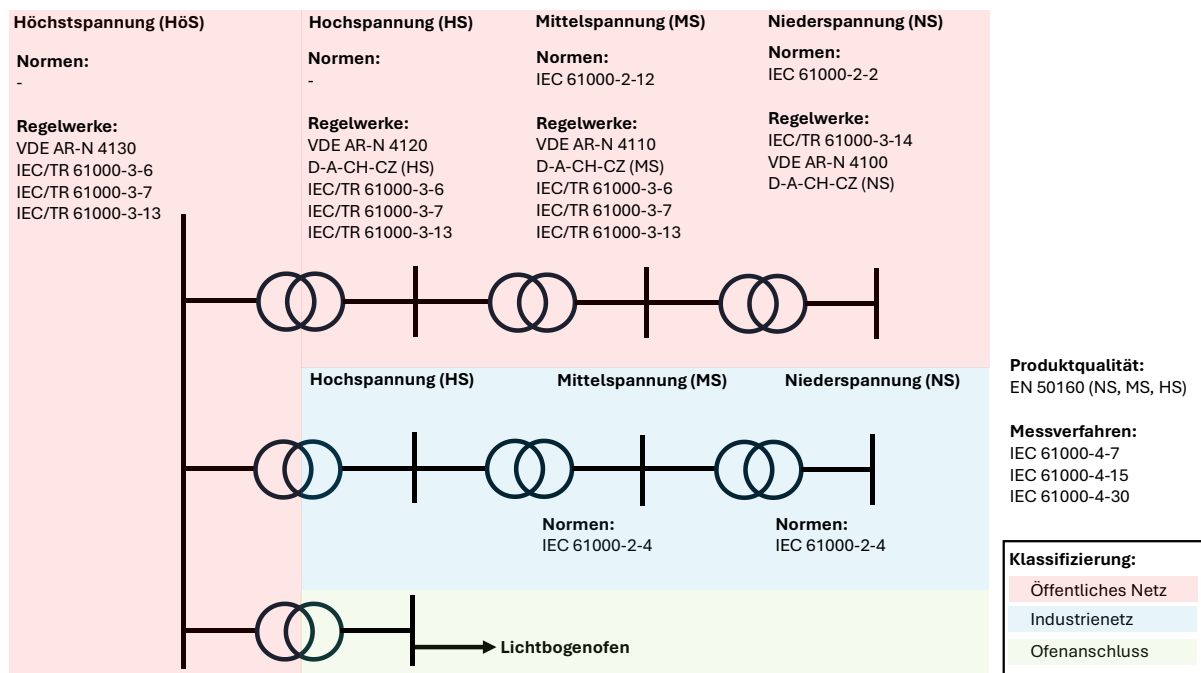


Bild 7: Übersicht über relevante Normen, Regelwerke und Geltungsbereiche

Für das öffentliche Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz wird die EMV-Koordination durch eine Vielzahl von Normen und technischen Regelwerken verbindlich geregelt und fortlaufend weiterentwickelt.

Für Industrienetze, die aus mehreren Teilnetzen bestehen und mehrfach aus dem öffentlichen Netz gespeist sein können, werden in den Normen einschließlich bis zur Mittelspannung lediglich Verträglichkeitspegel vorgegeben. Zur Festlegung von Störaussendungsgrenzwerten von Kundenanlagen mit Anschluss an Industrienetze werden oftmals Normen und Regelwerke angewendet, deren Geltungsbereich für das öffentliche Netz vorgesehen ist.

Der Anschluss eines Lichtbogenofens kann über mehrere Spannungsebenen führen und als Teilnetz eines Industrienetzes angesehen werden, das typischerweise keine Verbindung zu anderen Teilnetzen der öffentlichen Versorgung hat. Damit ergeben sich in der Regel keine anlageninternen Beurteilungspunkte im Teilnetz des Lichtbogenofens, an denen die aufgeführten Normen und Regelwerke anzuwenden wären. Die Beurteilung der Netzzurückwirkungen eines Lichtbogenofens erfolgt an seinem Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz, sodass die Grenzwerte für die EMV-Koordination des öffentlichen Netzes anzuwenden sind. Dabei gelten die in *Bild 7* aufgeführten Normen und Regelwerke für den Netzbetreiber als anerkannte Regeln der Technik zur sachgerechten Beurteilung und Begrenzung der Netzzurückwirkungen.

Für die Messung von Netzzurückwirkungen, beispielsweise im Zuge von Nachweismessungen, geben die Normen IEC 61000-4-7 / 61000-4-15 und 61000-4-30 den wesentlichen Rahmen.

In den nachfolgenden Abschnitten werden die aufgeführten Normen und Regelwerke näher erläutert.

5.2.2 Normenreihe IEC 61000

Die Normenreihe IEC 61000 bildet das Grundgerüst an Normungsdokumenten im Bereich der EMV und besteht insgesamt aus etwa 80 Publikationen, die in sechs Abschnitte mit folgenden Themenfeldern aufgeteilt sind:

- 61000-1: Allgemeines
- 61000-2: Elektromagnetische Umgebung
- 61000-3: Grenzwerte und Störfestigkeitspegel
- 61000-4: Prüf- und Messverfahren

- 61000-5: Maßnahmen
- 61000-6: Anforderungen (Fachgrundnormen)

Für die Erarbeitung auf internationaler Ebene innerhalb der IEC ist das Unterkomitee SC77A verantwortlich. Auf europäischer Ebene ist bei CENELEC das Spiegelkomitee TC210 zuständig und auf nationaler Ebene bei DKE das Unterkomitee UK 767.1.

In *Tabelle 1* ist eine Auswahl der im Kontext des Anschlusses von Lichtbogenöfen relevanten Teile der Normenreihe mit Bezug auf leitungsgebundene Störgrößen einschließlich einer kurzen Inhaltsbeschreibung aufgeführt.

Tabelle 1: Übersicht relevanter Normen und Richtlinien der Reihe IEC 61000

Abschnitt	Teil (-X)	Titel	Inhalte
IEC 61000-2-X (Umgebung)	-2	Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen NS-Netzen	Verträglichkeitspegel für Störgrößen in öffentlichen Niederspannungsnetzen, als Grundlage für: 1) die Festlegung von Grenzwerten für Störaussendung 2) die Festlegung von Grenzwerten der Störfestigkeit, welche von Geräten und Anlagen toleriert werden müssen
	-4	Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in Industrieanlagen	Verträglichkeitspegel für Störgrößen an anlageninternen Anschlusspunkten in industriellen und anderen nicht-öffentlichen Netzen, als Grundlage für: 1) die Festlegung von Grenzwerten für Störaussendung 2) die Festlegung von Grenzwerten der Störfestigkeit, welche von Geräten und Anlagen toleriert werden müssen
	-12	Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen MS-Netzen	Verträglichkeitspegel für Störgrößen in öffentlichen Mittelspannungsnetzen, als Grundlage für: 1) die Festlegung von Grenzwerten für Störaussendung 2) die Festlegung von Grenzwerten der Störfestigkeit, welche von Geräten und Anlagen toleriert werden müssen
IEC 61000-3-X (Störaussendung, Störfestigkeit, Planungspegel)	-6 (TR)	Leitfaden zur Festlegung von Emissionsgrenzwerten für Oberschwingungen und Zwischenharmonische verursachende Anlagen mit Anschluss an das MS-, HS- und HöS-Netz	Planungspegel für Oberschwingungen und Zwischenharmonische bis zur 50. Harmonischen, die als Grundlage für die Berechnung der Störaussendungsgrenzwerte für Anlagen mit Anschluss an das öffentliche MS-, HS- und HöS-Netz verwendet werden.
	-7 (TR)	Leitfaden zur Festlegung von Emissionsgrenzwerten für Flicker und Spannungsschwankungen verursachende Anlagen mit Anschluss an das MS-, HS- und HöS-Netz	Planungspegel für die Kurzzeit- und Langzeitflickerstärke, die als Grundlage für die Berechnung von Störaussendungsgrenzwerten für Anlagen mit Anschluss an das öffentliche MS-, HS- und HöS-Netz verwendet werden. Verfahren zur Bewertung von schnellen Spannungsänderungen
	-13 (TR)	Leitfaden zur Festlegung von Grenzwerten für Unsymmetrie verursachende Anlagen mit Anschluss an das MS-, HS- und HöS-Netz	Planungspegel für die Spannungsunsymmetrie (Gegensystemkomponente), die als Grundlage für Grenzwerte der zulässigen Unsymmetrie von Anlagen mit Anschluss an das öffentliche MS-, HS- und HöS-Netz verwendet werden
IEC 6000-4-X (Mess- und Prüfverfahren)	-7	Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten	Definition der gruppierten, untergruppierten bzw. ungruppierten Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen sowie für den Frequenzbereich 2 – 9 kHz, die der 50 Hz oder 60 Hz Grundschwingung überlagert sind.
	-15	Flickermeter – Funktionsbeschreibung und Auslegungsspezifikation	Grundlegende Informationen für die Auslegung von analogen und digitalen spannungsbasierten Flickermessgeräten, um den korrekten Pegel der Flickerstörwirkung für alle in der Praxis vorkommenden Kurvenformen der Spannungsschwankungen anzugeben
	-30	Verfahren zur Messung der Spannungsqualität	Festlegung von Verfahren für die Messung der Spannungsqualität in Wechselstromnetzen für die Merkmale: Frequenz, Höhe der Spannung, Spannungseinbrüche und -überhöhungen, Unterbrechungen, transiente Spannungen, Unsymmetrien, Oberschwingungs- und zwischenharmonische Spannungen, schnelle Spannungsänderungen und Flicker. Festlegung von Verfahren für die Messung der Stromqualität in Wechselstromnetzen für die Merkmale: Höhe des Stromes, Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Besonders hervorzuheben in Bezug auf die Festlegung von Störaussendungsgrenzwerten für Oberschwingungen und Zwischenharmonische sowie Flicker und Unsymmetrien von Anlagen großer Leistungsklasse, die für den Anschluss an Hoch- oder Höchstspannungsnetze vorgesehen sind, sind die technischen Berichte IEC/TR 61000-3-6, IEC/TR 61000-3-7 und IEC/TR 61000-3-13. In diesen werden auf Basis der Verträglichkeitspegel in IEC 61000-2-2 Planungspegel (siehe Abschnitt 5.1.4 des FNN-Hinweises) für die einzelnen Störgrößen sowie Berechnungsverfahren, die zur Festlegung von individuellen Störaussendungsgrenzwerten für eine Kundenanlage angewendet werden, beschrieben. Über die Grenzwerte wird der Kundenanlage ein Anteil am jeweiligen anteiligen Beitrag bzw. Planungspegel der Störgröße (vgl. *Bild 6*) zugestanden.

Hinsichtlich der messtechnischen Erfassung von Kenngrößen der Spannungsqualität bildet die Norm IEC 61000-4-30 den wesentlichen Rahmen. In dieser wird unter anderem das Markierungskonzept („Flagging“) beschrieben, das für die sachgerechte Bewertung von Messungen bedeutsam ist. Das Markierungskonzept berücksichtigt, dass die definierten Messverfahren während eines Ereignisses, wie z.B. einem Spannungseinbruch, möglicherweise für andere Kenngrößen (z.B. Flicker) unzuverlässige Werte liefern. Durch die Markierung der entsprechenden Messwerte wird angegeben, dass im jeweiligen Aufrechnungsintervall ein markierungsrelevantes Ereignis aufgetreten ist. Zu den relevanten Ereignissen zählen Spannungseinbrüche, Spannungsüberhöhungen sowie Unterbrechungen. Die Entscheidung, auf welche Weise die markierten Messwerte in die Bewertung eingehen, ist durch den Anwender zu treffen oder ggf. in weiteren Normen konkretisiert.

5.2.3 VDE-Anwendungsregeln

Die geltenden VDE-Anwendungsregeln zeigt *Tabelle 2*, wobei für die Bewertung des Anschlusses von Lichtbogenöfen VDE-AR-N 4120 und VDE AR-N 4130 relevant sind. Alle Anwendungsregeln definieren die Anforderungen hinsichtlich der Netzurückwirkungen gleichermaßen für Bezugs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen.

Tabelle 2: Übersicht der Anwendungsregeln in Deutschland

Bezeichnung	Titel	Anwendungsbereich
VDE AR-N 4100	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)	Öffentliches Niederspannungsnetz mit einer Nennspannung ≤ 1 kV
VDE AR-N 4110	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)	Öffentliches Mittelspannungsnetz mit Nennspannungen > 1 kV bis < 60 kV
VDE AR-N 4120	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)	Öffentliches Hochspannungsnetz mit Nennspannungen ≥ 60 kV bis < 150 kV
VDE AR-N 4130	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)	Öffentliches Höchstspannungsnetz mit Nennspannungen ≥ 150 kV,

Die Anwendungsregeln zählen zu den anerkannten Regeln der Technik, legen Mindestanforderungen für den Betrieb von Kundenanlagen (Bezugs-, Erzeugungs- oder Speicheranlagen) mit Anschluss an öffentlichen Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetze in Deutschland fest und sind in ihrer Anwendung bindend. Nach öffentlicher Konsultation werden die VDE-Anwendungsregeln vom Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) herausgegeben und entsprechen der nationalen Umsetzung der auf europäischer Ebene erarbeiteten Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeugungsanlagen „Requirements for Generators“ [1] und für den Lastanschluss „Demand Connection Code“ [2].

Bezüglich der Netzurückwirkungen in öffentlichen Netzen werden Verfahren zur Festlegung von Störaussendungsgrenzwerten am Netzverknüpfungspunkt einer Kundenanlage (Bezugs-, Erzeugungs- oder Speicheranlage) beschrieben, die eine über die Spannungsebenen übergreifende EMV-Koordination berücksichtigen, welches sich an den Verfahrensweisen der relevanten IEC-Dokumente orientiert (vgl. Abschnitt 5.2.2 in diesem FNN-Hinweis).

Der hinsichtlich der Netzurückwirkungen zu beurteilende Netzverknüpfungspunkt von Lichtbogenöfen großer Leistungsklassen liegt typischerweise am Höchstspannungsnetz, sodass die Inhalte der Anwendungsregel VDE AR-N 4130 von besonderer Bedeutung sind. Ergänzend ist die VDE AR-N 4120 von Bedeutung, da einige leistungsstarke Lichtbogenöfen an das Hochspannungsnetz angeschlossen sind. In den Regelwerken werden allgemein für Kundenanlagen folgende Netzurückwirkungen behandelt, welche für den Anschluss von Lichtbogenöfen relevant sein können:

- Schnelle Spannungsänderungen und Spannungseinbrüche
- Flicker
- Harmonische, Zwischenharmonische und Emission im Frequenzbereich 2-9 kHz
- Kommutierungseinbrüche
- Unsymmetrien

Aufgrund der individuellen Eigenschaften jedes Netzverknüpfungspunktes (Netzkurzschlussleistung, Resonanzen, weitere Kundenanlagen, ...) können keine pauschalen Störaussendungsgrenzwerte angegeben werden, sondern müssen individuell für die Anschlusssituation berechnet werden. Dabei beruhen die Grenzwerte einer einzelnen Kundenanlage auf anteiligen Beiträgen der jeweiligen Netzebene (vgl. *Bild 6*), die an die Aufteilung in IEC/TR 61000-3-6, IEC/TR 61000-3-7 und IEC/TR 61000-3-13 angelehnt sind. Unter der Maßgabe, dass die Systemverantwortung für Hoch- und Höchstspannungsnetz bei einem einzigen Netzbetreiber liegt, schlagen die IEC-Berichte IEC/TR 61000-3-6 und IEC/TR 61000-3-7 einen gemeinsamen Planungspegel für das Hoch- und Höchstspannungsnetz vor. In den VDE-Anwendungsregeln muss dagegen eine feste Aufteilung zwischen den Netzebenen erfolgen, um der getrennten Systemverantwortung der Hoch- und Höchstspannungsnetze in Deutschland durch verschiedene Netzbetreiber Rechnung zu tragen.

Die vereinfachten Berechnungsvorschriften in VDE AR-N 4130 gehen von der alleinigen Betrachtung der Umspannstation aus, an die eine Kundenanlage angeschlossen wird. Da andere Umspannstationen auch eine Auswirkung auf eine betrachtete Umspannstation haben können, wird der für das Höchstspannungsnetz vorgesehene anteilige Beitrag für einige Netzurückwirkungen auf einen Beitrag je Umspannstation reduziert. Dieser wird dann auf alle Kundenanlagen der Umspannstation aufgeteilt. Als Verteilungsschlüssel zwischen den Kundenanlagen, die sich einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt teilen, wird die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung verwendet.

5.2.4 Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen (D-A-CH-CZ)

Die aktuelle 3. Ausgabe der D-A-CH-CZ Technischen Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen [7] besteht aus insgesamt 5 Dokumenten entsprechend *Tabelle 3*.

Tabelle 3: Übersicht der D-A-CH-CZ Technischen Regeln (3. Ausgabe)

Bezeichnung	Titel	Anwendungsbereich
Teil A	Technische Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen; Grundlagen	Hintergrundinformationen und grundsätzliche Erläuterungen zu den betrachteten Netzurückwirkungsarten
Teil B-I	Technische Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen; Anforderungen und Beurteilung; Niederspannung	Öffentliches Niederspannungsnetz mit einer Nennspannung ≤ 1 kV
Teil B-II	Technische Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen; Anforderungen und Beurteilung; Mittelspannung	Öffentliches Mittelspannungsnetz mit Nennspannungen > 1 kV bis < 60 kV
Teil B-III	Technische Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen; Anforderungen und Beurteilung; Hochspannung	Öffentliches Hochspannungsnetz mit Nennspannungen ≥ 60 kV bis < 150 kV
Teil C	Technische Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen; Beispiele	

Die Regeln wurden für Österreich, die Tschechische Republik, die Schweiz und Deutschland erstellt. In Österreich sind sie Bestandteil der technisch organisatorischen Regeln (TOR), welche durch die Regulierungsbehörde veröffentlicht werden. In der Tschechischen Republik sind sie in eine nationale Norm überführt. In Deutschland haben die in Abschnitt 5.2.3 beschriebenen Anwendungsregeln Vorrang in der Anwendung, die jedoch in wesentlichen Teilen auf den Verfahren und Grenzwerten der 3. Ausgabe der D-A-CH-CZ Technischen Regeln basieren und mit ihnen vergleichbar sind.

Im Rahmen der Erstellung der D-A-CH-CZ Technischen Regeln wurde ein ganzheitliches Konzept der EMV-Koordination über alle vier Spannungsebenen entwickelt, was sich an den Verfahrensweisen der relevanten IEC-Dokumente orientiert und auch der Grenzwertberechnung in den deutschen Anwendungsregeln zugrunde liegt.

Die Anforderungsdokumente (Teil B) gelten gleichermaßen für Bezugs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen und behandeln folgende Netzurückwirkungen, welche für den Anschluss von Lichtbogenöfen relevant sein können:

- Schnelle Spannungsänderungen und Spannungseinbrüche
- Flicker
- Harmonische, Zwischenharmonische und Emission im Frequenzbereich 2-9 kHz
- Kommutierungseinbrüche
- Unsymmetrien

Grenzwerte für Unsymmetrie, Harmonische und Zwischenharmonische werden als Ströme angegeben, wobei 10-Minuten-Mittelwerte und 3-Sekunden-Mittelwerte Berücksichtigung finden. Da den Stromgrenzwerten immer Spannungsgrenzwerte zugrunde liegen, sind auch entsprechende Gleichungen angegeben, um den Grenzwert als Spannung zu berechnen.

In Teil A (Grundlagen) werden Hintergrundinformationen zur Ermittlung der anteiligen Beiträge und damit der Planungspegel (vgl. *Bild 6*) sowie Hinweise zur Ermittlung der frequenzabhängigen Netzimpedanz gegeben, die beispielsweise zur Ermittlung der Resonanzfaktoren erforderlich sind.

Hinsichtlich der Anforderungen an den Anschluss von Lichtbogenöfen sind zum jetzigen Zeitpunkt nur Anschlüsse an das Hochspannungsnetz abgedeckt (Teil B-III), da ein entsprechendes Anforderungsdokument für Höchstspannungsnetze bisher nicht vorliegt, jedoch in Erarbeitung ist.

Die Technischen Regeln stellen ein umfassendes Regelwerk für die Beurteilung von Netzurückwirkungen dar, basieren auf langjähriger Erfahrung in den entsprechenden Ländern und berücksichtigen die aktuelle Normungslandschaft. Daher wird in den für Deutschland verbindlichen Technischen Anschlussregeln (TAR) auf die Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen (D-A-CH-CZ) [7] verwiesen.

5.2.5 DIN EN 50160

Die DIN EN 50160 beschreibt die Qualität des Produktes Elektrizität in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen anhand wesentlicher Merkmale der Spannung. Es werden derzeit alle Spannungsebenen von NS bis HS behandelt, wobei der Umfang der Vorgaben mit höherer Spannungsebene abnimmt. Eine Ausweitung auf die HöS-Ebene ist angedacht. Sie gilt für normale Betriebsbedingungen im Netz. Ferner wird von Erwartungswerten ausgegangen, mit denen ein Anschlussnehmer an einer beliebigen Übergabestelle im Netz für ausgewählte Netzurückwirkungsphänomene rechnen muss. Die so spezifizierten Grenzwerte sind Anhaltswerte und keine Grenzwerte im Sinne der EMV.

In der EMV werden Grenzwerte für die Emission und für die Störfestigkeit (Immunität) von Geräten und Anlagen definiert. Bei der Immunität spricht man statt von Grenzwerten von Störfestigkeitspegel. Erst die koordinierte Einhaltung einer maximal zulässigen Emission und einer minimal geforderten Immunität unter Berücksichtigung eines angemessenen Abstandes zueinander gewährleistet die Einhaltung des EMV-Schutzziels. Dies ist die bestimmungsgemäße Funktion aller technischen Einrichtungen. Demzufolge ist die DIN EN 50160 keine EMV-Norm, da sie lediglich den erwartbaren Zustand des Netzes mittels verschiedener Kenngrößen der Spannungsqualität beschreibt, die jedoch gleichermaßen auch in der EMV-Normung angewendet werden.

Gemäß DIN EN 50160 wird die Versorgungsspannung charakterisiert über Frequenz, Pegelhöhe, Kurvenform und Symmetrie. Vorgenannte Charakterisierung erfolgt mittels definierter Phänomene, wie beispielsweise Oberschwingungen und Flickerstärke. Ferner wird unterschieden zwischen andauernden Phänomenen (Abweichung vom Nennwert), Spannungsereignisse (plötzliche und erhebliche Abweichungen der Spannungsamplitude) und anderen Phänomenen.

Bezüglich der Wertebereiche definiert die DIN EN 50160 einzelne Oberschwingungen nur bis zur 25. Ordnung, einen THD bis zur 40. Ordnung, die Langzeitflickerstärke und die Gegensystemunsymmetrie.

Störaussendungsgrenzwerte und Störfestigkeitspegel in der EMV-Normung sind stets feste Werte, welche nicht außer Kraft gesetzt werden können. Die Grenzwerte in DIN EN 50160 können dagegen in bilateralen Verträgen auch individuell zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer festgelegt werden.

5.2.6 Vergleich der Vorgaben verschiedener Normen und Regelwerke zur Flickerbewertung im internationalen Kontext

Die Basis der meisten internationalen Normen, Empfehlungen, Grid Codes und nationalen technischen Regelwerke ist IEC/TR 61000-3-7:2008, welcher weltweit mit Ausnahme Japans und Taiwans herangezogen wird. Im Gegensatz zu den deutschen Anwendungsregeln werden in vielen internationalen Regelwerken nur Planungspegel, jedoch keine individuellen Störaussendungswerte für Kundenanlagen definiert. In manchen Regelwerken ist die Interpretation der spezifizierten Werte unklar. Der Kunde muss dann dafür sorgen, dass an seinem Verknüpfungspunkt der Planungspegel nicht überschritten wird. Ein solcher Ansatz kann jedoch zur Ungleichbehandlung mehrerer Kunden führen („first come, first served“).

Ebenso ist in vielen Regelwerken die Grenze zwischen Hoch- und Höchstspannung nicht einheitlich. Die in Deutschland übliche Aufteilung der Hoch- und Höchstspannungsnetze auf unterschiedliche Netzbetreiber findet sich in dieser Form in vielen anderen Ländern so nicht wieder, so dass dort eine größere Flexibilität möglich ist und Planungspegel zwischen Hoch- und Höchstspannung nicht unterschieden werden müssen.

Nachfolgend werden exemplarisch die Planungspegel ausgewählter internationaler bzw. nationaler Normen und Regelwerke zusammengestellt. Für die Bewertung der Zusammenfassung muss berücksichtigt werden, dass die Herausgabe der jeweils aktuell gültigen Dokumente sich um mehrere Jahrzehnte unterscheiden kann. Außerdem kann eine Vergleichbarkeit durch den in verschiedenen Ländern teils deutlich unterschiedlichen Aufbau der Netze eingeschränkt sein. Exemplarisch wird im Folgenden ausschließlich die Kurzzeit-Flickerstärke betrachtet, da die Langzeit-Flickerstärke in direktem Verhältnis dazu steht.

IEC/TR 61000-3-7:2008 definiert für die Kurzzeit-Flickerstärke folgende Planungspegel:

- MS: 0,9
- HS-HöS: 0,8

Wie bereits in Abschnitt 5.2.2 beschrieben definiert IEC/TR 61000-3-7:2008 nur einen gemeinsamen Planungspegel für das Hoch- und Höchstspannungsnetz, der davon ausgeht, dass Hoch- und Höchstspannungsnetz durch einen Netzbetreiber gemeinsam betrieben werden.

Deutschland und D-A-CH-CZ Raum

Die Planungspegel, welche den Störaussendungsgrenzwerten in den deutschen Anwendungsregeln sowie der D-A-CH-CZ Technischen Regeln [7] zugrunde liegen sind von IEC/TR 61000-3-7:2008 abgeleitet und berücksichtigen die getrennte Betrachtung von HS- und HöS-Netz:

- MS: 0,8
- HS: 0,7
- HöS: 0,45 (bisher in D und CZ)

In den deutschen Anwendungsregeln wird für HS und HöS explizit erwähnt, detaillierteren Verfahren, wie sie bspw. in IEC/TR 61000-3-7:2008 definiert sind, den Vorzug zu geben. Als Planungspegel müssen dabei allerdings die angegebenen Werte verwendet werden. Eine möglicherweise gemeinsame Betrachtung von HS und HöS kann nur einvernehmlich zwischen dem beteiligten Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber vereinbart werden.

Europa

In Österreich gilt aktuell die TOR D2 V2.4 [3], welche auf den D-A-CH-CZ Technischen Regeln, 2. Ausgabe basiert. Aktuell ist jedoch eine Überarbeitung und Anpassung an die aktuelle Ausgabe 3 der D-A-CH-CZ Technischen Regeln geplant. Die Werte in der TOR D2 gelten ausschließlich für NS- und MS-Netze und sind somit nicht als Referenz für HS- oder HöS-Netze geeignet. Es wird ein allgemeiner Planungspegel von 0,8 für die Kurzzeit-Flickerstärke angegeben.

In Großbritannien gelten die Engineering Recommendations ER P28 (2019) [4] sowie [15]. Hier wird für Spannungsebenen größer 66 kV ein Planungspegel von 0,8 angegeben.

In den Niederlanden wird im Netcode elektriciteit [19] auf die IEC/TR 61000-3-7:2008 verwiesen.

In der Tschechischen Republik werden in PNE 333430-0-ed.6 (333430) [20] die Planungspegel übernommen, welche auch den deutschen Anwendungsregeln zugrunde liegen. Aufgrund der verschiedenen Eigentümer von HöS- und HS-Netzen erfolgt hier die gleiche Aufteilung.

Weltweit

In den USA werden in IEEE 1453-2022 [18] die Planungspegel aus IEC übernommen. Für die Bestimmung des Störaussendungsgrenzwertes einer Kundenanlage wird ebenfalls die Anwendung von IEC/TR 61000-3-7:2008 empfohlen.

In Südafrika wird der gemeinsame Planungspegel für HS und HöS aus IEC/TR 61000-3-7:2008 übernommen. Dieser wird durch Multiplikation mit dem Faktor 0,9 in einen auf die Umspannstation bezogenen Planungspegel von 0,72 für die Kurzzeit-Flickerstärke umgerechnet, welcher dann leistungsproportional zwischen den Kundenanlagen aufgeteilt wird.

In Australien werden die Planungspegel aus IEC/TR 61000-3-7:2008 übernommen.

In Bangladesh gibt der Grid Code von 2019 [16], welcher durch die Bangladesh Energy Regulatory Commission herausgegeben wird, für Spannungsebenen mit Nennspannungen über 132 kV einen Wert von 0,8 für die Kurzzeit-Flickerstärke an.

In Abu-Dhabi definiert der Electricity Transmission Code v2r2 aus 06/2020 [17] für Hochspannungsnetze, dass der Planungspegel aus IEC/TR 61000-3-7:2008 mit 0,8 für HS-Netze übernommen wird. Es werden nur NS- und HS-Netze betrachtet, wobei die Grenze der Unterscheidung unklar ist.

In China gilt der nationale Standard GB/T 12326 (2008) [21]. Hier wird für Spannungsebenen kleiner 110 kV ein Planungspegel von 0,8 angegeben und für Spannungsebenen größer 110 kV ein Planungspegel von 1 angegeben. Für HS und HöS werden die Planungspegel aus IEC/TR 61000-3-7:2008 übernommen. Die Berechnung von Störaussendungsgrenzwerten folgt ebenfalls IEC/TR 61000-3-7:2008, jedoch wird ein zusätzlicher Gleichzeitigkeitskoeffizient eingeführt.

6 Ausblick auf absehbare zukünftige technische/betriebliche Entwicklung

6.1 Anlagen-Seite

6.1.1 Stahlindustrie

Die deutsche Stahlindustrie befindet sich in der Transformation hin zu einer CO₂-neutralen Produktion. Diese Transformation ist nur mit einem Technologiewechsel insbesondere bei der Primärstahlerzeugung möglich. Der Technologiewechsel beruht auf der Ablösung der Erzeugung von Roheisen über die kohlebasierte Hochofenroute hin zur Direktreduktion mit Wasserstoff und der Weiterverarbeitung im Elektrolichtbogenofen (*Bild 8*).

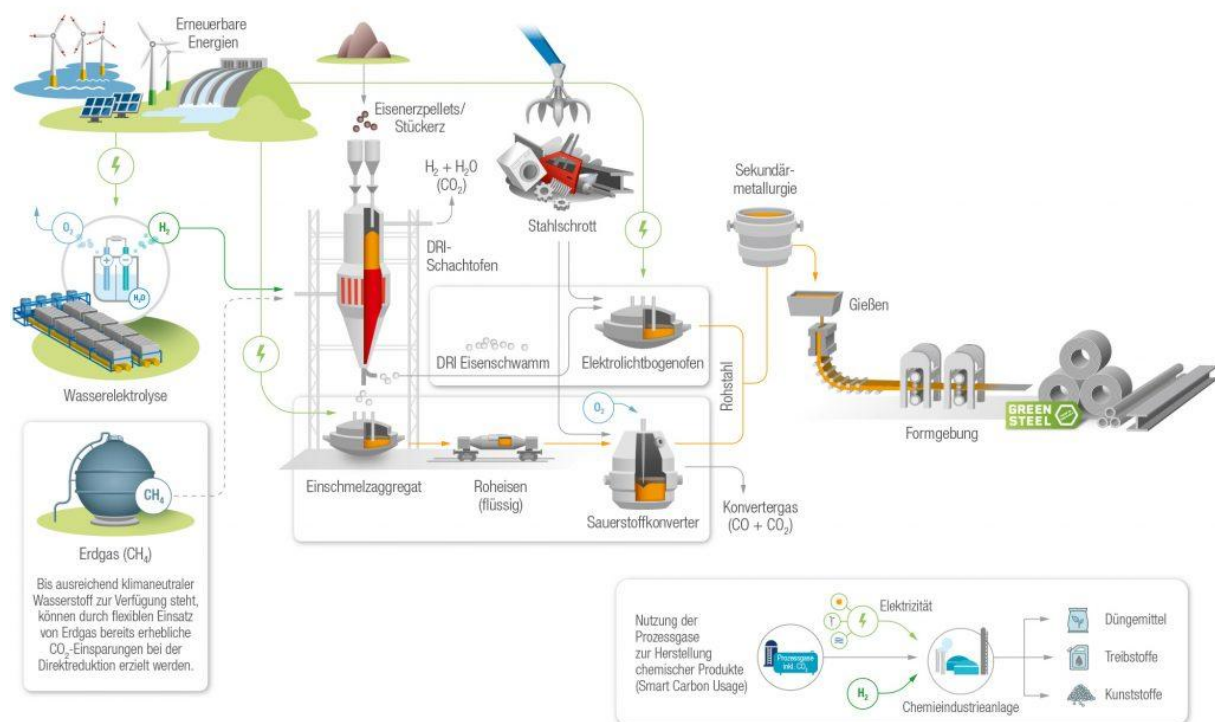


Bild 8: Infografik "Wege zum grünen Stahl" [Quelle: <https://www.stahl-online.de/dossiers/perspektive-klimaneutrale-stahlindustrie/>]

Bei der wasserstoffbasierten Direktreduktion werden Eisenerzpellets in einem Schachtofen von heißem Wasserstoffgas umströmt und in festem Zustand reduziert. Dieser Prozess findet bei Temperaturen unterhalb von 900°C statt. Dabei wird kein flüssiges Roheisen erzeugt, sondern so genannter Eisenschwamm (kurz DRI: Direct Reduced Iron). Das DRI wird anschließend gemeinsam mit einem variablen Anteil Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen (kurz EAF: Electric Arc Furnace) aufgeschmolzen und zu Rohstahl verarbeitet.

Die Ofenanschlussleistung hängt von verschiedenen Auslegungsfaktoren wie der Beschaffenheit und Menge des Einsatzgutes sowie der angestrebten Einschmelzdauer ab (*Bild 9*). Die Einsatzmenge und das damit resultierende Abstichgewicht werden durch die nachgelagerte Sekundärmetallurgie und die Gießanlagen vorgegeben, die in aller Regel bereits vorhanden sind. Bei den zu betrachtenden integrierten Hüttenwerken sind die Abstichgewichte im Bereich von 150 bis 400 t angesiedelt. Die korrespondierenden Anschlussleistungen bewegen sich zwischen 150 und 350 MVA (*Bild 10*). Zum Vergleich, die Anschlussleistungen der existierenden deutschen Elektrostahlwerke betragen 90 bis 205 MVA.

Zur Reduzierung ihrer Netzzrückwirkungen verfügen die heute in Betrieb befindlichen Lichtbogenöfen typischerweise über Filterkreise und klassische, TCR-basierte Kompensationsanlagen. Bei den großen Neubauten sind generell leistungsfähige Multilevel-STATCOM-Anlagen vorgesehen. Ergänzend kommt

zukünftig neben der etablierten Kompensationstechnologie ggf. eine neue Einspeise-Technologie zum Einsatz. Dafür werden mit Hilfe von seriell vorgelagerten Zwischenkreis-Umrichteranlagen die Ofenströme und die Ofenspannungen über Halbleiter geregelt.

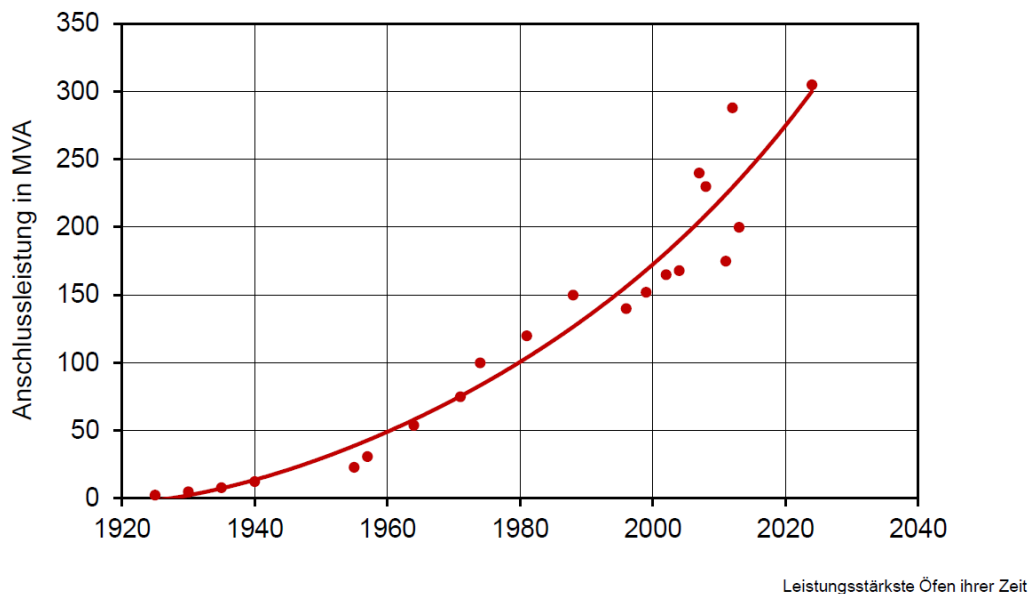


Bild 9: Entwicklung der Ofenanschlussleistung (weltweit)

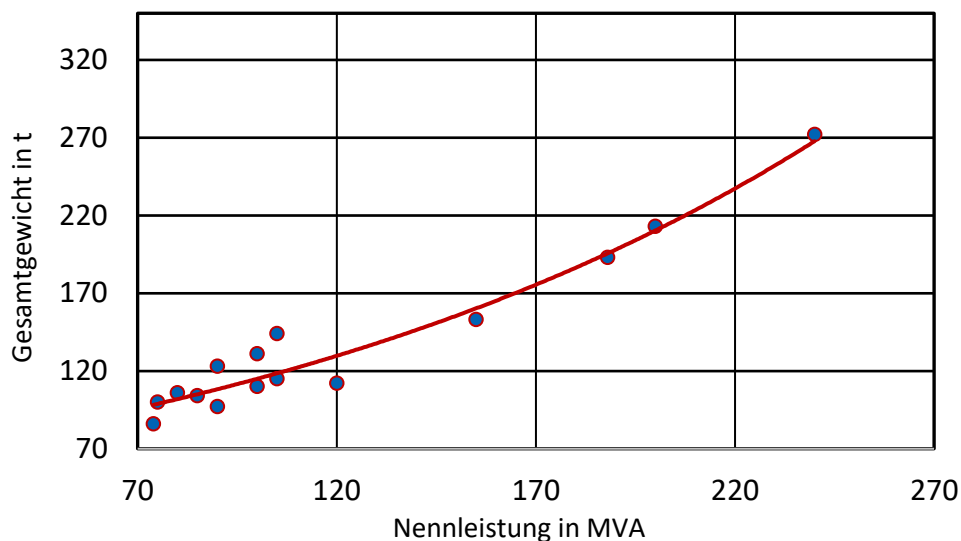


Bild 10: Ofenanschlussleistung im Verhältnis zum Abstichgewicht

Beim Einschmelzen im Lichtbogenofen handelt es sich um einen Batchprozess. Zu Chargenbeginn wird Schrott über einen Korb zugegeben und eingeschmolzen. Nach dessen Einschmelzen wird ggf. ein zweiter Korb Schrott zugegeben. Anschließend folgt die Flachbadphase, während derer im Stahlbad befindlicher Schwerschrott vollständig aufgeschmolzen und die metallurgische Arbeit betrieben wird. DRI kann während der Flachbadphase kontinuierlich in den Ofen gefördert werden. Dabei erfolgt der Eintrag modellbasiert, damit es nicht zu einer Bildung von unaufgelösten Haufwerken, sog. Eisbergen kommt. Das Abschlacken erfolgt während des abschließenden Überhitzens auf die Abstichtemperatur. Nach Eingang der Fertigprobe und Erreichen der Abstichtemperatur erfolgt der Abstich in die bereitgestellte Pfanne. Diese wird anschließend der Sekundärmetallurgie zugeführt. Die zugehörige Chargendauer beträgt typischerweise 40 bis 60 min. Gut 80 % dieser Zeit fließt Strom, zum Chargieren und Abstechen wird der Ofen abgeschaltet, ebenso ggf. zur Probennahme.

6.1.2 Netzurückwirkungen von Lichtbogenöfen und zugehörige Gegenmaßnahmen

Der Lichtbogenofen ist seit jeher als einer der größten Einzelverursacher von Netzurückwirkungen bekannt. Diese resultieren insbesondere aus den prozessimmanenten Leistungsschwankungen sowie aus der nichtlinearen Charakteristik des Lichtbogens. Hinzu kommt die typischerweise hohe Anschlussleistung von Lichtbogenöfen.

Klassische Drehstrom-Lichtbogenöfen verursachen im Wesentlichen Flicker und niederfrequente Harmonische mit entsprechenden, durch die Leistungsschwankungen hervorgerufenen Zwischenharmonischen.

Bei Gleichstromöfen und umrichter gespeisten Drehstromöfen kommen für die Leistungselektronik typische, höherfrequente Harmonische mit hinzu.

Um eine Beeinträchtigung anderer Kundenanlagen zu vermeiden, werden Lichtbogenöfen grundsätzlich singulär an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen. Bei scharfen Anforderungen und/oder leistungsstarken Öfen reicht dies allein jedoch bei weitem nicht aus. Folgende Kompensationsmaßnahmen sind möglich beziehungsweise üblich:

a) Reihendrossel

Bei Öfen kleiner und mittlerer Leistung kann die Zuleitungsreaktanz mittels einer Reihendrossel erhöht werden. Dies hat geringere Kurzschlussströme und damit einen etwas geringeren Flicker zur Folge. Der Verbesserungsfaktor beträgt maximal 1,2. Bei Öfen hoher Leistung ist diese Lösung aufgrund des einhergehenden Spannungsabfalls nicht praktikabel.

b) Klassische Blindleistungskompensationsanlage (SVC, Static VAR Compensator)

Klassische Kompensationsanlagen, bestehend aus Filterkreisen und thyristorgespeisten Sättigungsdrosseln (TCR, Thyristor Controlled Reactor) werden bei Lichtbogenöfen seit mehr als 50 Jahren genutzt. Der zugehörige Verbesserungsfaktor beträgt typischerweise 1,8 bis 2,0. Ergänzend zur Flickerreduzierung dämpfen die Filterkreise die Harmonischen.

Der Großteil der leistungsstarken deutschen Lichtbogenöfen ist heute mit einer klassischen Kompensationsanlage ausgestattet.

c) Gleichstrom-Lichtbogenofen

Die Verfügbarkeit leistungsstarker Halbleiter machte ab den 1980er Jahren die Realisierung von Gleichstrom-Lichtbogenöfen möglich. Aufgrund der zugehörigen schnellen Stromregelung wurde für den Gleichstromofen zunächst eine deutliche Reduzierung des Flickers propagiert. Dies hat sich nur sehr bedingt bewahrheitet. Der zugehörige Verbesserungsfaktor liegt bei 1,2 bis 1,4. Moderne Gleichstromöfen verfügen deshalb heute auch über Blindleistungskompensationsanlagen.

d) Schnelle Blindleistungskompensationsanlagen

Die als VSC (Voltage Source Converter) oder STATCOM (Static Synchronous Compensator) bezeichneten Kompensationsanlagen basieren auf IGBTs oder IEGTs, sie ermöglichen damit deutlich schnellere Reaktionszeiten. Auch können diese Anlagen sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung bereitstellen. Entsprechend ist die Einbindung von Filterkreisen hier optional. Mit diesen schnellen Kompensationsanlagen ist ein nachweisbarer Verbesserungsfaktor von 3,5 bis 4,5 erreichbar. Ebenso ist eine nochmals verbesserte Dämpfung der Harmonischen möglich.

Alle neuen, sehr leistungsstarken Lichtbogenöfen, die im Rahmen der Transformation der Stahlindustrie in den nächsten Jahren in Deutschland ans Netz gehen, werden mit einer schnellen Blindleistungskompensationsanlage ausgestattet sein.

Auch für die schnellen Blindleistungskompensationsanlagen wird häufig der Begriff SVC als Überbegriff verwendet.

e) Speisung über Umrichter

Im Jahr 2019 ging der erste Umrichter gespeiste Drehstrom-Lichtbogen-Schmelzofen in Betrieb. Seitdem wird die Technologie kontinuierlich weiterentwickelt.

Der mittels des Umrichter Betriebes erzielte Verbesserungsfaktor wird erheblich von der angewandten Technologie bestimmt, insbesondere der Verwendung eines aktiven oder passiven Front-Ends. Für die leistungsfähigsten Anlagen erscheint ein Verbesserungsfaktor von 6 bis 10 möglich. Eine neue Herausforderung ist bei diesen Anlagen durch die resultierenden höherfrequenten Harmonischen gegeben.

Die angegebenen Verbesserungsfaktoren aller beschriebenen Maßnahmen hängen erheblich von den spezifischen Randbedingungen vor Ort ab. Zu nennen sind diesbezüglich insbesondere das Ofenregime und die Parameter der gesamten elektrischen Energiezuführung. Die oben genannten Werte beschreiben den jeweils typischen Bereich unter Standardbedingungen.

6.2 Netz-Seite

Auf der Netz-Seite muss unterschieden werden zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetz.

6.2.1 Herausforderungen für das Übertragungsnetz

Die Anforderungen an das Übertragungsnetz im Zuge der Energiewende und durch den zunehmenden internationalen Stromhandel werden immer anspruchsvoller. Dies hat insbesondere die folgenden Ursachen:

- Die Anzahl an angebotenen Erzeugungsanlagen mit wetterabhängig schwankender Erzeugungsleistung (Windkraft- und Solar-Anlagen) steigt fortwährend. Im Szenariorahmenentwurf des „Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045, Version 2025 – Entwurf“ [12] wird ein Endausbauziel in den Szenarien A 2045 und C 2045 von 125-180 GW Onshore-Windenergie, 65,2-81,5 GW Offshore-Windenergie und 330-500 GW Photovoltaik skizziert. In der Folge ist der Ausgleich zwischen Last (Verbrauch) und Erzeugung komplexer und erfordert hochgenaue Prognosen sowie ein schnelles Eingreifen der Systemführung.
- Daraus folgend wird der Transport der elektrischen Energie über weite Strecken immer notwendiger. Dies trifft besonders im Fall der Windenergie zu, die häufig über weite Distanzen von Norden nach Süden transportiert werden muss.
- Zudem weitet sich der europäische Stromhandel immer weiter aus. Dies führt zu höheren grenzüberschreitenden Stromflüssen, die überwacht und koordiniert werden müssen. Gleichzeitige Im- und Exporte der einzelnen Regelzonen (sogenannte Transite) führen zu zusätzlichen Stromtransporten durch das Netz.

Diese Zusammenhänge haben direkten Einfluss auf die für die Netzzrückwirkung relevanten Größen, wie z.B. das Kurzschlussleistungsniveau oder die Netzspannung. Damit sind stärkere Fluktuationen dieser Größen verbunden. Hintergrund sind beispielsweise Anpassungen der Netztopologie. Diese ergeben sich zum einen durch Unsicherheiten der Fertigstellung von Netzausbaumaßnahmen, welche die zuverlässige Ermittlung der Netzgrößen für ein bestimmtes Inbetriebnahmedatum eines Kundenanschlusses erschweren. Zum anderen ergeben sich im Tagesverlauf zunehmende Schwankungen von Netzgrößen aufgrund der zunehmenden Marktliberalisierung und dem zunehmenden volatilen Erzeugungsanteil. Zum Engpassmanagement werden regelmäßig topologische Schalthandlungen vorgenommen, die zu einem signifikanten Anstieg oder Absinken des Kurzschlussniveaus führen können. Dies kann zur Folge haben, dass für den Anschluss und den Betrieb von Kundenanlagen ein breiteres Band der verschiedenen Netzgrößen berücksichtigt werden muss.

Eine weitere Folge des beschriebenen Netzausbaus ist die zunehmende Durchdringung der Netze mit leistungselektronischen Anlagen und der damit verbundenen zunehmenden Anzahl der möglichen Interaktionen zwischen diesen Anlagen. Diese Interaktionen, welche auch durch die Netzzrückwirkungen nicht leistungselektronischer Anlagen angeregt werden können, führen zu einer zunehmenden Komplexität im Betrieb der Netze. Da deren Auftreten auch abhängig vom dem zunehmend fluktuierendem Kurzschlussniveau ist, steigt der planerische Aufwand, um unerwünschte Interaktionen zu vermeiden. Da diese Interaktionen unter anderem die Systemstabilität betreffen, sind die Aspekte der „Stromrichter getriebenen Stabilität“, wie auch die „Resonanzstabilität“ Teil des von der Bundesnetzagentur eingeforderten Systemstabilitätsberichtes [5].

6.2.2 Herausforderungen für das Verteilnetz

Im Rahmen der Energiewende müssen zukünftig neuartige Szenarien vom Mittel- und Niederspannungsnetz bis hin zur Bereitstellung einer Momentanreserve beherrscht werden. Hierbei haben die Mobilitätswende, die Wärmewende und auch die ansteigende Installation von PV-Anlagen (siehe Netzentwicklungsplan) einen erheblichen Einfluss auf die dem Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz nachgelagerten Verteilnetze. Die neuartigen Geräte besitzen zum großen Anteil Umrichter und können daher in ihrer Summation mit benachbarten bzw. mit über- oder unterlagerten Störeinflüssen erhebliche Netzurückwirkungen im Verteilnetz verursachen.

Zu beachten ist zudem, dass derzeit schon eine Anzahl von Störeinflüssen in den Verteilnetzen ausgehend von Anfahrströmen von U-, S-, und Straßenbahnen oder auch Kränen, Prüf- und Industrieanlagen vorhanden sind.

6.2.2.1 Neue zukünftige Geräte in den Verteilnetzen

Wärmepumpen

Verstärkt werden derzeit aus wirtschaftlichen Gründen Wärmepumpen mit Umrichtern eingesetzt. Bei diesen Wärmepumpen wird die Drehzahl des Verdichters stufenlos mittels Frequenzumrichter geregelt. Ein zusätzlicher Nebeneffekt der Umrichter ist, dass bei diesen Wärmepumpen auf einen Pufferspeicher verzichtet werden darf. Mit dem verstärkten Einsatz von Frequenzumrichtern innerhalb von Wärmepumpen erhöht sich auch die Einprägung von Oberschwingungen, Zwischenharmonischen und Supraharmonischen in das Verteilnetz. Bestimmte Arten von Wärmepumpen können hohe Anlaufströme verursachen. Dies kann bei Häufung im Netz auch zu Flicker führen.

DC-Ladetechnik

Derzeit wird an Tankstellen und Parkplätzen von Verkaufseinrichtungen zunehmend DC-Ladetechnik verbaut, um Batterien mit einer Ladekapazität von ≥ 30 kWh zu bedienen. Auch in Privathäusern kommen vermehrt DC-Wallboxen, (mit SiC-Halbleitern) zum Einsatz. Zudem kann man den Akku des Elektroautos in einen Puffer für Privathäuser und das Stromnetz umfunktionieren. Möglich macht dies ein Umrichter, der das bidirektionale Laden unterstützt. Die in den DC-Ladesäulen bzw. DC-Wallboxen verbauten Umrichter erzeugen wiederum Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische im Verteilnetz.

PV - Anlagen

In den Sommermonaten ist der verstärkte Eintrag von nicht sinusförmigen Strömen und Spannungen durch die PV-Anlagen in den Niederspannungsnetzen zu beachten. Somit ist für die Sommerzeit mit keiner Entlastung bei den entstehenden Netzurückwirkungen zu rechnen.

LED-Lampen

Ausgewählte LED-Schaltungstopologien reagieren auf bestimmte Zwischenharmonische empfindlich.

6.2.2.2 Weitere Entwicklungen im öffentlichen Verteilnetz

Aus den oben dargestellten Gründen folgt, dass die Energiewende mit moderner umrichterbasierter Technik aus wirtschaftlicher, technologischer und aus Sicht der notwendigen Anforderungen vollzogen wird. Eine Entlastung der Verteilnetze aus Sicht der Netzurückwirkungen ist daher perspektivisch nicht zu erwarten.

Zudem wird nicht nur das Niederspannungsnetz zukünftig verstärkt beansprucht. Auch das Mittel- und Hochspannungsnetz erfährt veränderte Belastungen. So ist für die Verkehrswende, mit dem Umstieg vom privaten zu den öffentlichen Verkehrsmitteln, eine erhöhte Taktfrequenz der öffentlichen Nahverkehrsmittel wie U-Bahn, S-Bahn oder Straßenbahn einzuplanen.

Derzeit werden an das Hochspannungsnetz in den urbanen Ballungsgebieten Rechenzentren mit elektrischen Anschlussleistungen bis zu mehreren hundert MVA angeschaltet.

6.3 Fazit

Die Auswirkungen der Realisierung der Energiewende in Deutschland betreffen gleichermaßen die Stahlindustrie, wie auch die Übertragungs- und Verteilnetze. Zum einen werden die Anforderungen an den Anschlusspunkt von Lichtbogenöfen durch höhere angefragte Leistungen und der damit verbundenen notwendigen hohen Kurzschlussleistung anspruchsvoller, zum anderen wird durch den Wandel der

Erzeugungsstrukturen elektrischer Energie, dessen Transport über große Längen und dem stärkeren europäischen Stromhandel die Sicherstellung der Systemsicherheit bzw. der -stabilität komplexer. Zudem sind höhere Schwankungen in der Kurzschlussleistung an einzelnen Anschlusspunkten möglich. Durch die zunehmende Anzahl an Wechselrichtertechnik in den unterlagerten Verteilnetzen werden die Mittel- und Niederspannungsnetze zukünftig stärker mit Netzurückwirkungen belastet als bisher.

Unter diesen Gesichtspunkten ist die Einhaltung der in der VDE AR-N 4130 und VDE AR-N 4120 geforderten Grenzwerte für den Anschluss einer Kundenanlage bzw. großer Lichtbogenöfen am öffentlichen Netz oft herausfordernd. Selbst unter der Einbeziehung neuester Technologien, wie z.B. von leistungselektronischen Kompensationsanlagen zur Reduzierung der Flickerwerte, können Grenzwertverletzungen nicht ausgeschlossen werden.

Da auch das Verteilnetz zunehmend die ihm zugeteilten Beiträge benötigt (vgl. *Bild 6*), ist die Einhaltung der im Rahmen der Koordination vorgesehenen Beiträge bzw. Planungspegel besonders wichtig, damit der Verträglichkeitspegel im NS-Netz eingehalten wird. Deshalb muss die Anschaltung von weiteren netzurückwirkungsverursachenden Lasten an das Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz sehr sorgfältig geplant und dimensioniert werden.

Eine enge Abstimmung zwischen dem Anschlussnehmer und Netzbetreiber kann aus diesen Gründen notwendig sein und z. B. eine individualisierte Betrachtung der Kundenanlage mit Lichtbogenöfen erfordern.

7 Ermittlung der zulässigen Netzurückwirkungen zur Aufrechterhaltung eines sicheren und zuverlässigen Systembetriebs

Da der Großteil der zukünftigen Kundenanlagen mit Lichtbogenöfen am HöS-Netz angeschlossen wird, beziehen sich die nachfolgenden Aussagen vornehmlich auf die HöS-Ebene und die Anwendung der VDE-AR-N 4130. Darüber hinaus ist die beschriebene Vorgehensweise prinzipiell auch auf Kundenanlagen zum Anschluss an das HS-Netz anwendbar.

7.1 Überblick über den Netzanschlussprozess

In der VDE-AR-N 4130 ist der Prozess zum Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz der allgemeinen Versorgung beschrieben (*Bild 11*).

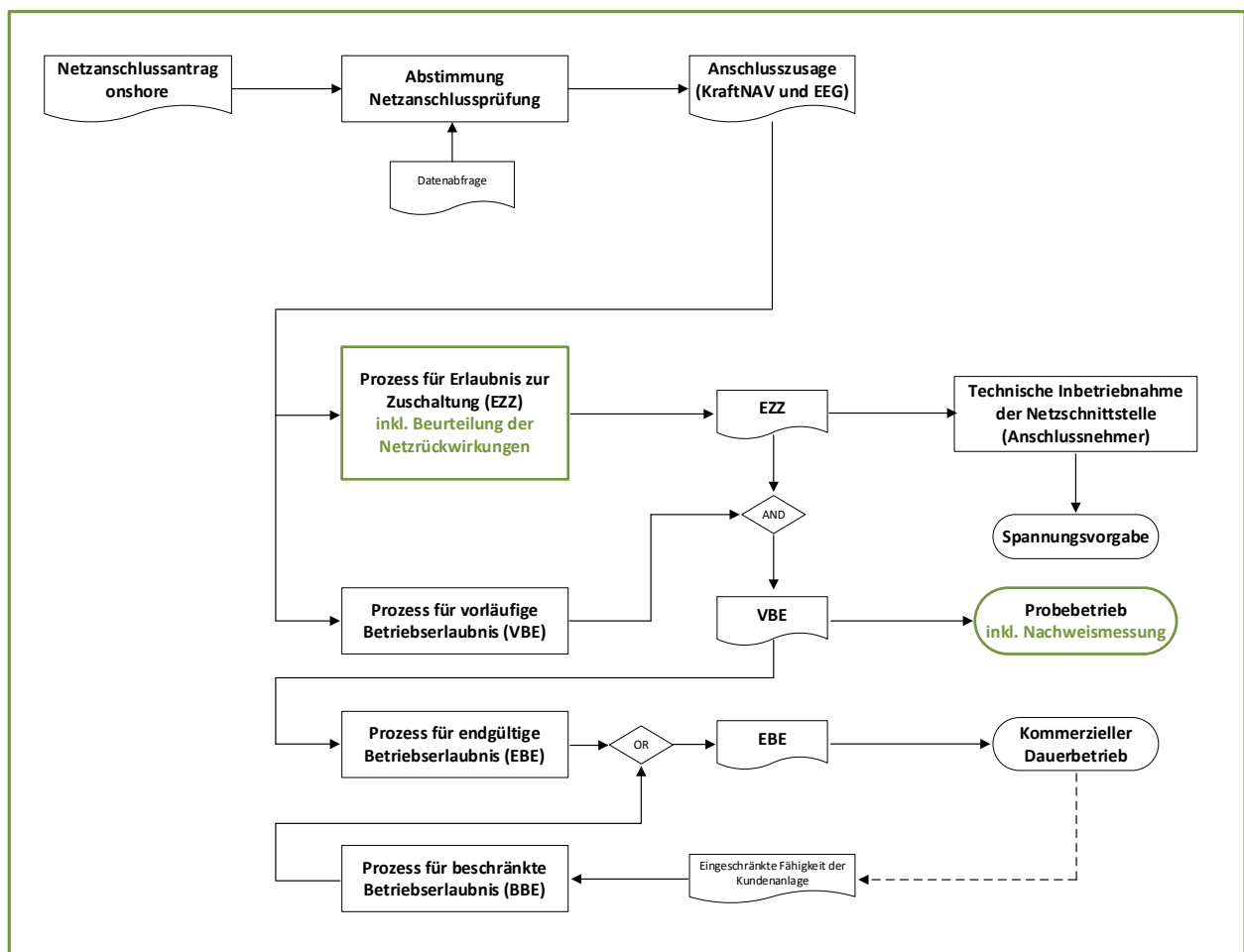


Bild 11: Netzanschlussprozess nach VDE AR-N 4130 mit grünen Detaillierungen

Im Rahmen der Planung für den Netzanschluss müssen die zu erwartenden Netzurückwirkungen am Netzanschlusspunkt mittels einer Studie durch den Anschlussnehmer rechnerisch bestimmt werden. Es wird empfohlen, diese rechnerische Bestimmung im Prozess für die Erlaubnis zur Zuschaltung (EZZ) durchzuführen, um notwendige Vereinbarungen im Netzanschlussvertrag zu berücksichtigen. Im Rahmen des Probetriebs der Kundenanlage muss zusätzlich eine Nachweismessung eingeplant werden, um die Einhaltung der im Rahmen der Planung rechnerisch ermittelten Netzurückwirkungen zu überprüfen. (siehe *Bild 13*). Die Verantwortlichkeiten im Bewertungsprozess und bei der anschließenden Nachweismessung müssen zwischen dem Anschlussnehmer und Netzbetreiber abgestimmt und dokumentiert werden.

7.1.1 Rechnerische Bewertung im Rahmen der Planung

Die Beurteilung der rechnerisch bestimmten Netzurückwirkungen im Rahmen der Planung erfolgt nach einem zweistufigen Verfahren (*Bild 12*).

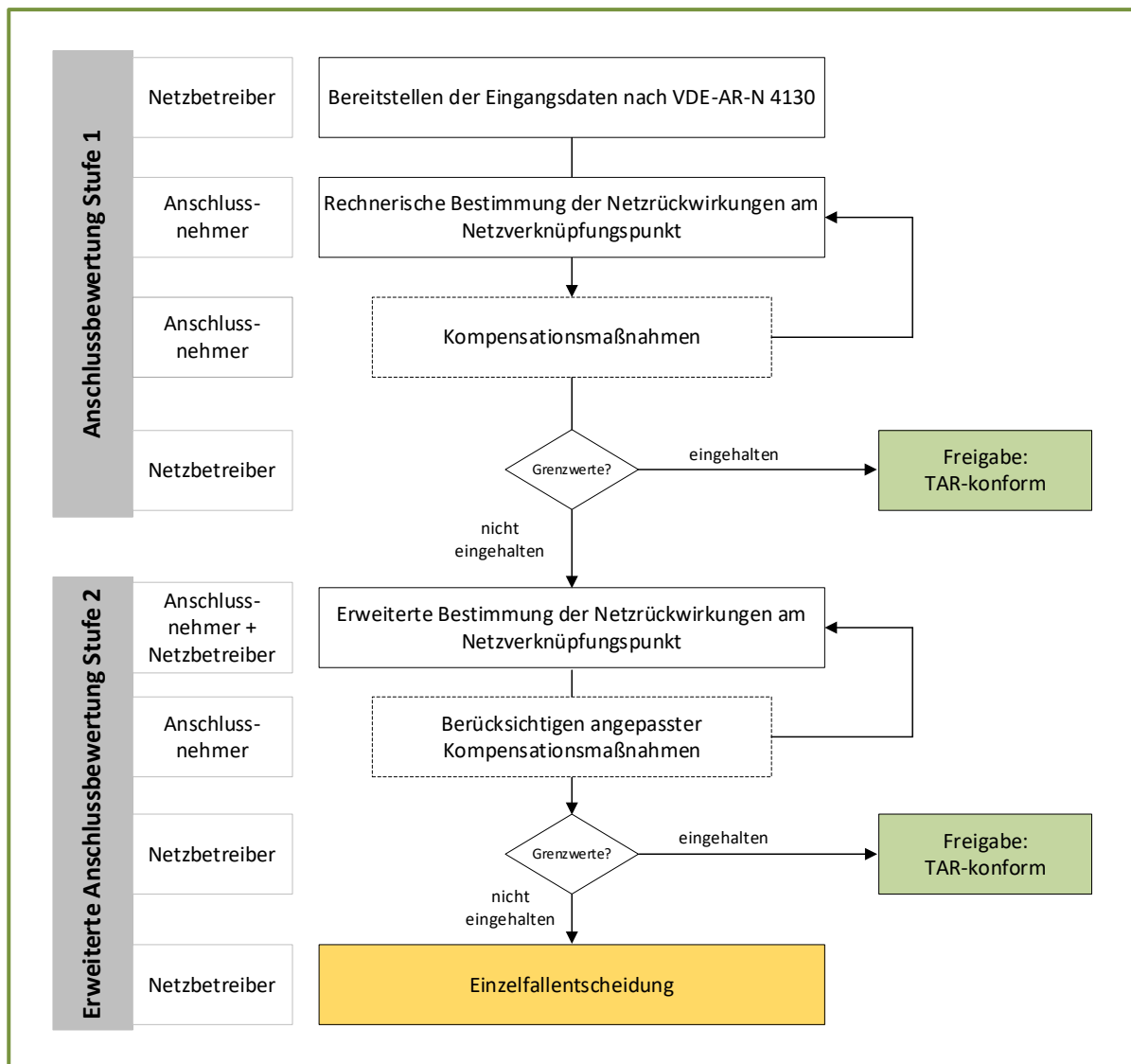


Bild 12: Prozess zur Beurteilung der Netzzrückwirkungen während der Planungen

a) Anschlussbewertung nach Stufe 1

Bei der Anschlussbewertung in Stufe 1 werden die erforderlichen Eingangsdaten durch den Netzbetreiber, basierend auf dem standardisierten Vorgehen gemäß der Technischen Anschlussregeln, bereitgestellt. Der Anschlussnehmer berechnet daraus die zu erwartenden Netzzrückwirkungen. Bei rechnerischer Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte am Netzanschlusspunkt wird vermutet, dass die Vorgaben an die Kundenanlage auch im Betrieb eingehalten werden und im Hinblick auf die Netzzrückwirkungen eine Konformität der Kundenanlage gegeben ist. Im Falle einer Grenzwertüberschreitung müssen zunächst alle technisch verfügbaren Abhilfemaßnahmen geprüft und im wirtschaftlich vertretbaren Umfang durch den Anschlussnehmer bei der rechnerischen Bestimmung der Netzzrückwirkungen eingeplant und nachfolgend umgesetzt werden.

b) Erweiterte Anschlussbewertung nach Stufe 2

Kann mit der Anschlussbewertung in Stufe 1 trotz der Kompensationsmaßnahmen keine Einhaltung der Grenzwerte nachgewiesen werden, ist eine erweiterte Anschlussbewertung (Stufe 2) vorzunehmen. Der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer stimmen hierbei die Eingangsdaten und Randbedingungen für die Beurteilung der Netzzrückwirkungen unter Berücksichtigung der spezifischen Anschlusssituation ab. Die rechnerische Bestimmung der zu erwartenden Netzzrückwirkungen wird danach durch den

Anschlussnehmer wiederholt und die Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte durch den Netzbetreiber geprüft. Eine beispielhafte Ausgestaltung ist in [14] zu finden.

c) Einzelfallentscheidung

Kann auch mit der erweiterten Anschlussbewertung (Stufe 2) keine Einhaltung der Grenzwerte rechnerisch nachgewiesen werden, erfolgt eine Einzelfallentscheidung durch den Netzbetreiber. Gegebenenfalls notwendige Vereinbarungen oder Einschränkungen müssen im Netzanschlussvertrag dokumentiert werden.

7.1.2 Messtechnische Bewertung im Betrieb

Bei der rechnerischen Bestimmung der zu erwartenden Netzzrückwirkungen werden verschiedene Annahmen getroffen. Im Rahmen des Probetriebs muss deshalb eine Nachweismessung vorgesehen werden, um die Einhaltung der Grenzwerte unter Betriebsbedingungen zu überprüfen. Werden bei der Nachweismessung Grenzwertüberschreitungen festgestellt, die auf die Kundenanlage zurückzuführen sind, muss der Anschlussnehmer Maßnahmen zur Einhaltung der Grenzwerte treffen. Die Maßnahmen müssen mit dem Netzbetreiber abgestimmt werden.

Neben der messtechnischen Bestimmung der Netzzrückwirkungen im Rahmen des Probetriebs sollte auch eine regelmäßige messtechnische Überprüfung während des Betriebs der Kundenanlage vorgesehen werden. Die Messung kann durch den Netzbetreiber oder den Anschlussnehmer erfolgen. An die Ausführung der Betriebsmessung sollten die gleichen Anforderungen gestellt werden wie an die Nachweismessung während des Probetriebs. Die Verantwortlichkeiten für diese Messungen müssen ebenfalls im Vorfeld abgestimmt und im Netzanschlussvertrag festgelegt werden.

Nimmt der Anlagenbetreiber über die Lebensdauer der Kundenanlage wesentliche Änderungen vor, sind diese vor Durchführung der Maßnahme dem zuständigen Netzbetreiber vorzulegen. Ergibt sich dadurch eine wesentliche Änderung der elektrischen Eigenschaften der Anlage in Bezug auf die Netzzrückwirkungen, die durch die Anlage verursacht werden, kann dies eine wiederholte Prüfung zur Einhaltung der Technischen Anschlussregeln erforderlich machen.

7.2 Methodik der Grenzwertbildung nach VDE-AR-N 4130

VDE-AR-N 4130 betrachtet vereinfachend nur die Schaltanlage, an welche die Kundenanlage mit dem Lichtbogenofen angeschlossen werden soll. Beeinflussungen zwischen verschiedenen Schaltanlagen werden entweder durch einen allgemeinen Reduktionsfaktor berücksichtigt oder ganz vernachlässigt. Für detailliertere Betrachtungen, welche auch die tatsächliche Beeinflussung zwischen den Schaltanlagen berücksichtigen können, wird auf die entsprechenden Methoden in den IEC Berichten IEC/TR 61000-3-6, IEC/TR 61000-3-7:2008 bzw. IEC/TR 61000-3-13 verwiesen.

Die Berechnung der Grenzwerte beruht für die meisten in der VDE AR-N 4130 behandelten Kenngrößen auf dem Verhältnis aus vertraglich vereinbarter Anschlussscheinleistung der Kundenanlage zur maximal anschließbaren Scheinleistung der Schaltanlage $S_{t\text{HöS}}$. Dadurch wird sichergestellt, dass im Vollausbau der Schaltanlage der entsprechende Planungswert der Schaltanlage nicht überschritten wird. Der Planungswert (anteiliger Beitrag) der Schaltanlage entspricht dabei phänomenspezifisch entweder dem Planungspegel für das Netz oder nur einem Anteil davon.

Die Berechnung des Grenzwertes für die Kurzzeit-Flickerstärke geht davon aus, dass der Planungspegel für das Höchstspannungsnetz leistungsproportional und unter Berücksichtigung einer quadratischen Summation zwischen den angeschlossenen Kundenanlagen und Anlagen des Netzbetreibers aufgeteilt wird:

$$P_{st\text{A HöS}} = L_{Pst\text{HöS}} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{t\text{HöS}}}}$$

Neben der Kurzzeit-Flickerstärke ist auch der Grenzwert einer Kundenanlage für die Langzeit-Flickerstärke zu bewerten, welcher sich aus dem Grenzwert der Kurzzeit-Flickerstärke berechnet.

Die Berechnung der Grenzwerte für Harmonische weist jeder Schaltanlage einen Planungswert zu, der dem um einen Faktor reduzierten Planungspegel des Höchstspannungsnetzes entspricht. Der Reduktionsfaktor ist dabei abhängig von der Oberschwingungsordnung. Der Planungswert wird leistungsproportional und unter Berücksichtigung einer quadratischen Summation zwischen den angeschlossenen Kundenanlagen und Anlagen des Netzbetreibers in der Schaltanlage aufgeteilt. Dadurch ergibt sich ein Spannungsgrenzwert, welcher dann in einen Stromgrenzwert umgerechnet wird. Für die Umrechnung sind Annahmen zur frequenzabhängigen Netzimpedanz am Anschlusspunkt erforderlich, welche die zusätzliche Abhängigkeit der Grenzwerte von einem Resonanzfaktor und der Kurzschlussleistung bedingen. Der Proportionalitätsfaktor q_v enthält u.a. den Planungswert für die betrachtete Schaltanlage.

$$I_{v\text{ zul}} = \frac{q_v}{10000} \cdot \frac{1}{k_v} \cdot \sqrt{\frac{S_{kv}}{S_A}} \cdot \sqrt{\frac{S_{kv}}{S_{t\text{ H\ddot{o}S}}}} \cdot I_A$$

Im Gegensatz zu den Grenzwerten für Harmonische ist für zwischenharmonische Grenzwerte keine weitere Aufteilung des Planungswertes vorgesehen, so dass die maximal anschließbare Scheinleistung $S_{t\text{ H\ddot{o}S}}$ hier keine Rolle spielt. Unter der Annahme einer frequenzabhängigen Netzimpedanz wird der entsprechende Stromgrenzwert bestimmt. Die Kurzschlussleistung und der Resonanzfaktor sind auch bei den Zwischenharmonischen zu berücksichtigen.

$$I_{\mu} = \frac{1}{k_{\mu}} \cdot \frac{g_{\mu}}{100} \cdot \frac{S_{kv}}{S_A} \cdot I_A$$

Ist bekannt, dass in einer Schaltanlage mehr als eine Anlage Störaussendungen in der gleichen zwischenharmonischen Untergruppe hat, sind die Grenzwerte ggf. weiter zu reduzieren, damit der Planungswert nicht überschritten wird.

Darüber hinaus werden Grenzwerte für höherfrequente Emissionen im Frequenzbereich zwischen 2 und 9 kHz definiert (vgl. Abschnitt 5.2 in diesem FNN-Hinweis). Höherfrequente Emissionen haben in der Regel für Kundenanlagen mit Lichtbogenofen eine untergeordnete Bedeutung. Die Einhaltung der Grenzwerte sollte dennoch geprüft werden.

Die Berechnung der Grenzwerte für die Unsymmetrie weist jeder Schaltanlage einen Planungswert zu, welcher über einen Reduktionsfaktor aus dem Planungspegel für die Spannungsebene abgeleitet wird. Der Planungswert der Schaltanlage wird dann leistungsproportional und unter Berücksichtigung einer quadratischen Summation zwischen den angeschlossenen Kundenanlagen und Anlagen des Netzbetreibers einer Schaltanlage aufgeteilt. Der Grenzwert wird als Strom ausgedrückt, welcher unter Verwendung der Kurzschlussleistung berechnet wird.

$$I_{2\text{ zul}} = \frac{4}{1000} \cdot \frac{S_{kv}}{S_A} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{t\text{ H\ddot{o}S}}}} \cdot I_A$$

Für schnelle Spannungsänderungen gilt für Kundenanlagen und Anlagen des Netzbetreibers jeweils ein Grenzwert von $\Delta u_{\text{max}} \leq 2\%$ am Anschlusspunkt. Die Bewertung erfolgt für die Normalzustände im Höchstspannungsnetz.

7.3 Bewertung im Planungsprozess

7.3.1 Anschlussbewertung nach Stufe 1

Im Folgenden werden die für die Netzurückwirkung relevanten Beurteilungsgrößen für den Anschluss beschrieben. Für die Stufe 1 erfolgt die Beurteilung gemäß dem Standardvorgehen nach den Technischen Netzanschlussregeln entsprechend der relevanten Spannungsebene. Die Grenzwerte am Anschlusspunkt werden üblicherweise vom Netzbetreiber berechnet. Alternativ können die maximal anschließbare Scheinleistung der Schaltanlage $S_{t\text{ H\ddot{o}S}}$, die minimale Kurzschlussleistung S_{kv} am Verknüpfungspunkt und die Resonanzfaktoren für Harmonische k_v und Zwischenharmonische k_{μ} vom Netzbetreiber vorgegeben

werden. Zusätzlich kann der Netzbetreiber die Impedanzpolygone für weiterführende Studien zur Verfügung stellen.

Die Einhaltung der Grenzwerte ist in der Planungsphase im Rahmen einer Studie nachzuweisen. Die Berechnungsergebnisse sind dem Netzbetreiber im Rahmen der Netzanschlussprüfung vorzulegen.

Werden alle Grenzwerte der Beurteilungsgrößen eingehalten, wird die Betriebserlaubnis in Hinblick auf die Netzurückwirkungen Abschnitt 5 (VDE-AR-N 4130) erteilt.

7.3.2 Erweiterte Anschlussbewertung nach Stufe 2

Kann mit der Anschlussbewertung in Stufe 1 trotz der Kompensationsmaßnahmen keine Einhaltung der Grenzwerte nachgewiesen werden, ist eine erweiterte Anschlussbewertung (Stufe 2) vorzunehmen. Dafür können folgende Maßnahmen in Betracht gezogen werden:

Maßnahme 1 – Kurzschlussleistung und Ofenfahrweise:

Für die Beurteilung der Netzurückwirkungen ist die minimale Kurzschlussleistung maßgebend. Laut VDE-AR-N 4130 ist hierbei die minimale zu erwartende Kurzschlussleistung aus dem Netz anzusetzen. Der Netzbetreiber kann abweichend eine höhere Kurzschlussleistung für die Anschlussbewertung vorgeben, sofern die minimale Kurzschlussleistung einem temporären Schaltzustand zugeordnet werden kann und die Einhaltung der Grenzwerte für diesen Schaltzustand durch eine Anpassung der Ofenfahrweise sichergestellt wird. Die Dauer und Häufigkeit des temporären Schaltzustandes und dessen frühzeitige Bekanntgabe durch den Netzbetreiber sowie die angepasste Betriebsweise der Kundenanlage, sind vertraglich zu regeln.

Maßnahme 2 – Messtechnische Untersuchung:

Eine detailliertere Nachbildung der Anschlusskonfiguration kann zu einer Optimierung der rechnerisch bestimmten Netzurückwirkungen und/oder Anpassung der Grenzwerte führen, indem bspw. die Parameter der Kundenanlage und/oder Transferkoeffizienten in benachbarte, unterlagerte Netze einbezogen werden. Die detaillierte Nachbildung kann messtechnisch oder durch Simulationen erfolgen.

Maßnahme 3 – Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes:

Die Grenzwerte für Netzurückwirkungen werden bezogen auf den Netzverknüpfungspunkt berechnet, da dort durch eine Kundenanlage verursachte Netzurückwirkungen andere angeschlossene Kundenanlagen (bzw. unterlagerte öffentliche Netze) beeinflussen können. Sind oder werden in einer Schaltanlage mehrere Kundenanlagen (bzw. unterlagerte Netze) angeschlossen und wird die Schaltanlage im Normalschaltzustand gekuppelt betrieben, gilt diese Schaltanlage als Netzverknüpfungspunkt für die Kundenanlagen (bzw. unterlagerten Netze). Ist ein Betrieb mit getrennten Sammelschienen im Normalschaltzustand angedacht und sind die Kundenanlagen (bzw. unterlagerten Netze) an verschiedenen Sammelschienen angeschlossen, kann geprüft werden, ob der Netzverknüpfungspunkt für einzelne Kundenanlagen in der nächstgelegenen Schaltanlage angenommen werden kann. Zu beachten ist dabei, dass sich für den gekuppelten und nicht gekuppelten Betrieb unterschiedliche Grenzwertsätze ergeben, da sich die minimale Kurzschlussleistung in beiden Fällen unterscheidet. Im Fall des gekuppelten Betriebs der Schaltanlage sind ggfs. Einschränkungen oder Anpassungen der Betriebsweise der Kundenanlagen erforderlich, um die Grenzwerte einzuhalten (siehe auch Maßnahme 1).

Maßnahme 4 – Netzurückwirkungsspezifische Koordination:

Grundsätzlich ist der Planungswert, der je Schaltanlage für die verschiedenen Netzurückwirkungen gilt, zwischen allen vorhandenen und zukünftigen Kundenanlagen in einer Schaltanlage diskriminierungsfrei aufzuteilen und die Grenzwerte für die Kundenanlagen sind davon abzuleiten. In Abhängigkeit der Anwendung muss nicht jede Kundenanlage immer alle Netzurückwirkungen verursachen, für welche ihr Grenzwerte vorgegeben werden. Die separate Betrachtung aller Kundenanlagen in einer Schaltanlage könnte unter diesen Umständen zu einer zu geringen Ausnutzung des entsprechenden Planungswertes der Schaltanlage führen. Durch eine gemeinsame Betrachtung mehrerer Kundenanlagen kann bei der Beurteilung einer Netzurückwirkungsart ggfs. eine verbesserte Ausnutzung des Planungswertes erreicht

werden. Einer Kundenanlage könnten dadurch für die von ihr primär verursachte Netzzrückwirkungsart höhere Grenzwerte zugestanden werden. Die Maßnahme setzt voraus, dass für die betrachtete Schaltanlage alle vorhandenen und zukünftigen Kundenanlagen sowie deren Verhalten hinsichtlich der Störaussendung der betrachteten Netzzrückwirkungsart bekannt sind.

Maßnahme 5 –Pegelkoordination Hoch-/Höchstspannungsnetz:

Den Technischen Anschlussregeln liegt eine getrennte Betrachtung von Hoch- und Höchstspannungsnetz zugrunde, was zu einer zu geringen Ausnutzung der Planungspegel des Netzes führen kann. Durch eine gemeinsame Betrachtung von Hoch- und Höchstspannungsnetz bei der Beurteilung von Netzzrückwirkungen, oder durch eine Umverteilung der anteiligen Beiträge von Hoch- und Höchstspannungsnetz, kann eine verbesserte Ausschöpfung der Planungspegel im Netz erreicht werden. Eine Überprüfung kann nur in Absprache mit dem Verteilnetzbetreiber des relevanten Hochspannungsnetzes erfolgen, da gemeinsame Netzmodelle für Hoch- und Höchstspannungsnetz erforderlich sind bzw. Einschränkungen bei den Grenzwerten im Hochspannungsnetz entstehen können.

7.4 Nachweismessung

7.4.1 Übersicht

Messungen zum Nachweis der Einhaltung der für die Kundenanlage mit Lichtbogenofen berechneten Störaussendungsgrenzwerte sind notwendig. Dabei ist zwischen zeitlich begrenzten Messungen, z.B. im Rahmen der Inbetriebnahme, und zeitlich nicht begrenzten (dauerhaften) Messungen zu unterscheiden. Die tatsächliche Störaussendung hängt von netzseitigen Einflussfaktoren (z.B. Netzkonfiguration, Hintergrundpegel) und anlagenseitigen Einflussfaktoren (z.B. Ofenfahrweise, Betriebsart der Kompensation, ...) ab, welche kurz-, mittel-, und langfristigen Änderungen unterliegen. Aus diesem Grund ist eine dauerhafte Überwachung der Störaussendung sinnvoll.

Zur einfacheren Interpretierbarkeit sind die Mehrzahl der Störaussendungsgrenzwerte (Harmonische, Zwischenharmonische, Unsymmetrie) in der VDE-AR-N 4130 als Ströme angegeben. Für die Auswirkung auf andere Anlagen im Netz zählt aber der tatsächliche Beitrag der Kundenanlage (einschließlich dem Lichtbogenofen) zum spannungsbasierten Störpegel im Netz. Aus diesem Grund ist neben der Bewertung der Ströme auch eine Bewertung des Beitrages zur Spannung sinnvoll. Die Flickerstärke wird üblicherweise direkt auf Basis der Spannung bewertet, jedoch gibt es auch hier Methoden für eine strombasierte Bewertung, deren Anwendung bspw. bei einem bereits vorhandenen Hintergrundpegel zu bevorzugen ist.

Insbesondere in Höchstspannungsnetzen kann neben der Wirkung am Verknüpfungspunkt der Kundenanlage selbst auch deren Wirkung an anderen Schaltanlagen im Netz relevant sein.

Bei der Bewertung von Spannungen ist außerdem zu beachten, dass der gesamte gemessene Störpegel am Verknüpfungspunkt nur dann der Störaussendung der Anlage entspricht, wenn kein Hintergrundpegel im Netz existiert. Ist ein Hintergrundpegel vorhanden, muss dieser bei der Bewertung in geeigneter Weise berücksichtigt werden.

Tabelle 4 fasst die Eigenschaften der Bewertung von Strömen und Spannungen zusammen.

Tabelle 4: Gegenüberstellung der Eigenschaften von Strom- und Spannungsbewertung

Bewertung mittels Strommessung am Verknüpfungspunkt	Bewertung mittels Spannungsmessung am Verknüpfungspunkt
• Einfach durchführbar (Harmonische, Zwischenharmonische, Unsymmetrie) • keine Berücksichtigung eventuell vorhandener Kompensationseffekte (mit anderen Kundenanlagen bzw. mit dem vorhandenen Hintergrundpegel) • keine Unterscheidung zwischen verschiedenen Ursachen (passive Interaktion des Hintergrundpegels mit der Eingangs-impedanz bzw. aktive Störaussendung)	• Komplizierter durchführbar, da der gesamte Störpegel in den meisten Fällen nicht die Störaussendung der Kundenanlage mit Lichtbogenofen repräsentiert • Kenntnis über (aktuelle) netzseitige Impedanz erforderlich (Einfluss des Schaltzustandes beachten) • gezielte Berücksichtigung von Kompensationseffekten möglich (tatsächliche Kompensation oder vorgegebene Kompensation bei der Grenzwertberechnung)

Eine mögliche Vorgehensweise für die messtechnische Bewertung der Störaussendung einer Kundenanlage, welche sowohl auf zeitlich begrenzte als auch zeitlich unbegrenzte Messungen anwendbar ist, zeigt *Bild 13*

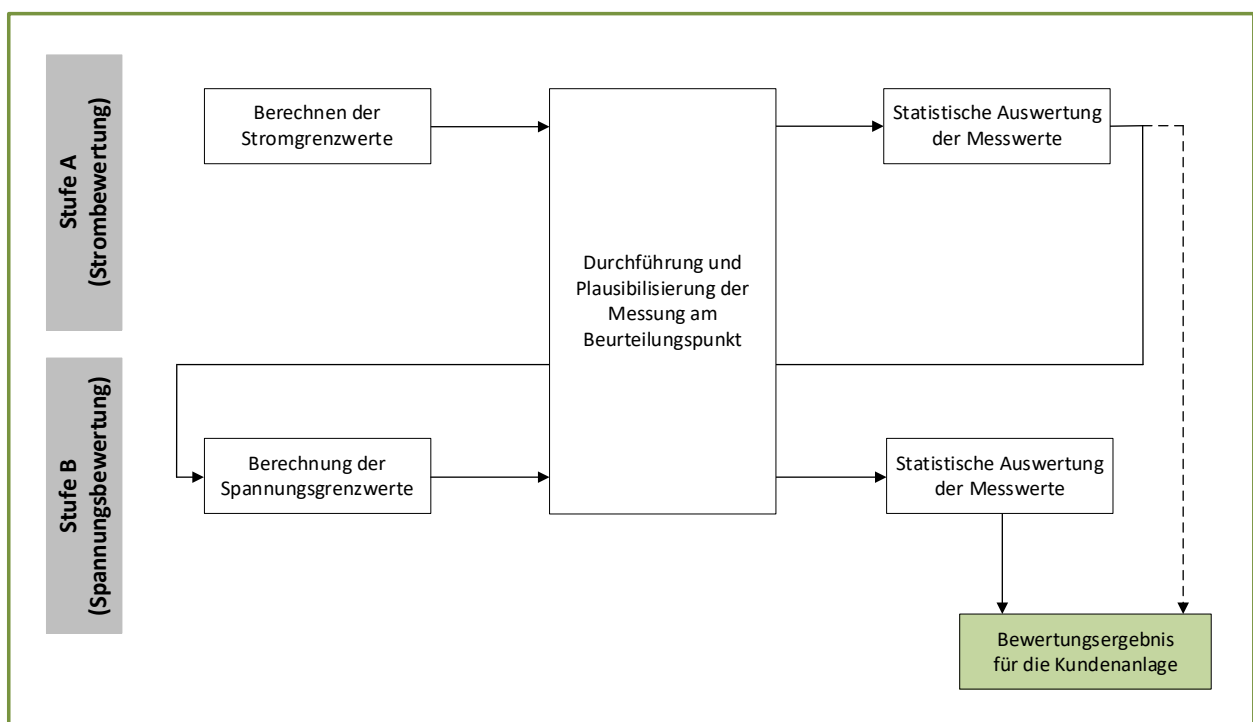


Bild 13: Ablauf der Nachweismessung

In der ersten Stufe erfolgt die Bewertung auf Basis von Strömen, in der zweiten Stufe die Bewertung auf Basis von Spannungen. Es ist zu beachten, dass trotz der Einhaltung der strombasierten Grenzwerte der Beitrag der Kundenanlage zur Spannung den zugrundeliegenden (spannungsbasierten) Grenzwert überschreiten kann. Deshalb wird empfohlen, falls möglich, neben der strombasierten Bewertung auch die spannungsbasierte Bewertung durchzuführen.

Gemäß dem Prinzip der Herleitung der Grenzwerte nach IEC entspricht der spannungsbasierte Grenzwert dem Spannungsfall, der durch den am Verknüpfungspunkt fließenden Strom über der phänomenspezifischen Impedanz des Netzes hervorgerufen wird. Deshalb ist zu beachten, dass sowohl die Bewertung des gesamten, gemessenen Störpegels, als auch die Bewertung der Differenz zwischen

den Messungen vor und nach Zuschaltung der Kundenanlage in den meisten Fällen nicht direkt mit dem spannungsbasierten Grenzwert verglichen werden kann.

7.4.2 Messtechnik, Messaufbau und Messdurchführung

Für die Messung sind grundsätzlich Messgeräte zu verwenden, die den Anforderungen nach IEC 61000-4-30 Klasse A entsprechen. Die Messgeräte sollten außerdem in der Lage sein, Phasenwinkel für die Grundschiwingung und Harmonische in Spannung und Strom mit Referenz auf den Nulldurchgang der Grundschiwingungsspannung zu erfassen und in geeigneter Weise zu aggregieren.

Es sind immer alle Leiterströme und alle Leiter-Erde-Spannungen zu messen.

Der Anschluss der Messgeräte muss so erfolgen, dass die gemessenen Ströme eindeutig der betrachteten Kundenanlage zugeordnet sind und die gemessenen Spannungen die Spannung am Verknüpfungspunkt der Kundenanlage repräsentieren. Somit wird sichergestellt, dass die gemessenen Werte, insbesondere für den Strom, mit den berechneten Grenzwerten verglichen werden. Die Messung in einer anderen Spannungsebene (z.B. auf der Sekundärseite eines Transformators, der zur Kundenanlage gehört) mit anschließender Umrechnung ist zu vermeiden. Wird eine Kundenanlage über mehrere, parallele Transformatoren in der Schaltanlage versorgt, sind bezüglich der Ströme gleichzeitige Messungen an allen Transformatoren erforderlich, welche in geeigneter Weise zusammenzuführen sind.

Sind für die Messungen mehrere Messgeräte erforderlich, ist eine genaue Zeitsynchronisation der Messgeräte sicherzustellen. In jedem Fall sind die Ströme bzw. Spannungen der drei Phasen immer gemeinsam durch ein Messgerät zu erfassen.

Als Messdauer für zeitlich begrenzte Messungen ist mindestens eine Woche vorzusehen. Wird ein typischer Betriebszyklus der Kundenanlage länger als eine Woche erwartet, ist die Messung entsprechend zu verlängern. In jedem Fall ist sicherzustellen, dass die Kundenanlage für den Normalbetrieb repräsentative Netzurückwirkungen zeigt. Bei Kundenanlagen mit Lichtbogenofen bedeutet dies, dass die Messung erst dann erfolgt, wenn der Lichtbogenofen ca. 80 % seiner geplanten Produktionsleistung erreicht hat.

Für Harmonische, Zwischenharmonische und Unsymmetrie sind für die Bewertung zwei Aggregierungsintervalle gebräuchlich. Das 10-Minuten-Intervall bildet dabei die thermische Zusatzbeanspruchung ab, während das 3-Sekunden-Intervall (150/180 Perioden Intervall) Fehlfunktionen durch kurzzeitig hohe Störpegel bewertet. Für die Flickerstärke wird zwischen dem 10-Minuten-Intervall (Kurzzeit-Flickerstärke) und dem 2-Stunden-Intervall (Langzeit-Flickerstärke) unterschieden. Es wird empfohlen, alle Aggregierungsintervalle aufzuzeichnen und zu bewerten. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Aufrechnung der Beträge normativ festgelegt ist (vgl. DIN EN 61000-4-30). Für die Aufrechnung der Phasenwinkel sind entsprechende Normen in Erarbeitung. Es ist deshalb individuell zu prüfen, ob die Aufrechnung der Phasenwinkel des verwendeten Messgerätes für die gewünschte Auswertung geeignet ist.

7.4.3 Auswertung der Messungen

Am Beginn der Auswertung steht die Plausibilisierung der Messdaten, welche im Wesentlichen drei Schritte umfasst:

- 1) IEC 61000-4-30 unterscheidet zwischen Messgrößen, welche die Messwerte in festgelegten Intervallen aufrechnen (z.B. Harmonische, Zwischenharmonische, Flickerstärke, Unsymmetrie, ...) und Ereignissen (z.B. Spannungseinbruch, Spannungsüberhöhung, Spannungsunterbrechung). Da Ereignisse die Messwerte und damit auch die daraus aufgerechneten Werte verfälschen können, sind alle aufgerechneten Werte, in deren Aufrechnungsintervall ein Ereignis auftritt, zu markieren. Die markierten Werte sind von der weiteren Auswertung auszuschließen.
- 2) Die Anforderungen an die Messgenauigkeit gemäß IEC 61000-4-30 gelten nur für das Messgerät selbst. Das frequenzabhängige Übertragungsverhalten der vorhandenen Strom- und Spannungswandler im Schaltfeld wird nicht berücksichtigt, kann aber einen erheblichen Einfluss auf die Messgenauigkeit haben. Erfahrungsgemäß haben Stromwandler und induktive

Spannungswandler eine hinreichende Genauigkeit im Bereich niedriger Harmonischer. Kapazitive Spannungswandler sind für die Messung von Harmonischen nicht geeignet. Spannungsteiler dagegen können in einem weiten Frequenzbereich zuverlässige Ergebnisse liefern. Es wird deshalb dringend empfohlen, die Anwendungsbandbreite der Strom- und Spannungswandler und damit ihre Eignung für die Messungen festzustellen. Alle Messwerte, die nicht innerhalb der Anwendungsbandbreite liegen, sind von der weiteren Auswertung auszuschließen. Für zukünftige Anwendungen sollten Messwandler der Weitbereichsklassen WB1 oder WB2 gemäß IEC 61869-1 vorgesehen werden. Für die Messung der Unsymmetrie ist zu beachten, dass bereits kleine Abweichungen in der Genauigkeit zwischen den jeweils drei Strom- bzw. Spannungswandlern für die drei Phasen, selbst wenn diese noch in der Klassengenauigkeit liegen, die Messgenauigkeit signifikant beeinflussen können.

- 3) Erfahrungsgemäß erfordert die Messung von Strom- und Spannungsharmonischen einen hohen Dynamikbereich, da die Amplituden der Grundschwingung insbesondere bei der Spannung deutlich größer als die Amplituden der Harmonischen sind. Je kleiner die Messwerte sind, desto höher ist der Einfluss des zufälligen Fehlers. Unterschreitet der Messwert eine bestimmte Grenze (Rauschgrenze bzw. Messunsicherheitsgrenze), dann ist der entsprechende Messwert nicht mehr als zuverlässig zu betrachten und von der weiteren Auswertung auszuschließen.

Liegen keine konkreten Anforderungen vor, kann für die resultierende Messunsicherheit aus den Schritten 2 und 3 eine Messunsicherheitsgrenze von 10% bzw. 5 Grad praktikabel sein. Alle aufgerechneten Werte, die eine höhere Messunsicherheit aufweisen, sind von der weiteren Auswertung auszuschließen.

Nachdem die drei Schritte der Plausibilisierung angewendet wurden, ist zu überprüfen, ob für den gewählten Beobachtungszeitraum und die betrachtete Kenngröße noch genügend aufgerechnete Werte für die Auswertung zur Verfügung stehen. Liegen keine konkreten Anforderungen vor, dann sollte eine Datenverfügbarkeit zwischen 90% und 95% angestrebt werden. Mit einer zunehmenden Zahl fehlender Werte wird die Bewertung zunehmend unsicherer. Ein Sonderfall ergibt sich, wenn die Werte ausschließlich im Schritt 3 entfernt wurden (unterhalb der Messunsicherheitsgrenze). Liegt in diesem Fall der Grenzwert über der Messunsicherheitsgrenze, dann hält die Kundenanlage für diese Kenngröße den Grenzwert ein, auch wenn kein konkretes Bewertungsquantil berechnet werden kann.

Für die Bewertung der Störaussendung wird in jedem Fall das 95 % Quantil der 10-Minuten-Werte über den Zeitraum einer Woche mit dem entsprechenden Grenzwert verglichen. Bei der Flickerstärke wird ebenfalls das 95 % Quantil der 2-Stunden-Werte mit dem Grenzwert der Langzeit-Flickerstärke verglichen. Ergänzend kann für Harmonische, Zwischenharmonische und Unsymmetrie auch das 99 % Quantil der 3-Sekunden-Werte über einen Tag mit dem dafür vorgesehenen Grenzwert verglichen werden. Die Grenzwertsätze für das 3-Sekunden-Intervall sind in der Regel höher als der entsprechende Grenzwertsatz für das 10-Minuten-Intervall.

8 Zusammenfassung

Die Energiewende in Deutschland führt u. a. zu einer Umstellung auf klimaneutrale Stahlproduktion, was einen Neubau von Lichtbogenöfen größerer Leistung erfordert. Erste Anlagen sollen in wenigen Jahren in Betrieb gehen. Aus Sicht der Versorgungsqualität ist beim Betrieb dieser Anlagen die Einhaltung der technischen Mindestanforderungen entsprechend den VDE-Anwendungsregeln bei den Netzurückwirkungen von besonderer Bedeutung.

Um die Transformation der Industrie so weit als möglich zu unterstützen, gibt der vorliegende FNN-Hinweis für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber weiterführende Informationen, welche als Umsetzungshilfe für die sachgerechte Bewertung der Netzurückwirkungen dienen.

Da selbst unter Einbeziehung neuester Technologien, wie z.B. von leistungselektronischen Kompensationsanlagen zur Reduzierung der Flickerwerte, die Einhaltung der Grenzwerte schwierig sein kann, bietet der FNN-Hinweis Strategien für eine spezifische Einzelfallbetrachtung, um alle Möglichkeiten zur Einhaltung der Mindestanforderungen optimal anzuwenden.

Zur besseren Einordnung dieser komplexen Thematik beschreibt der FNN-Hinweis ausgehend von normativen Verweisungen das Zusammenwirken von Ordnungsrahmen und technischen Regelwerken.

Weiterführend werden die Rahmenbedingungen und Grundlagen der elektromagnetischen Verträglichkeitskoordination als Basis für die Festlegung der Mindestanforderungen an die Netzurückwirkungen in der Normung/Regelsetzung erläutert.

Der Vergleich der Vorgaben verschiedener Normen und Regelwerke zur Berechnung von Flicker-Grenzwerten im internationalen Kontext zeigt, dass weltweit im Wesentlichen die Konzepte und Planungspegel aus IEC/TR 61000-3-7:2008 genutzt werden, so auch in Deutschland.

Ein Ausblick auf absehbare zukünftige technische/betriebliche Entwicklungen rundet den Betrachtungsbereich innerhalb dieses FNN-Hinweises ab.

Abschließend erfolgt auf dieser Basis die Beschreibung der Vorgehensweise zur Ermittlung und Bewertung der zulässigen Netzurückwirkungen einer Kundenanlage im Netzanschlussprozess, damit weiterhin ein sicherer und zuverlässiger Systembetrieb möglich ist.

Dabei wird eine enge Abstimmung zwischen dem Anschlussnehmer und Netzbetreiber empfohlen, welche ggf. auch eine individualisierte Betrachtung der Kundenanlage mit Lichtbogenöfen erfordert.

9 Literaturverzeichnis

1. **EU.** *The Network Code on Requirements for Generators.*
2. —. *Network Code on Demand Connection.*
3. **e-Control.** *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technisch Regeln; D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen.*
4. **energy networks association.** *Engineering Recommendation P28, Issue 2 2019: Voltage fluctuations and the connection of disturbing equipment to transmission systems and distribution networks in the United Kingdom.* 2019.
5. **50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.** *Systemstabilitätsbericht 2023.*
6. **Mombauer, Wilhelm.** *Flicker in Stromversorgungsnetzen; Messung, Berechnung, Kompensation Erläuterungen zu den Europäischen Normen und VDEW-Richtlinien sowie DIN EN 50160:2000-03; VDE-Schriftenreihe – Normen verständlich Band 110.*
7. **CSRES, OE, VDE FNN, VSE.** *Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, 3. Ausgabe (D-A-CH-CZ).* 2024.
8. **BMJ.** *Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln* (Elektromagnetische-Verträglichkeit-Gesetz - EMVG).*
9. —. *Gesetz über die Haftung für fehlerhafte Produkte (Produkthaftungsgesetz - ProdHaftG).*
10. —. *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG).*
11. —. *Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG).*
12. **50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.** *Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025).*
13. **EU.** *VERORDNUNG (EG) Nr. 714/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009.*
14. **Robert Stiegler, Jan Meyer, Stefan Geigenmüller.** *Assessing the Flicker flicker emission of electric arc furnaces in CO₂-neutral steel production: A case study“, CIRED Conference, 2025 .*
15. **(NESO), National Energy System Operator.** *THE GRID Code, Issue 6, Revision 28, 07 November 2024.*
16. **Commission, Bangladesh Energy Regulatory.** *ELECTRICITY GRID CODE, 2019.*
17. **Company, Abu Dhabi Transmission & Despatch.** *The Electricity Transmission Code, Version 2, Revision 2, June 2020.*
18. **IEEE.** *1453-2022 - IEEE Standard for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power Systems, vom 27.02.23.*
19. **ACM.** *Netcode elektriciteit, vom 01.10.25.*
20. **ceske-normy.** *PNE 333430-0-ed.6 (333430), vom 01.01.24.*
21. **ChineseStandard.** *China gilt der nationale Standard GB/T 12326-2008, von 2008 .*

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70
fnn@vde.com
www.vde.com/fnn