



E-CONTROL

**Technische und organisatorische Regeln
für Betreiber und Benutzer
von Netzen**

**Teil D:
Besondere technische Regeln**

**Hauptabschnitt D2:
Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen**

Version 2.2
2006

Dokumenten-Historie

Version	Veröffentlichung	Inkrafttreten	Verantwortlich	Anmerkungen
1.0	1. März 2001	1. März 2001	BMWA	Übernahme der „Empfehlung für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“ (2. Ausgabe 1997) inklusive Kapitel 9 „Erzeugungsanlagen“ (Bearbeitungsstand Dezember 2000)
2.0	18. Mai 2004	1. Juni 2004	E-Control	Ersetzt Version 1.0 „Empfehlung für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“ (2. Ausgabe 1997) und Kapitel 9 „Erzeugungsanlagen“ (Bearbeitungsstand Dezember 2000), Hauptabschnitt D2. Generelle Überarbeitung und Harmonisierung mit dem gültigen Regelwerk.
2.1	12. November 2004	1. Dezember 2004	E-Control	Ersetzt Version 2.0. Korrektur der Tabelle 5-1 – Richtigstellung der Berechnung für die Oberschwingungsspannung laut IEC 61000-2-2 Ed.2
2.2	19. September 2006	1. Oktober 2006	E-Control	Ersetzt Version 2.1. Vollständige Anpassung an die Normen, Bezeichnungen und Definitionen; im Speziellen Überarbeitung des Abschnittes 9.2.2, redaktionelle Anpassungen

Die anzuwendenden technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) stehen auf der Website der Energie-Control GmbH (www.e-control.at) zur allgemeinen Verfügung. Verweise auf die TOR verstehen sich somit immer auf die jeweils aktuell geltende Version. Jede Anwendung, Verwendung und Zitation der TOR hat unter diesen Prämissen zu erfolgen. Die sich auf der Website der Energie-Control GmbH befindliche Version gilt als authentische Fassung der TOR.

Für den Inhalt verantwortlich:

Energie-Control GmbH

Rudolfsplatz 13a

A-1010 Wien

Tel: +43-1-24724-0

E-Mail: tor@e-control.at

Inhaltsangabe:

1	Einführung.....	6
2	Begriffe und Definitionen.....	9
3	Kurzschlussleistung.....	10
3.1	Allgemeines	10
3.2	Bestimmung der Impedanzen	11
3.2.1	Impedanz des übergeordneten Netzes	11
3.2.2	Transformatorimpedanz	12
3.2.3	Leitungsimpedanz	13
3.3	Netzimpedanz am Verknüpfungspunkt	14
3.4	Bezugsimpedanz	17
3.5	Beispiel zur Ermittlung der Kurzschlussleistung	19
4	Spannungsänderungen, Flicker und Unsymmetrien	22
4.1	Allgemeines	22
4.2	Relative Spannungsänderung und Flicker	22
4.2.1	Spannungsänderung durch symmetrische Laständerung.....	22
4.2.2	Spannungsänderung durch unsymmetrische Laständerung (einphasige Lasten).....	23
4.2.3	Ermittlung der Laständerung in speziellen Fällen	25
4.2.4	Ermittlung der Flickeremission	26
4.3	Beurteilung.....	28
4.3.1	Beurteilungsschema für eine Anlage des Netzbenutzers am Verknüpfungspunkt	30
4.4	Spannungsunsymmetrie	35
4.4.1	Allgemeines.....	35
4.4.2	Berechnung von Unsymmetrien.....	35
4.4.3	Auswirkungen von Unsymmetrien.....	36
4.4.4	Zulässige Werte	36
4.5	Maßnahmen	37
4.6	Beispiele	38
4.6.1	Motoranlauf	38
4.6.2	Anschluss eines Blechbearbeitungszentrums.....	40
5	Oberschwingungen	47
5.1	Allgemeines	47

5.2	Emissionsgrenzwerte	48
5.3	Beurteilung	50
5.3.1	Leistungsverhältnis S_{kV} / S_A	51
5.3.2	Oberschwingungslastanteil der Anlage eines Netzbenutzers S_{OS} / S_A	51
5.3.3	Bewertung des Oberschwingungslastanteils S_{OS} / S_A	53
5.3.4	Maßnahmen	54
5.3.5	Beurteilungsschema	55
5.4	Beispiele	56
5.4.1	Drehautomat in einer Werkstatt	56
5.4.2	Bürohaus einer Bank	60
5.4.3	Skilift	63
5.4.4	Seilbahn	65
5.5	Informative Hinweise	67
5.5.1	Einteilung der Oberschwingungserzeuger	67
5.5.2	Verträglichkeitspegel	68
5.5.3	Messung von Oberschwingungen	69
5.5.4	Blindleistungskompensationsanlagen	69
5.5.5	Anforderungen an Saugkreisanlagen	73
5.5.6	Aktive Oberschwingungskompensation	75
6	Kommutierungseinbrüche	76
6.1	Allgemeines	76
6.2	Emissionsgrenzwerte	78
6.3	Maßnahmen	79
6.3.1	Erhöhung der Reaktanz X_{Kom}	79
6.3.2	Kompensationsanlagen	82
6.3.3	Weitere Maßnahmen	82
6.4	Beispiele	83
6.4.1	Drehautomat in einer Werkstatt	83
6.4.2	Bandsäge in einem Sägewerk	84
6.4.3	Skilift	85
6.4.4	Seilbahn	87
7	Zwischenharmonische Spannungen	88
7.1	Allgemeines	88
7.2	Beurteilung	89

7.2.1	Flicker.....	89
7.2.2	Beeinflussung der Tonfrequenzrundsteuerung.....	89
7.3	Maßnahmen.....	90
8	Tonfrequenzrundsteuerungen (TRA) – Beeinflussungen.....	91
8.1	Beeinflussung einer Tonfrequenzrundsteueranlage (TRA) durch Netzurückwirkungen.....	91
8.2	Gegenseitige Beeinflussung von verschiedenen TRA.....	91
8.3	Störende Beeinflussung von Betriebsmitteln durch TRA.....	92
9	Erzeugungsanlagen.....	94
9.1	Allgemeines.....	94
9.2	Beurteilung.....	95
9.2.1	Allgemeines.....	95
9.2.2	Spannungsanhebung.....	97
9.2.3	Schaltbedingte Spannungsänderung.....	106
9.2.4	Flicker.....	109
9.2.5	Oberschwingungen.....	112
9.2.6	Kommutierungseinbrüche.....	112
9.2.7	Einphasige Erzeugungsanlagen.....	113
9.2.8	Blindleistungskompensation.....	113
9.2.9	Beeinflussung der Signalübertragung im Verteilernetz.....	113
9.3	Beispiele.....	115
9.3.1	Anschluss mehrerer Windenergieanlagen an ein 20-kV-Netz – Beispiel 1.....	115
9.3.2	Anschluss mehrerer Windenergieanlagen an ein 20-kV-Netz – Beispiel 2.....	121
9.3.3	Parallelbetrieb eines Kleinwasserkraftwerkes.....	126
9.3.4	Anschluss eines Blockheizkraftwerkes (BHKW).....	129
9.3.5	Anschluss einer Biogasanlage.....	132
9.3.6	Berechnung der <i>relativen Spannungsanhebung</i> Δu_{An} im Netz durch mehrere <i>Erzeugungsanlagen</i> am jeweiligen Verknüpfungspunkt in einem Netz.....	135
10	Anhang A.....	144
10.1	Literatur, Quellenverweis.....	144
10.2	Weiterführende Literatur, Publikationen.....	144
11	Anhang B.....	145
11.1	Abkürzungen.....	145

12	Anhang C	146
12.1	Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen	146
13	Anhang D	148
13.1	Oberschwingungsbeurteilung.....	148
14	Anhang E	150
14.1	Diagramm zur Ermittlung der Kurzschlussimpedanz und Kurzschlussleistung im Niederspannungsnetz	150

1 Einführung

Durch den verstärkten Einsatz von Leistungselektronik und die damit verbundene Zunahme an nichtlinearen Verbrauchern in allen Netzebenen entstehen in wachsendem Maße Rückwirkungen auf die *Netze*, die sich in unerwünschten Änderungen

- der Spannungshöhe und
- der Kurvenform der Netzspannung

bemerkbar machen können. Als Folge hiervon können andere an das *Netz* angeschlossene Betriebsmittel und *elektrotechnische Anlagen* störend beeinflusst werden. Zu unterscheiden sind¹:

- Funktionsausfälle
- Fehlfunktionen
- mittelbare oder unmittelbare Schäden einschließlich eventueller Folgeschäden.

Die möglichen Störungen sind abhängig von der Amplitude, der Häufigkeit und der Dauer der Netzurückwirkungen sowie dem Verbreitungsgrad bestimmter Betriebsmittelarten. Weiters ist der Gleichzeitigkeitsfaktor der *Betriebsmittel* und *elektrotechnischen Anlagen* zu berücksichtigen, die im Betrieb *Netzurückwirkungen* verursachen.

Die Rückwirkungen auf das *Netz* selbst können sich z.B. in folgender Weise äußern:

- Verschlechterung des *Leistungsfaktors* (Erhöhung der Übertragungsverluste und Verminderung der Wirtschaftlichkeit)
- ungenügende Erdschlusskompensation.

Im Interesse aller ist

- die Einhaltung einer Balance zwischen zusätzlichen Störaussendungen in das *Netz* und dem Schutz anderer an das *Netz* angeschlossenen *Betriebsmitteln* und *elektrotechnische Anlagen* sicherzustellen.
- trotz des steigenden Kostendrucks den deutlich gestiegenen Qualitätsanforderungen moderner Geräte und Prozesse gerecht zu werden.
- angesichts der sich ändernden Erzeugungsstrukturen und der daraus resultierenden zusätzlichen Anforderungen an die *Netze* das bestehende hohe Qualitätsniveau zu halten.

¹ Helligkeitsschwankungen bei Lichanlagen (Flicker);
Beeinflussung von Telekommunikations-, Fernwirk- und EDV-Anlagen, Schutz- und Messeinrichtungen oder Geräten der Unterhaltungselektronik;
zusätzliche Erwärmung von Motoren, Kondensatoren, Sperrkreisen, Sperrdrosseln oder Transformatoren;
Pendelmomente an Maschinen;
Fehlfunktionen von Rundsteueranlagen und Systemen zur Informationsübertragung über das Netz.

Aus diesem Grund müssen die *Netzbetreiber* die Möglichkeit haben, die von den an ihre Netze angeschlossenen *elektrischen Betriebsmitteln* und *Anlagen des Netzbenutzers* verursachten *Netzurückwirkungen* und deren Auswirkungen auch unter den sich ändernden Rahmenbedingungen in einem verträglichen Rahmen zu halten.

Im Sinne einer sachgerechten Aufteilung der resultierenden Verantwortung kommen hierfür die folgenden Aktionsfelder in Betracht:

- geeignete planerische und operative Maßnahmen in den *Netzen*, unter Abwägung der objektiven Qualitätsanforderungen und der wirtschaftlichen Vertretbarkeit.
- eine angepasste Setzung von Grenzwerten für Anforderungen an elektrische Geräte und Einrichtungen in den einschlägigen *EMV-Normen* sowie deren Einhaltung.
- nötigenfalls die Auflage zur Vornahme technischer Maßnahmen zur Minderung von *Netzurückwirkungen*.

Diese Vorgehensweise wird durch folgende gesetzlichen Regelungen auf europäischer bzw. einzelstaatlicher Ebene gestützt:

Europa: EMV-Richtlinie 89/336/EWG [E1] bzw. 2004/108/EC [E6]
Niederspannungs-Richtlinie 73/23/EWG [E2],
Produkthaftungs-Richtlinie 85/374/EWG [E3]

Österreich (A): Gemäß Elektrotechnikgesetz, ETG

„..... sind elektrische Geräte und Anlagen so zu ... betreiben, dass ... der ungestörte Betrieb anderer elektrischer Anlagen ... gewährleistet ist.“

Weiters zu berücksichtigen sind im Rahmen des ETG

- die Elektrotechnik-Verordnung – ETV
- die elektromagnetische Verträglichkeits-Verordnung - EMVV

Des Weiteren sind die Dokumente zu berücksichtigen, die als Regel der Technik anerkannt sind.

Hinsichtlich der Vornahme von Entstörmaßnahmen in Fällen von störender Beeinflussung und deren Kostentragung enthalten die angeführten Gesetze und Regeln entsprechende Festlegungen.

Zur Sicherung der *elektromagnetischen Verträglichkeit* (EMV) wurde von der Europäischen Union (EU) eine Richtlinie (die sogenannte EMV-Richtlinie 89/336/EWG [E1]) herausgegeben, welche Schutzziele auf diesem Gebiet und entsprechende Kontrollmaßnahmen festlegt. Die Umsetzung dieser EMV-Richtlinie der EU erfolgte in Österreich durch die EMV-Verordnung (EMVV 1995, BGBl 4/1996) zum österreichischen Elektrotechnikgesetz, jene der neuen EMV-Richtlinie 2004/108/EC [E6] durch die EMVV 2006.

Danach ist von der Einhaltung der definierten Schutzziele bei jenen Betriebsmitteln auszugehen, welche die einschlägigen harmonisierten Europeanormen (EN) derzeit vor allem [1], [2], [3] oder diese gleichgestellten nationalen Bestimmungen erfüllen. Diese legen sowohl Grenzwerte für die Störaussendung und für die Störfestigkeit elektrischer *Betriebsmittel* und Anlagen als auch die Prinzipien der *elektromagnetischen Verträglichkeit* (EMV) fest und liegen dieser Richtlinie zugrunde.

Ebenso ist dieses Faktum in den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) Hauptabschnitt D1 bereits berücksichtigt, sodass folgender Grundsatz gilt: Ohne Anfrage beim *Netzbetreiber* ist in *Anlagen von Netzbenutzern* der Anschluss von **einzelnen** Geräten und Anlagen, welche die Bedingungen der technischen und organisatorischen Regeln (TOR) Teil D1 einhalten, im Hinblick auf die *Netzurückwirkungen* zulässig.

Bei **Häufung** gleichartiger Geräte in einer *Anlage eines Netzbenutzers* sowie beim Anschluss von Geräten und *elektrotechnischen Anlagen*, die den Bedingungen der vorangeführten Regeln nicht entsprechen, ist jedoch eine Anschlussbeurteilung durch den *Netzbetreiber* erforderlich.

Die vorliegende Richtlinie strebt die Sicherung einer einheitlichen Vorgangsweise bei der Beurteilung von *Netzurückwirkungen* in *Niederspannungs-* und *Mittelspannungsnetzen* an Hand der in der Standardisierung angegebenen Grenz- und Richtwerte an.

Die Wertebereiche für die einzelnen Merkmale der Spannung in *Nieder-* und *Mittelspannungsnetzen* sind in der ÖVE/ÖNORM EN 50160 [5] festgelegt. Diese Norm gibt die wesentlichen Merkmale der *Versorgungsspannung* an der *Übergabestelle* zum *Netzbenutzer* in öffentlichen *Nieder-* und *Mittelspannungsnetzen* unter *normalen Betriebsbedingungen* an. Die in dieser Norm enthaltenen Werte sind nicht als Pegel für die *elektromagnetische Verträglichkeit* (EMV) oder als Grenzwerte für die Aussendung leitungsgeführter Störgrößen von *Anlagen der Netzbenutzer* in öffentlichen *Netzen* (Netzanschlussbeurteilung) vorgesehen.

2 Begriffe und Definitionen

Die in diesem Hauptabschnitt D2 der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) verwendeten Begriffe und Definitionen sind im Teil A „Allgemeines, Begriffserklärungen, Quellenverweise“ der TOR gesammelt enthalten.

3 Kurzschlussleistung

3.1 Allgemeines

Alle Arten von *Netzurückwirkungen* sind am *Verknüpfungspunkt V* zu beurteilen. Beurteilungsgrundlage ist in jedem Fall die *Kurzschlussleistung* S_{kV} am *Verknüpfungspunkt V*.

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

Bei der Ermittlung der *Kurzschlussleistung* ist von jenen *normalen Betriebsbedingungen* auszugehen, die die kleinste *Kurzschlussleistung* ergeben. Vorübergehende betriebsbedingte Sonderschaltzustände werden nicht berücksichtigt.

Für die *Kurzschlussleistung* am *Verknüpfungspunkt V* in Drehstromnetzen gilt die Beziehung:

$$S_{kV} = \frac{U_V^2}{Z_{kV}} \quad (3-1)$$

S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V, in MVA

U_V verkettete Spannung am Verknüpfungspunkt V, in kV

Z_{kV} Kurzschlussimpedanz des Netzes am Verknüpfungspunkt V, in Ω

Die Netzimpedanz am *Verknüpfungspunkt V* setzt sich aus der Impedanz des übergeordneten Netzes sowie den Impedanzen von Transformatoren und Leitungen zusammen. Der Einfluss von angeschlossenen Geräten und Anlagen auf das Netz sowie Ableitwiderstände und Kapazitäten von Leitungen können üblicherweise vernachlässigt werden.

Mit Hilfe des **Anhanges E** „Diagramm zur Ermittlung der Kurzschlussimpedanz und Kurzschlussleistung im Niederspannungsnetz“ kann die *Kurzschlussleistung* bzw. Impedanz des Netzes am *Verknüpfungspunkt V* in *Niederspannungsnetzen* auf einfache Weise hinreichend genau ermittelt werden.

3.2 Bestimmung der Impedanzen

3.2.1 Impedanz des übergeordneten Netzes

Die Impedanz des übergeordneten Netzes $Z_{\text{ÜN}}$ wird aus der bekannten *Kurzschlussleistung* $S_{\text{kÜN}}$ ermittelt:

$$Z_{\text{ÜN}} = \frac{U_{\text{ÜN}}^2}{S_{\text{kÜN}}} \quad (3-2)$$

$Z_{\text{ÜN}}$ Impedanz des übergeordneten Netzes, in Ω

$U_{\text{ÜN}}$ verkettete Spannung, mit der das übergeordnete Netz betrieben wird, in kV

$S_{\text{kÜN}}$ Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes², in MVA

Handelt es sich bei dem übergeordneten Netz um ein Hoch- oder Höchstspannungsnetz, kann der ohmsche Anteil der Impedanz vernachlässigt werden, da der Impedanzwinkel bei Hoch- und Höchstspannungsnetzen im Bereich von $75^\circ \div 85^\circ$ liegt.

$$R_{\text{ÜN}} \approx 0$$

$$X_{\text{ÜN}} \approx Z_{\text{ÜN}}$$

$R_{\text{ÜN}}$ Resistanz (Wirkwiderstand) des übergeordneten Netzes, in Ω

$X_{\text{ÜN}}$ Reaktanz (Blindwiderstand) des übergeordneten Netzes, in Ω

$Z_{\text{ÜN}}$ Impedanz (Scheinwiderstand) des übergeordneten Netzes, in Ω

² Die *Kurzschlussleistung* kann über den *Netzbetreiber* angefragt werden.

3.2.2 Transformatorimpedanz

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

$$R_T = \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \cdot \frac{u_{rT}}{100} \quad (3-3)$$

$$X_T = \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \cdot \frac{u_{xT}}{100} \quad (3-4)$$

- R_T Resistanz des Transformators bezogen auf die Unterspannungsseite, in Ω
- X_T Reaktanz des Transformators bezogen auf die Unterspannungsseite, in Ω
- U_{rT} Bemessungsspannung der Unterspannungsseite des Transformators, in kV
- S_{rT} Bemessungsscheinleistung des Transformators, in MVA
- u_{rT} Wirkkomponente der Kurzschlussspannung u_{kT} , in %
- u_{xT} Blindkomponente der Kurzschlussspannung u_{kT} , in %

Für u_{rT} und u_{xT} gilt:

$$u_{rT} = \frac{P_k \cdot 100}{S_{rT}} \quad (3-5)$$

$$u_{xT} = \sqrt{u_{kT}^2 - u_{rT}^2} \quad (3-6)$$

- P_k Kurzschlussverluste des Transformators, in MW S_{rT} Bemessungsscheinleistung des Transformators, in MVA
- u_{kT} relative Kurzschlussspannung, in %

Sind exakte Daten nicht verfügbar (z.B. im Planungsstadium), dann können die Werte aus folgender Tabelle entnommen werden:

S_{rT}	Umspannung	u_{kT}	u_{rT}
MVA	von/auf	%	%
0,05 ÷ 0,63	MS/NS	4 ÷ 6	0,5 ÷ 1,5
0,63 ÷ 2,5	MS/NS	4 ÷ 6	< 1
2 ÷ 10	MS/MS	6 ÷ 8	< 1
2 ÷ 10	HS/MS	8 ÷ 17	< 1
12,5 ÷ 50	HS/MS	8 ÷ 17	< 0,6

(NS, MS, HS ... Nieder-, Mittel-, Hochspannung)

Tabelle 3-1: Wertebereiche für u_{kT} und u_{rT}

3.2.3 Leitungsimpedanz

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

$$R_L = R'_L \cdot \ell \tag{3-7}$$

$$X_L = X'_L \cdot \ell \tag{3-8}$$

R_L Resistanz (Wirkwiderstand) der Leitung, in Ω

R'_L ... Resistanzbelag der Leitung, in Ω/km

X_L *Reaktanz* (Blindwiderstand) der Leitung, in Ω

X'_L ... Reaktanzbelag der Leitung, in Ω/km

ℓ einfache Länge der Leitung, in km

In der Fachliteratur werden die Beläge auch mit Kleinbuchstaben (r_L bzw. x_L) bezeichnet. Mehrheitlich werden jedoch gestrichene Großbuchstaben (R'_L bzw. X'_L) verwendet. In diesem Dokument wird deshalb letztere Bezeichnungsweise benutzt.

Falls keine exakten Herstellerangaben verfügbar sind, kann der Reaktanzbelag aus folgender Tabelle entnommen werden:

	X'_L
	Ω/km
Freileitungen	0,3 bis 0,4
Kabel	0,08 bis 0,12
Isolierte NS-Freileitungen	ca. 0,1

Tabelle 3-2: Wertebereiche X'_L

Der Resistanzbelag berechnet sich aus den geometrischen Daten.

$$R'_L = \frac{\rho}{A} \quad (3-9)$$

R'_L ...Resistenzbelag der Leitung, in Ω/km

ρspezifischer Leitungswiderstand, in $\Omega\text{mm}^2/\text{km}$, bezogen auf 20°C

$\rho = 19 \Omega\text{mm}^2/\text{km}$ für Kupfer

$\rho = 29 \Omega\text{mm}^2/\text{km}$ für Aluminium

A wirksamer Leitungsquerschnitt, in mm^2

Hinweis: Alle vorgenannten Resistanzwerte gelten bei einer Temperatur von 20°C . Die Berechnung von R_L bei anderen Temperaturen erfolgt über Temperaturkoeffizienten:

$$R_{L\vartheta} = R_L \cdot [1 + \alpha_{20}(\vartheta - 20)] \quad (3-10)$$

$R_{L\vartheta}$...Resistenz in Ω bei Leitertemperatur ϑ , in $^\circ\text{C}$

R_LResistenz in Ω bei Leitertemperatur $\vartheta = 20^\circ\text{C}$, in Ω

α_{20}Temperaturkoeffizient, in K^{-1}

Kupfer: $\alpha_{20} = 0,00392 \text{ K}^{-1}$

Aluminium: $\alpha_{20} = 0,00403 \text{ K}^{-1}$

ϑ Leitertemperatur, in $^\circ\text{C}$

Im **Anhang E** "Diagramm zur Ermittlung der Kurzschlussimpedanz und Kurzschlussleistung im Niederspannungsnetz" werden die Resistanzwerte für 70°C eingesetzt.

3.3 Netzimpedanz am Verknüpfungspunkt

Zur Berechnung der resultierenden Netzimpedanz Z_{kV} am *Verknüpfungspunkt V* müssen alle vorher ermittelten Teilimpedanzkomponenten auf die Spannung des *Verknüpfungspunktes* transformiert werden. Die auf die Spannung des *Verknüpfungspunktes* bezogenen Impedanzen sind mit „V“ indiziert.

Die Transformation erfolgt durch Division der Teilimpedanzkomponenten durch das Quadrat des Übersetzungsverhältnisses aller Transformatoren, welche zwischen betrachteter Teilimpedanz und *Verknüpfungspunkt V* angeordnet sind.

Allgemein gilt:

$$R_{mV} = R_m \cdot \frac{1}{\dot{u}_{T1}^2} \cdot \frac{1}{\dot{u}_{T2}^2} \cdot \dots \cdot \frac{1}{\dot{u}_{Tn}^2} \quad (3-11)$$

$$X_{mV} = X_m \cdot \frac{1}{\dot{u}_{T1}^2} \cdot \frac{1}{\dot{u}_{T2}^2} \cdot \dots \cdot \frac{1}{\dot{u}_{Tn}^2} \quad (3-12)$$

$$\dot{u}_{Ti} = \frac{U_{rTi,OS}}{U_{rTi,US}} \quad (3-13)$$

R_{mV} transformierte Resistanz des Netzelementes m, bezogen auf den Verknüpfungspunkt V, in Ω

R_m Resistanz des Netzelementes m, in Ω

X_{mV} transformierte Reaktanz des Netzelementes m, bezogen auf den Verknüpfungspunkt V, in Ω

X_m Reaktanz des Netzelementes m, in Ω

\dot{u}_{Ti} Übersetzungsverhältnis des Transformators i ($i = 1 \div n$)

$U_{rTi, OS}$... Bemessungsspannung der Oberspannungsseite (OS) des Transformators i, in kV

$U_{rTi, US}$... Bemessungsspannung der Unterspannungsseite (US) des Transformators i, in kV

m Netzelement:

 ÜN ... übergeordnetes Netz

 T Transformator

 L Leitung

Anmerkung: Die Impedanz eines Transformators ist immer auf dessen Unterspannungsseite bezogen (vgl. Abschnitt 3.2.2). Dementsprechend bleibt bei der Transformation der Impedanz eines Transformators dessen eigenes Übersetzungsverhältnis unberücksichtigt.

Für überschlägige Berechnungen oder bei kleinen Abweichungen der Spannungsübersetzungsverhältnisse der Transformatoren von denen der Spannungsebenen kann die Transformation durch Division der Teilimpedanzkomponenten des Netzelementes m durch das Quadrat des Übersetzungsverhältnisses seiner Spannungsebene U_m zur Spannung U_V des *Verknüpfungspunktes* V erfolgen. Damit ergeben sich

- die transformierten Impedanzkomponenten des übergeordneten Netzes ÜN, bezogen auf den *Verknüpfungspunkt* V:

$$R_{\dot{U}NV} = R_{\dot{U}N} \left(\frac{U_V}{U_{\dot{U}N}} \right)^2 \quad (3-14)$$

$$X_{\dot{U}NV} = X_{\dot{U}N} \left(\frac{U_V}{U_{\dot{U}N}} \right)^2 \quad (3-15)$$

$R_{\dot{U}N}$ Resistanz des übergeordneten Netzes, in Ω

$R_{\dot{U}NV}$ transformierte Resistanz des übergeordneten Netzes, in Ω

$X_{\dot{U}N}$ *Reaktanz* des übergeordneten Netzes, in Ω

$X_{\dot{U}NV}$ transformierte *Reaktanz* des übergeordneten Netzes, in Ω

$U_{\dot{U}N}$ verkettete Spannung mit der das übergeordnete Netz betrieben wird, in kV

U_V verkettete Spannung am *Verknüpfungspunkt V*, in kV

Hinweis: Im Hoch- und Höchstspannungsnetz kann $R_{\dot{U}N}$ vernachlässigt werden (vgl. Abschnitt 3.2.1).

Anmerkung: In Gleichung (3-14/3-15) steht übergeordnetes Netz nicht immer für die unmittelbar vorgelagerte Spannungsebene sondern für die Spannungsebene von der aus die Transformation durchgeführt wird.

- die transformierten Impedanzkomponenten eines Transformators T, bezogen auf den *Verknüpfungspunkt V*:

$$R_{TV} = R_T \left(\frac{U_V}{U_T} \right)^2 \quad (3-16)$$

$$X_{TV} = X_T \left(\frac{U_V}{U_T} \right)^2 \quad (3-17)$$

R_T Resistanz des Transformators bezogen auf die Unterspannungsseite, in Ω

R_{TV} transformierte Resistanz des Transformators, in Ω

X_T *Reaktanz* des Transformators bezogen auf die Unterspannungsseite, in Ω

X_{TV} transformierte *Reaktanz* des Transformators, in Ω

U_T verkettete Spannung, mit der das Netz auf der Unterspannungsseite des Transformators betrieben wird, in kV

U_V verkettete Spannung am *Verknüpfungspunkt V*, in kV

- die transformierten Impedanzkomponenten einer Leitung L, bezogen auf den *Verknüpfungspunkt V*:

$$R_{L\,V} = R_L \left(\frac{U_V}{U_L} \right)^2 \quad (3-18)$$

$$X_{L\,V} = X_L \left(\frac{U_V}{U_L} \right)^2 \quad (3-19)$$

$R_{L\,V}$ transformierte Resistanz der Leitung, in Ω

R_L Resistanz der Leitung, in Ω

$X_{L\,V}$ transformierte *Reaktanz* der Leitung, in Ω

X_L *Reaktanz* der Leitung, in Ω

U_L verkettete Spannung, mit der das Netz, welchem die Leitung zugeordnet ist, betrieben wird, in kV

U_V verkettete Spannung am *Verknüpfungspunkt V*, in kV

Die resultierende Netzimpedanz $Z_{k\,V}$ ist die Summe aller transformierten Teilimpedanzen $m=1 \div M$:

$$R_{k\,V} = \sum_{m=1}^M R_{m\,V} \quad (3-20)$$

$$X_{k\,V} = \sum_{m=1}^M X_{m\,V} \quad (3-21)$$

$$Z_{k\,V} = \sqrt{R_{k\,V}^2 + X_{k\,V}^2} \quad (3-22)$$

$$\psi_{k\,V} = \arctan \frac{X_{k\,V}}{R_{k\,V}} \quad (3-23)$$

$$Z_{k\,V} = R_{k\,V} + jX_{k\,V} = Z_{k\,V} \cdot e^{j\psi_{k\,V}} = Z_{k\,V} \cdot \cos \psi_{k\,V} + jZ_{k\,V} \cdot \sin \psi_{k\,V} \quad (3-24)$$

$R_{k\,V}$ resultierende Netzresistenz am *Verknüpfungspunkt*, in Ω

$X_{k\,V}$ resultierende Netzreaktanz am *Verknüpfungspunkt*, in Ω

$Z_{k\,V}$ resultierende Netzimpedanz am *Verknüpfungspunkt*, in Ω

$\psi_{k\,V}$ resultierender Netzimpedanzwinkel am *Verknüpfungspunkt*

3.4 Bezugsimpedanz

Für die Beurteilung der Störemission von Niederspannungsgeräten bis 16 A [1], [2], die auf Grund einer Herstellererklärung oder Typprüfung zugelassen werden, wird folgende Bezugs- bzw. Referenzimpedanz Z_{ref} für das Niederspannungsnetz verwendet:

$$R_{Au} = 0,24 \, \Omega \quad X_{Au} = 0,15 \, \Omega \quad (\text{für Außenleiter})$$

$$R_{Ne} = 0,16 \, \Omega \quad X_{Ne} = 0,10 \, \Omega \quad (\text{für Neutraleiter})$$

Anschluss Außenleiter – Neutralleiter:

$$\underline{Z}_{1\text{ k ref}} = (R_{\text{Au}} + R_{\text{Ne}}) + j(X_{\text{Au}} + X_{\text{Ne}}) = 0,4 + j0,25 = 0,47 \cdot e^{j32^\circ} \Omega$$

Anschluss an drei Außenleiter:

$$\underline{Z}_{3\text{ k ref}} = R_{\text{Au}} + jX_{\text{Au}} = 0,24 + j0,15 = 0,28 \cdot e^{j32^\circ} \Omega$$

3-polige Kurzschlussleistung des Niederspannungsersatznetzes für Geräte bis 16 A:

$$S_{3\text{ k ref}} = \frac{U_n^2}{Z_{3\text{ k ref}}} = \frac{(400)^2}{0,28\Omega} \approx 570\text{ kVA}$$

Für die Beurteilung der Störemission von Niederspannungsgeräten bis 75 A [3], die auf Grund einer Herstellererklärung oder Typprüfung zum Anschluss an das öffentliche Niederspannungsnetz mit einer Dauerstrombelastbarkeit von 100 A zugelassen werden, wird eine festgelegte Prüfimpedanz Z_{test} – an welcher die Emissionsgrenzwerte nach [3] eingehalten werden müssen – verwendet:

Anschluss Außenleiter - Neutralleiter:

$$\underline{Z}_{1\text{ k test}} = 0,25 + j0,25 = 0,35 \cdot e^{j45^\circ} \Omega$$

Anschluss an drei Außenleiter:

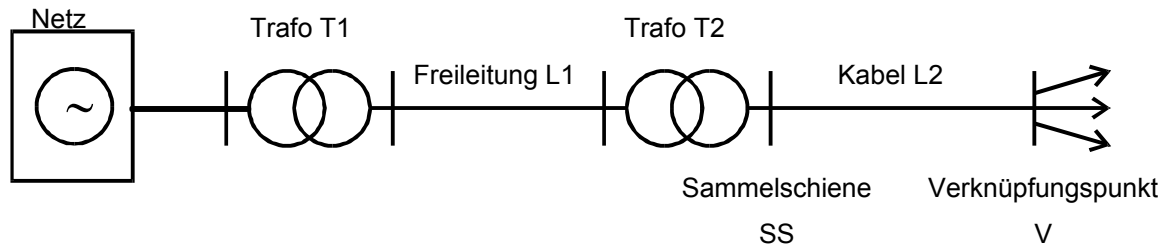
$$\underline{Z}_{3\text{ k test}} = 0,15\Omega + j0,15\Omega = 0,21 \cdot e^{j45^\circ} \Omega$$

3-polige Kurzschlussleistung des Niederspannungs-Ersatznetzes für Geräte bis 75 A:

$$S_{3\text{ k test}} = \frac{U_n^2}{Z_{3\text{ k ref}}} = \frac{(400\text{ V})^2}{0,21\Omega} \approx 760\text{ kVA}$$

3.5 Beispiel zur Ermittlung der Kurzschlussleistung

Netzkonfiguration:



110-kV-Netz	Trafo T1	Freileitung L1	Trafo T2	Kabel L2
$S_{k\dot{U}N} = 600 \text{ MVA}$	110/20 kV	20 kV	20/0,4 kV	0,4 kV
	$S_{rT1} = 20 \text{ MVA}$	$l_1 = 6 \text{ km}$	$S_{rT2} = 630 \text{ kVA}$	$l_2 = 0,2 \text{ km}$
	$P_{k1} = 0,100 \text{ MW}$	$R'_{L1} = 0,7 \Omega/\text{km}$	$P_{k2} = 9 \text{ kW}$	$R'_{L2} = 0,3 \Omega/\text{km}$
	$u_{kT1} = 12 \%$	$X'_{L1} = 0,4 \Omega/\text{km}$	$u_{kT2} = 6 \%$	$X'_{L2} = 0,1 \Omega/\text{km}$

- Spannung U_V am *Verknüpfungspunkt*: 0,4 kV
- Rechnung mit dem Verhältnis der Nennspannungen

Gesucht: S_{kV} , Z_{kV}

Netzimpedanz:

$$X_{\dot{U}N} = \frac{U_{\dot{U}N}^2}{S_{k\dot{U}N}} = \frac{(110 \text{ kV})^2}{600 \text{ MVA}} = 20,16 \Omega \quad (\text{bezogen auf } 110 \text{ kV})$$

$$X_{\dot{U}NV} = X_{\dot{U}N} \cdot \left(\frac{U_V}{U_{\dot{U}N}} \right)^2 = 20,16 \cdot \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{110 \text{ kV}} \right)^2 = 0,27 \text{ m}\Omega \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

Transformator T1:

$$U_{T1} = 20 \text{ kV}$$

$$u_{rT1} = \frac{P_{k1} \cdot 100}{S_{rT1}} = \frac{0,1 \text{ MVA}}{20 \text{ MVA}} \cdot 100 = 0,5 \%$$

$$u_{xT1} = \sqrt{u_{kT1}^2 - u_{rT1}^2} = \sqrt{12^2 - 0,5^2} = 11,99 \%$$

$$R_{T1} = \frac{u_{rT1}}{100} \cdot \frac{U_{rT1}^2}{S_{rT1}} = \frac{0,5}{100} \cdot \frac{(20 \text{ kV})^2}{20 \text{ MVA}} = 0,1 \Omega \quad (\text{bezogen auf } 20 \text{ kV})$$

$$R_{T1V} = R_{T1} \cdot \left(\frac{U_V}{U_{T1}} \right)^2 = 0,1 \Omega \cdot \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 = 0,04 \text{ m}\Omega \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

$$X_{T1} = \frac{u_{xT1}}{100} \cdot \frac{U_{rT1}^2}{S_{rT1}} = \frac{11,99}{100} \cdot \frac{(20 \text{ kV})^2}{20 \text{ MVA}} = 2,40 \Omega \quad (\text{bezogen auf } 20 \text{ kV})$$

$$X_{T1V} = X_{T1} \cdot \left(\frac{U_V}{U_{T1}} \right)^2 = 2,40 \Omega \cdot \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 = 0,96 \text{ m}\Omega \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

Transformator T2:

$$U_{T2} = 0,4 \text{ kV}$$

$$u_{rT2} = \frac{P_{k2} \cdot 100}{S_{rT2}} = \frac{9 \text{ kW}}{630 \text{ kVA}} \cdot 100 = 1,43 \%$$

$$u_{xT2} = \sqrt{u_{kT2}^2 - u_{rT2}^2} = \sqrt{6^2 - 1,43^2} = 5,83 \%$$

$$R_{T2} = \frac{u_{rT2}}{100} \cdot \frac{U_{rT2}^2}{S_{rT2}} = \frac{1,43}{100} \cdot \frac{(0,4 \text{ kV})^2}{0,63 \text{ MVA}} = 3,63 \text{ m}\Omega = R_{T2V} \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

$$X_{T2} = \frac{u_{x2}}{100} \cdot \frac{U_{rT2}^2}{S_{rT2}} = \frac{5,83}{100} \cdot \frac{(0,4 \text{ kV})^2}{0,63 \text{ MVA}} = 14,8 \text{ m}\Omega = X_{T2V} \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

Freileitung L1:

$$U_{L1} = 20 \text{ kV}$$

$$R_{L1} = R'_{L1} \cdot \ell_1 = 0,7 \Omega/\text{km} \cdot 6 \text{ km} = 4,2 \Omega$$

$$R_{L1V} = R_{L1} \cdot \left(\frac{U_V}{U_{L1}} \right)^2 = 4,2 \Omega \cdot \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 = 1,68 \text{ m}\Omega \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

$$X_{L1} = X'_{L1} \cdot \ell_1 = 0,4 \Omega/\text{km} \cdot 6 \text{ km} = 2,4 \Omega$$

$$X_{L1V} = X_{L1} \cdot \left(\frac{U_V}{U_{L1}} \right)^2 = 2,4 \Omega \cdot \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 = 0,96 \text{ m}\Omega \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

Kabel L2:

$$R_{L2} = R'_{L2} \cdot \ell_2 = 0,3 \Omega/\text{km} \cdot 0,2 \text{ km} = 60 \text{ m}\Omega = R_{L2V} \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

$$X_{L2} = X'_{L2} \cdot \ell_2 = 0,1 \Omega/\text{km} \cdot 0,2 \text{ km} = 20 \text{ m}\Omega = X_{L2V} \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

Impedanz am Verknüpfungspunkt V:

$$R_{kV} = R_{T1V} + R_{T2V} + R_{L1V} + R_{L2V} = (0,04 + 3,63 + 1,68 + 60) = 65,35 \text{ m}\Omega$$

$$X_{kV} = X_{ÜNV} + X_{T1V} + X_{T2V} + X_{L1V} + X_{L2V} = (0,27 + 0,96 + 14,8 + 0,96 + 20) = 36,99 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{kV} = \sqrt{R_{kV}^2 + X_{kV}^2} = \sqrt{(65,36 \text{ m}\Omega)^2 + (36,99 \text{ m}\Omega)^2} = 75,1 \text{ m}\Omega$$

$$\psi_{kV} = \arctan \frac{X_{kV}}{R_{kV}} = 29,5^\circ$$

Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V:

$$S_{kV} = \frac{U_V^2}{Z_{kV}} = \frac{(400 \text{ V})^2}{75,1 \cdot 10^{-3} \Omega} = 2,13 \cdot 10^6 = 2,13 \text{ MVA}$$

Festzustellen ist, dass die resultierende Netzimpedanz im Niederspannungsnetz hauptsächlich von den Impedanzen des Netztransformators und der Niederspannungsleitung bestimmt wird.

Kurzschlussleistung an der Niederspannungssammelschiene S_{kSS} :

$$\underline{Z}_{kSS} = R_{kSS} + jX_{kSS}$$

$$R_{kSS} = R_{T1V} + R_{T2V} + R_{L1V} = 5,35 \text{ m}\Omega$$

$$X_{kSS} = X_{HSV} + X_{T1V} + X_{T2V} + X_{L1V} = 16,99 \text{ m}\Omega$$

$$\underline{Z}_{kSS} = 5,35 + j16,99 = 17,81 \cdot e^{j72,5^\circ} \text{ m}\Omega$$

$$S_{kSS} = \frac{U_V^2}{Z_{kSS}} = \frac{(400 \text{ V})^2}{17,81 \cdot 10^{-3} \Omega} = 8,98 \text{ MVA}$$

$$\frac{S_{kSS}}{S_{kV}} = \frac{8,98 \text{ MVA}}{2,13 \text{ MVA}} = 4,22$$

Wird der *Verknüpfungspunkt V* an die Sammelschiene verlegt, so erhöht sich die Kurzschlussleistung um das 4,22fache, und der Netzimpedanzwinkel ändert sich von $\psi_{kV} = 29,5^\circ$ auf $72,5^\circ$.

4 Spannungsänderungen, Flicker und Unsymmetrien

4.1 Allgemeines

Jede *Laständerung* bewirkt eine Stromänderung in der Netzanspeisung und in der Folge eine *Spannungsänderung* ΔU am *Verknüpfungspunkt V*.

Spannungsänderungen können verursacht werden durch:

- Zuschalten von größeren Lasten, z.B. Motoren, Transformatoren, Kondensatoren
- Motoren in Lastwechselbetrieb (Gattersägen, Steinbrecher, Aufzüge...)
- Schweißmaschinen
- Gesteuerte Lasten (Schwingungspaketsteuerung, Thermostatsteuerung usw.)
- Lichtbogenöfen
- Variable Einspeiser (z.B. Windenergieanlagen – WEA)

Spannungsänderungen müssen begrenzt werden, damit nicht

- durch einzelne tiefe *Spannungseinbrüche* (z.B. Einschalten von Motoren) Geräte ausfallen oder
- durch wiederholte *Spannungsänderungen* (z.B. Sägegatter) störender *Flicker* auftritt.

4.2 Relative Spannungsänderung und Flicker

4.2.1 Spannungsänderung durch symmetrische Laständerung

Die auf die Spannung U_V am *Verknüpfungspunkt V* bezogene *Spannungsänderung* ΔU wird als „*relative Spannungsänderung*“ d bezeichnet. Die *Spannungsänderung* ΔU ist als Differenz aufeinanderfolgender 10-ms-RMS-Werte (Effektivwert) zu messen.

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

$$d = \frac{\Delta U}{U_V} \approx \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi) = \frac{\Delta P_A}{S_{kV}} \cdot \cos \psi + \frac{\Delta Q_A}{S_{kV}} \cdot \sin \psi \quad (4-1)$$

$$\psi = \arctan \frac{X_V}{R_V} \quad (4-2)$$

d relative Spannungsänderung, in p.u.

ΔU Spannungsänderung, in V

U_V verkettete Spannung am Verknüpfungspunkt, in V

ΔS_A Laständerung (Scheinleistungsänderung), in VA

S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt, in VA

ψ Netzimpedanzwinkel

φ Winkel der Laständerung

ΔP_A Wirkleistungsänderung, in W

ΔQ_A Blindleistungsänderung, in var

X_V Netzreaktanz am Verknüpfungspunkt, in Ω

R_V Netzresistanz am Verknüpfungspunkt, in Ω

Anmerkung: φ ist die Differenz der Winkeländerung zwischen Strom und Spannung zum Zeitpunkt vor der Laständerung gegenüber dem Zeitpunkt nach der Laständerung (quasi-stationär). Zu unterscheiden ist z.B. die Änderung im Motoranlauf (Anzug) und bei Lastungsänderung – siehe Beispiel in Abschnitt 4.6.2.

Bei ohmsch-induktiver Laständerung ist φ positiv und bei ohmsch-kapazitiver Laständerung ist φ negativ einzusetzen (Verbraucherzählpeilsystem).

Anmerkung: Bei ohmsch-kapazitiver Last ist ΔQ_A negativ einzusetzen (Verbraucherzählpeilsystem).

Anmerkung: Der Ausdruck „ $\cos(\psi - \varphi)$ “ wird in den nachfolgenden Erläuterungen verkürzt als „cos-Ausdruck“ bezeichnet. Bei unbekanntem Winkel der Laständerung ist der „cos-Ausdruck“ gleich 1 zu setzen.

4.2.2 Spannungsänderung durch unsymmetrische Laständerung (einphasige Lasten)

Zu unterscheiden ist der Anschluss zwischen zwei Außenleitern und der Anschluss zwischen Außenleiter und Neutralleiter. Die größte *relative Spannungsänderung* d beträgt abhängig von der Art der Lastanschaltung:

a) Last zwischen Außenleiter und Außenleiter

$$d_{1,2} = \sqrt{3} \cdot \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi \pm 30^\circ) \quad (4-3)$$

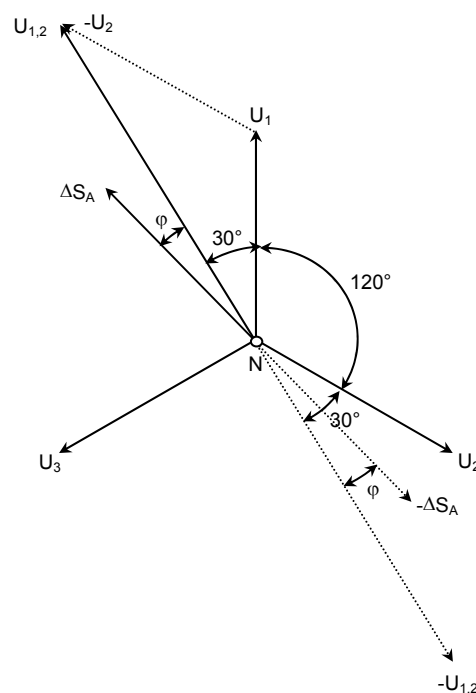
$d_{1,2}$ relative Spannungsänderung bezogen auf zwei Phasenspannungen, in p.u.

ΔS_A Laständerung (Scheinleistungsänderung), in VA

S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt, in VA

ψ Netzimpedanzwinkel

φ Winkel der Laständerung



Anmerkung: Gleichung (4-3) wird beispielhaft anhand einer Last zwischen den Außenleitern L_1 und L_2 (lt. Skizze) erklärt. Die relative Spannungsänderung bezieht sich dabei auf die Phasenspannung U_1 und U_2 . Der Außenleiter L_3 , hier ohne Laständerung, ist bei angeschlossenem Neutraleiter N nicht betroffen.

Anmerkung: Der Ausdruck „ $\cos(\psi - \varphi)$ “ wird in den nachfolgenden Erläuterungen verkürzt als „cos-Ausdruck“ bezeichnet. Bei unbekanntem Winkel der Laständerung ist der „cos-Ausdruck“ gleich 1 zu setzen.

b) Last zwischen Außenleiter und Neutralleiter

$$d \approx 6 \cdot \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi) \quad (4-4)$$

Annahme: $Z_{\text{Außenleiter}} = Z_{\text{Neutralleiter}}$

d..... relative Spannungsänderung, in p.u.

 ΔS_A Laständerung (Scheinleistungsänderung), in VA S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt, in VA ψ Netzimpedanzwinkel φ Winkel der Laständerung

Anmerkung: Bei unbekanntem Winkel der Laständerung ist der "cos-Ausdruck" gleich 1 zu setzen.

4.2.3 Ermittlung der Laständerung in speziellen Fällen

Motoranlauf

$$I_a = (3 \div 8) \cdot I_r \quad (4-5)$$

$\cos \varphi_a = 0,2 \div 0,6$ im Anlauf

$$\Delta S_A = \sqrt{3} \cdot I_a \cdot U_r \quad (4-6)$$

 I_a Anlaufstrom, in A I_r Bemessungsstrom des Motors, in A U_r Bemessungsspannung des Motors, in V ΔS_A Scheinleistungsänderung (Laständerung), in VA

Bei größeren *relativen Spannungsänderungen* ist unter Umständen zu berücksichtigen, dass die Größe der Laständerungen abgemindert wird. Bei Stern-Dreieck-Hochlauf ist auch die *Laständerung* ΔS_A bei der Umschaltung auf Dreieck zu berücksichtigen. Beim Anlauf mit Anlaufhilfen ist der tatsächliche, reduzierte *Anlaufstrom* einzusetzen.

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

Schweißmaschinen

Die Laständerung ΔS_A wird entweder aus der Nennleistung bei 50 % Einschaltdauer oder aus der *Kurzschlussleistung* der Widerstandsschweißmaschine ermittelt.

$$\Delta S_A = (3 \div 5) \cdot S_{50\%ED} \quad (4-7)$$

bzw.

$$\Delta S_A = 0,8 \cdot S_{kM} \quad (4-8)$$

ΔS_A Scheinleistungsänderung (Laständerung), in VA

$S_{50\%ED}$ Nennleistung bei 50 % Einschaltdauer, in VA

S_{kM} Kurzschlussleistung der Widerstandsschweißmaschine, in VA

Zuschaltung von Kondensatoren und Induktivitäten

Die im Schalt Augenblick auftretenden Ströme können die stationären Betriebsströme um ein Vielfaches überschreiten.

Zuschaltung von leerlaufenden Transformatoren

Aufgrund des Rush-Effektes können hohe Einschaltströme auftreten (bis zum mehrfachen Nennstrom).

4.2.4 Ermittlung der Flickeremission

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

Die Störemission eines Einzelgerätes oder einer Anlage des Netzbenutzers ist die **Spannungsänderung** d_i bzw. die Kurzzeit-Flickerstärke $P_{st,i}$, die allein durch den Betrieb dieses Gerätes (d.h. durch seine Laständerung) am **Verknüpfungspunkt V** verursacht wird.

Überlagerungsgesetz für mehrere (m) nichtsynchrone Flickerstörquellen

$$P_{st} = \sqrt[3]{P_{st1}^3 + P_{st2}^3 + P_{st3}^3 + \dots + P_{stm}^3} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^m P_{sti}^3} \quad (4-9)$$

P_{st} Kurzzeit-Flickerstärke, in p.u.

i Laufindex (bis m) für Einzelgeräte bzw. Anlagen

Flickerausbreitung

In strahlenförmigen Netzen verringert sich die Flickerstärke vom Ort der verursachenden Anlage (*Verknüpfungspunkt*) in Richtung Netzeinspeisung im Verhältnis der Kurzschlussleistung S_{kV} am *Verknüpfungspunkt* zur Kurzschlussleistung S_{kX} am betrachteten Netzpunkt X (gleicher „cos-Ausdruck“ vorausgesetzt).

$$P_{st iX} = \frac{S_{kV}}{S_{kX}} P_{st iV} \quad (4-10)$$

P_{st} Kurzzeit-Flickerstärke am betrachteten Netzpunkt X oder Verknüpfungspunkt V, in p.u.

S_{kV} Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V, in VA

S_{kX} Kurzschlussleistung am betrachteten Netzpunkt X, in VA

i..... Laufindex für Einzelgeräte bzw. Anlage des Netzbenutzers

Berechnung der Flickerstärke

Die Flickerstärke ist die Messgröße für den Flicker, welche die Intensität der Flickerstörwirkung, festgelegt und beurteilt durch das UIE-IEC-Flickermessverfahren [8], mit Hilfe der folgenden Größen beschreibt.

- **Kurzzeit-Flickerstärke P_{st}** , gemessen über ein Zeitfenster von zehn Minuten.

Hinweis: Der Flickerwert P_{st} ist für die Produktnormung ausschlaggebend.

- **Langzeit-Flickerstärke P_{lt}** , berechnet aus einer Folge von 12 P_{st} – Werten ($n = 12$) über ein 2-Stundenintervall nach der nachfolgenden Gleichung:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{st n}^3}{12}} \quad (4-11)$$

n..... Laufindex der 10-Minuten-Werte innerhalb des 2-Stunden-Intervalls

Die Langzeit-Flickerstärke P_{lt} am Verknüpfungspunkt wird aus mehreren aufeinanderfolgenden (n) P_{st} -Werten gebildet [5], [11].

Anmerkung: P_{lt} ist der für die Spannungsqualität wesentliche Flickerwert.

Allgemein ist für Niederspannungsgeräte die Ermittlung des P_{lt} -Wertes für alle Geräte und Einrichtungen (mit einem Bemessungsstrom ≤ 16 A je Leiter) mit einer üblichen, ununterbrochenen Benutzungsdauer von mehr als 30 min erforderlich [2].

Wenn beispielsweise ein Gerät eine Betriebsperiode von 45 min hat, dann sind während einer Gesamtbeobachtungszeit von 50 min fünf aufeinanderfolgende P_{st} -Werte zu messen und die verbleibenden 7 P_{st} -Werte der zweistündigen Beobachtungszeit sind mit Null anzunehmen [2].

Bei regelmäßig wiederkehrenden rechteckförmigen *Spannungsänderungen* kann mit Hilfe der Flickergrenzkurve ($P_{st} = 1$) (**Bild 4-1**) die *Flickerstärke* eines Einzelgerätes oder einer *Anlage des Netzbenutzers* wie folgt ermittelt werden:

Kurzzeitflickerstärke bei einem bestimmten r_i :

$$P_{sti} = \frac{d_i}{d_{ref}} \cdot P_{ref} \quad (4-12)$$

Langzeitflickerstärke:

$$P_{lti} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{st in}^3}{12}} \quad (4-13)$$

d_{ref} relative Spannungsänderung gemäß Flickergrenzkurve ($P_{ref} = 1$), in %

i Laufindex für Einzelgeräte bzw. Anlagen des Netzbenutzers

n Laufindex der 10-Minuten-Werte innerhalb des 2-Stunden-Intervalls

4.3 Beurteilung

Geräte, die nach [3] (Geräte und Einrichtungen mit einem Bemessungsstrom ≤ 75 A, die einer Sonderanschlussbedingung unterliegen) geprüft sind, halten die in der Norm festgelegten *Grenzwerte* für *Spannungsänderungen*, *Spannungsschwankungen* und *Flicker* ein, wenn am Verknüpfungspunkt der *Anlage des Netzbenutzers* die vom Hersteller festgelegten Netzbedingungen erfüllt sind (Dauerstrombelastbarkeit des *Netzes* von ≥ 100 A je Außenleiter (Nennspannung 400/230 V) bzw. Netzimpedanz unter der jeweils maximal zulässigen Netzimpedanz Z_{max}). Diese Norm zur *Elektromagnetischen Verträglichkeit* (EMV) legt Grenzwerte für die *Spannungsänderungen* fest, die von Geräten und Einrichtungen erzeugt werden, die unter festgelegten Bedingungen geprüft werden.

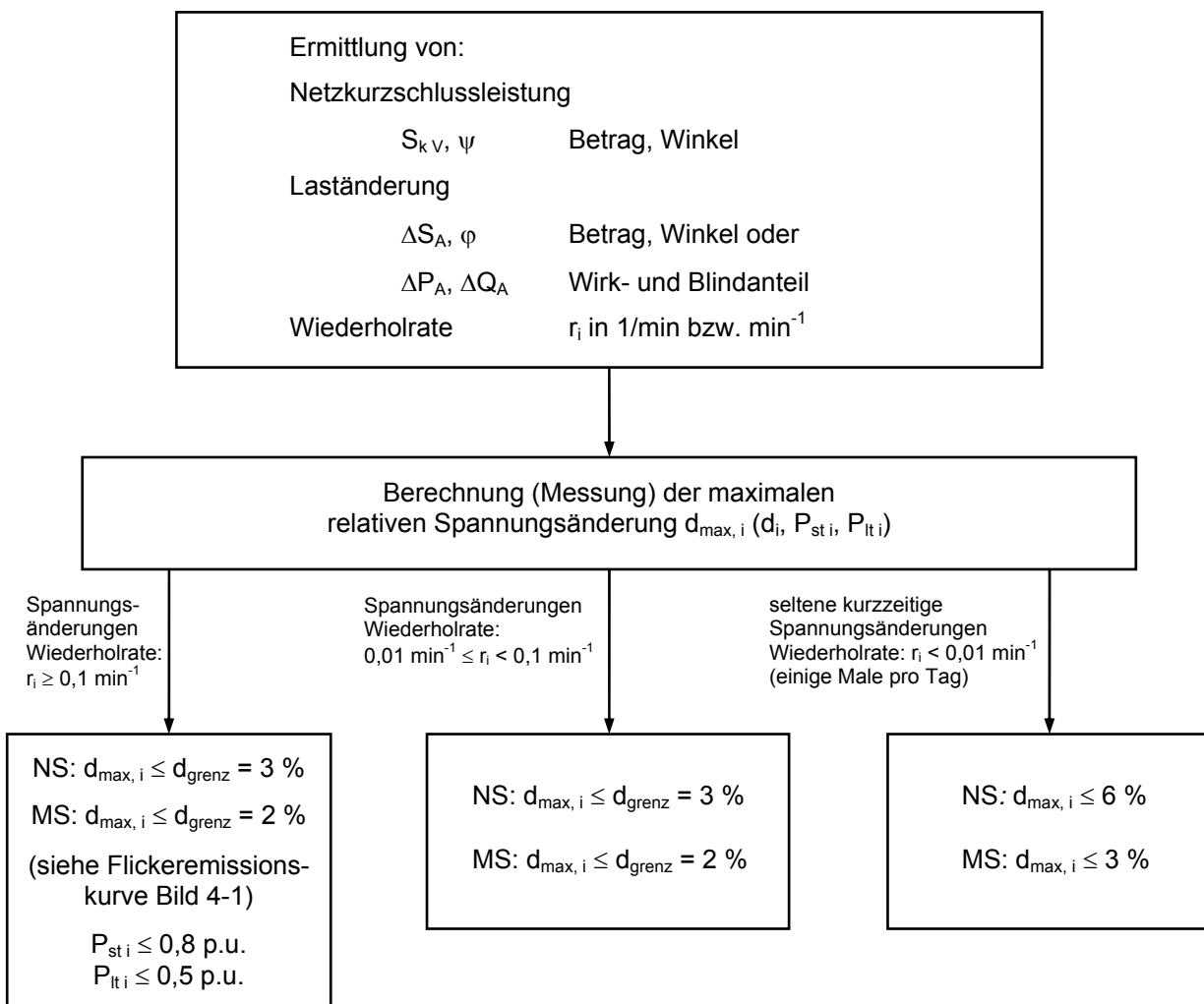
Anmerkung: Das Einhalten der nachfolgenden Netzbedingungen (entsprechend den geltenden Normen) allein genügt im Allgemeinen jedoch nicht dafür, den Anschluss in allen Fällen als zulässig zu beurteilen. Die Zustimmung durch den Netzbetreiber hängt zusätzlich auch von einer Beurteilung der im Netz bereits vorhandenen Störgrößen und der gegebenen Lastbedingungen im Netz ab. Für diese vorhandenen Störgrößen bzw. gegebenen Lastbedingungen wird seitens des Netzbetreibers der Nachweis erbracht.

Die Herstellerangaben (Geräteangaben) erleichtern zwar die Beurteilung der Anschließbarkeit, machen eine solche aber nicht entbehrlich.

Spannungsänderungen sind sowohl nach ihrer Höhe als auch nach ihrer Flickerwirksamkeit gemäß Beurteilungsschema **Pkt. 4.3.1** zu beurteilen. Die Beurteilung erfolgt für regelmäßige rechteckförmige *Spannungsänderungen* nach der Emissionsgrenzkurve – Flickergrenzkurve **Bild 4-1**.

Eine vereinfachte Beurteilung kann auch nach **Tabelle 4-1** erfolgen. Werden die dort angegebenen Richtwerte für das Verhältnis S_{kV} / S_r (bei Leistungsangaben wird zwischen kVA und kW nicht unterschieden) eingehalten, sind keine störenden *Spannungsänderungen* zu erwarten. Zur genaueren Beurteilung ist nach folgendem Schema vorzugehen.

4.3.1 Beurteilungsschema für eine Anlage des Netzbenutzers am Verknüpfungspunkt



Unter normalen Betriebsbedingungen darf die *Langzeit-Flickerstärke* an der *Übergabestelle* aufgrund von *Spannungsänderungen* den Wert von $P_{lt} = 1$ während 95 % eines beliebigen Wochenzeitraums nicht überschreiten [5].

Die (*Netz*-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt S_{kV} wird nach **Kap. 3** berechnet. Zur Ermittlung der *relativen Spannungsänderung* ist zusätzlich die Kenntnis der *Laständerung* in Form der Scheinleistungsänderung ΔS_A der Anlage oder des zu beurteilenden Gerätes erforderlich.

Die Wiederholrate r_i ist bei der Beurteilung der *Spannungsänderung* zu berücksichtigen. Die maximale *Spannungsänderung* $d_{max,i}$ durch den Betrieb einer Anlage errechnet sich aus jener Belastungsänderung, die den größten Spannungssprung bzw. den größten Flickerpegel bewirkt.

Es ist dabei jener Außenleiter auszuwählen, in dem die größten *Spannungsänderungen* auftreten. Nicht flickerwirksame transiente *Spannungsänderungen* sind für die Ermittlung von $d_{\max,i}$ nicht zu berücksichtigen.

Die Störemission einer Einzelanlage ist die *Spannungsänderung* d_i bzw. die Flickerstärke $P_{st,i}$, die allein durch die *Laständerung* dieser Anlage (bei sonst störfreiem Netz) am Verknüpfungspunkt verursacht wird.

Der Flickerpegel P_{st} im Netz bzw. der resultierende Spannungsänderungsverlauf $d(t)$ ist das Ergebnis der Summenwirkung aller Anlagen im *Netz* und ist dementsprechend stets höher.

Bei Beurteilung von bereits vorhandenen Anlagen sind sowohl die maximalen Werte von d_i als auch von $P_{st,i}$ und $P_{lt,i}$ durch Messung zu ermitteln. Insbesondere bei stochastischen *Spannungsänderungen* unregelmäßiger Höhe und Form kann eine sichere Beurteilung nur durch Messung erfolgen.

Auf *Spannungsänderungen*, die nur einige Male am Tag auftreten (z.B. Zuschalten großer Lasten in der *Anlage des Netzbenutzers*), sind die Kurzzeitflickergrenzwerte nicht anzuwenden.

Beurteilung nach der Emissionsgrenzkurve

Die Emissionsgrenzkurven, auch Flickergrenzkurven bezeichnet, (Bild 4-1) zeigen bei geringen Wiederholraten r (z.B. $r < 0,1 \text{ min}^{-1}$... 1 Änderung in 10 Minuten) einen horizontalen Kurvenverlauf, der die Amplitude der *Spannungsänderungen* auf folgende maximal zulässige Werte begrenzt:

$$\text{NS: } d_{\max,i} \leq d_{\text{grenz}} = 3 \%$$

$$\text{MS: } d_{\max,i} \leq d_{\text{grenz}} = 2 \%$$

Diese Begrenzung ist nicht wegen der Flickerwirkung, sondern wegen der Einhaltung des Spannungsniveaus erforderlich.

Für eine selten auftretende kurzzeitige *Spannungsänderung* (z.B. seltener Anlaufvorgang nicht häufiger als einige Male pro Tag, Wiederholrate $r_i < 0,01 \text{ min}^{-1}$) kann im Ausnahmefall ein höherer Wert zugelassen werden:

$$\text{NS: } d_{\max,i} \leq 6 \%$$

$$\text{MS: } d_{\max,i} \leq 3 \%$$

Im NS-Netz erfolgt bei Wiederholraten ab $r_i > 0,33$ (1 Änderung in 3 Minuten) bzw. im MS-Netz ab $r_i > 1,2$ (ca. 1 Änderung in 50 Sekunden) mit Rücksicht auf die Kurzzeitflickerwirkung eine frequenzabhängige Begrenzung der regelmäßigen rechteckförmigen Spannungsänderungsamplituden. Rampenförmige Spannungsänderungsverläufe verursachen geringere Flickeremissionen.

Für Werte unter diesen Wiederholraten r gelten die jeweiligen Spannungsgrenzen – siehe **Pkt. 4.3.1** Beurteilungsschema für eine *Anlage des Netzbenutzers am Verknüpfungspunkt*.

In diesem Zusammenhang wird auf die unterschiedlichen Betrachtungszeiten für die Flickerbewertungen hingewiesen. Die Betrachtungszeit wird unterteilt in Kurzzeitintervalle („st“ ... short term), die mit 10 Minuten festgelegt und Langzeitintervalle („lt“ ... long term), welche mit 2 Stunden festgelegt sind. Diese Unterscheidungen sind auch bei der Emissionsgrenzkurve (Bild 4-1) zu berücksichtigen. Die Beobachtungszeit muss insbesondere den Teil der gesamten Betriebsdauer enthalten, in welcher die ungünstigste Folge von *Spannungsänderungen* erzeugt wird [2].

Die Störimpfindlichkeitsgrenze des menschlichen Auges betreffend eine Wahrnehmung von Lichtschwankungen wird durch den Verträglichkeitspegel $P_{st} = 1$ p.u. ($P_{ref} = 1$ p.u.) beschrieben. Dieser soll auch beim Zusammenwirken sämtlicher Störer im Netz nicht überschritten werden. Dementsprechend ist die Emission einzelner Anlagen der Netzbenutzer auf niedrigere Werte zu begrenzen.

Höhere Werte für einzelne Anlagen können nur in Ausnahmefällen gestattet werden, wenn sichergestellt ist, dass der Gesamtflickerpegel ($P_{st} = 1$) im Niederspannungsnetz nicht überschritten wird.

Unter der Berücksichtigung des Beurteilungsschemas (**Pkt. 4.3.1**) für die Anlage eines einzelnen Netzbenutzers darf die Langzeitflickeremission den Wert von

$$P_{lt\ i} = 0,5$$

und die Kurzzeitflickeremission den Wert

$$P_{st\ i} = 0,8$$

nicht überschreiten.

Bei der Festlegung des Langzeitflickerpegels für die Niederspannung der *Anlage des Netzbenutzers* muss berücksichtigt werden, dass durch die Überlagerung mit anderen *Anlagen der Netzbenutzer* und dem Flickeranteil aus dem übergeordneten Netz, der Summenpegel den *Verträglichkeitspegel* für *Langzeitflicker* $P_{lt} = 0,8$ [9] nicht überschreitet.

Auf *Spannungsänderungen*, die nur einige Male am Tag auftreten (z.B. Zuschalten großer Lasten in der *Anlage des Netzbenutzers*), sind die Flickergrenzwerte nicht anzuwenden bzw. siehe **Pkt. 4.3.1** Beurteilungsschema für *Anlagen von Netzbenutzern am Verknüpfungspunkt V*.
 Betreffend die Beurteilung eines Netzanschlusses siehe TOR Teil C Kapitel 5.2.

<u>Geräte-/Anlagentyp</u>	<u>Beispiel</u>	erforderliches Verhältnis S_{kv} / S_r bei Anschluss an			
		1 ~ 230 V (1 ~ 400 V)		3 ~ 400 V	
<u>Elektrowärme</u>					
mit geringer Schalthäufigkeit	Heizungen, geprüfte Durchlauferhitzer Schweißmaschinen ²⁾	> 120		> 30	
		> 600 (> 400)		> 150 ¹⁾ > 250	
mit großer Schalthäufigkeit	Punktschweißmaschinen ²⁾	> 1000 (> 500)		> 250	
	Kopiergeräte, Laserdrucker, Faxgeräte, Schwingungspaketsteuerung	> 1000			
<u>Lichtanlagen</u>					
handgeschaltet	Hallenbeleuchtung Saalbeleuchtung	> 400		> 100	
ständiger Lichtwechsel	Lichtorgel, Disco	> 1000		> 250	
<u>Motoren³⁾</u>		direkte Einschal- tung	Anlauf- hilfe	direkte Einschal- tung	Anlauf- hilfe
handgeschaltet	tragbare Werkzeuge	> 500	> 250	> 125	> 70
autom. Schaltungen geringer Häufigkeit	Kühlgeräte, Wärmepumpen, Lifte im Wohnbereich	> 600	> 300	> 150	> 75
autom. Schaltungen großer Häufigkeit	Lifte im kommerz. Bereich	> 1000	> 500	> 250	> 125
	Gattersägen Häcksler			> 500 (bis 1500) > 250 (bis 750)	
<ul style="list-style-type: none"> • Geräte und Anlagen mit kombinierter Motoren- und Wärmeanwendung sind wie getrennte Einzelgeräte zu bewerten, sofern diese nicht gleichzeitig geschaltet werden. • Bei Leistungsangaben wird zwischen kVA und kW nicht unterschieden. • Werden die angegebenen Richtwerte für das Verhältnis S_{kv} / S_r eingehalten, sind keine störenden <i>Spannungsänderungen</i> zu erwarten. <p>¹⁾ Gleichstromschweißmaschinen ²⁾ $S_r = 50\%$ Einschaltdauer (ED) – Leistung wie in der Regel am Typenschild angegeben. ³⁾ Motoren mit elektronischer Antriebssteuerung müssen auch nach Kap. 5 <i>Oberschwingungen</i>) beurteilt werden.</p>					

Tabelle 4-1: Vereinfachte Beurteilung von *Spannungsänderungen*

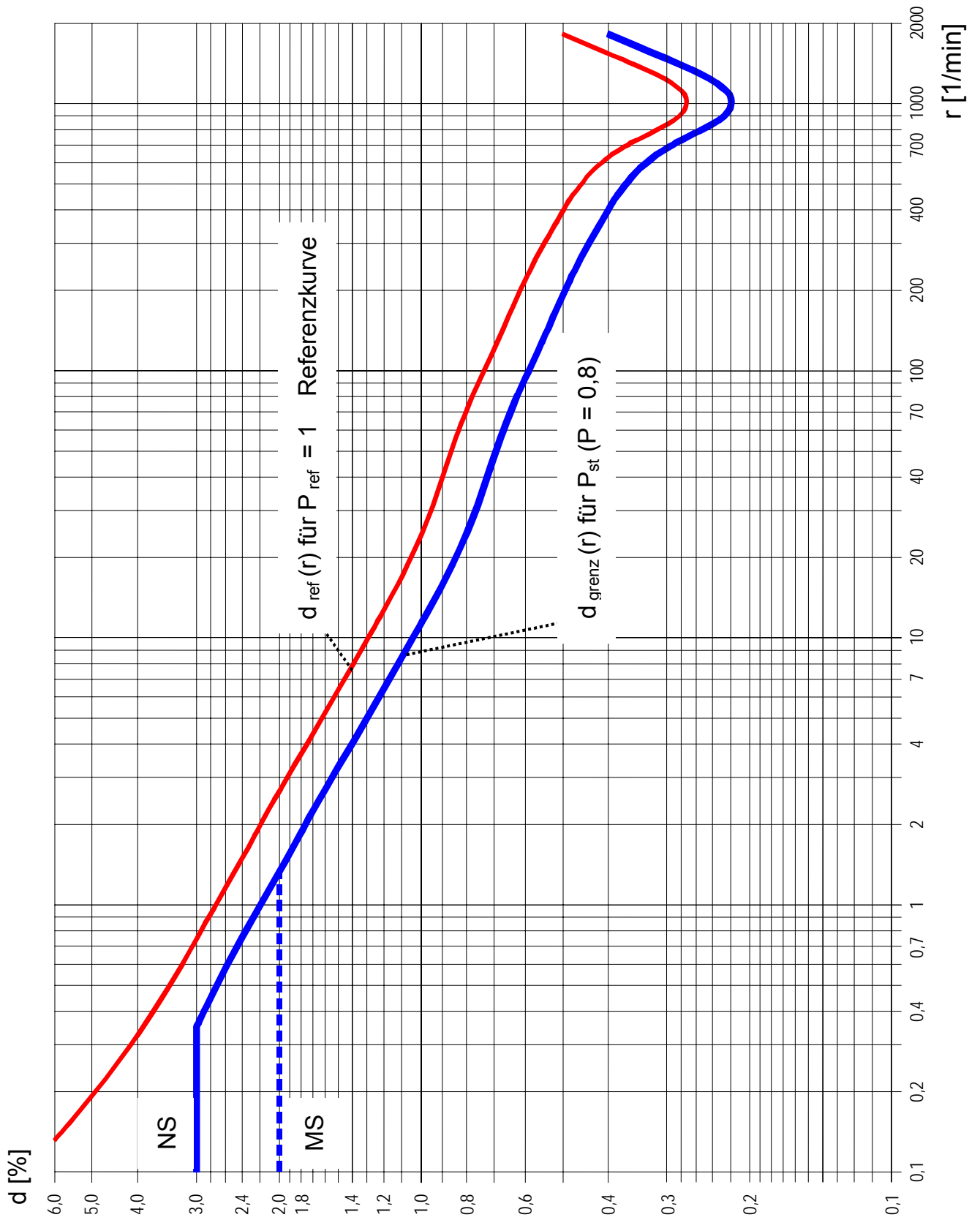


Bild 4-1: Emissionsgrenzkurve – Flickergrenzkurve für regelmäßige rechteckförmige *Spannungsänderungen* $d_{grenz}(r)$

4.4 Spannungsunsymmetrie

4.4.1 Allgemeines

Unsymmetrien entstehen durch ungleichmäßige Belastung der drei Außenleiter des Drehstromsystems. Typische Beispiele von unsymmetrischen Verbrauchern sind Ein- und Zweiphasenlasten, bei denen der Anschluss zwischen Außenleiter und Neutralleiter bzw. zwischen zwei Außenleitern erfolgt.

Manche Industrieanlagen in MS- und HS-Netzen werden als Zweiphasenlasten zwischen zwei Außenleitern angeschlossen – z.B.:

- Netzfrequenz-Induktionsöfen
- Widerstandsschmelzöfen
- Konduktive Erwärmungsanlagen
- Widerstandsöfen für die Elektrodenherstellung
- Lichtbogenerwärmungsanlagen
- Widerstandsschweißmaschinen
- Lichtbogen-Stahlschmelzöfen

Im NS-Netz kommt es durch die Aufteilung der einzelnen Ein- bzw. Zweiphasenlasten zu einer weitgehenden Symmetrierung, außerdem sind einphasige Einzelverbraucher meist leistungsmäßig sehr klein.

4.4.2 Berechnung von Unsymmetrien

Als Kenngröße von Unsymmetrien dient der Unsymmetriegrad k_U der Spannung.

Für Zweiphasenlasten zwischen Außenleiter-Außenleiter und Einphasenlasten zwischen Außenleiter – Neutralleiter gilt näherungsweise:

$$k_U \approx \frac{S_A}{S_{kV}} \quad (4-14)$$

k_U Unsymmetriegrad

S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V, in VA

S_A Anschlussleistung der Ein-/Zweiphasenlast, in VA

4.4.3 Auswirkungen von Unsymmetrien

Unsymmetrien können folgendes bewirken:

- Erhöhung der Strombelastung und der Verluste
Bei gleicher Verbraucherleistung können die Leiterströme den zwei- bis dreifachen Wert, die Verluste in den Zuleitungen den zwei- bis sechsfachen Wert erreichen. Dementsprechend können Leitungen und Transformatoren nur zur Hälfte bzw. zu einem Drittel ihrer Nennleistung belastet werden.
- Verluste in elektrischen Maschinen
Das vom Gegensystem der Ströme aufgebaute Feld läuft gegen die Drehrichtung des Läufers und induziert in diesem Ströme, die zu erhöhter thermischer Belastung führen. Bei Synchronmaschinen darf das Gegensystem der Ströme max. 5 % bis 10 % des Nennstromes betragen, dem entspricht ein Unsymmetriegrad der Spannung von $k_U = 1\%$ bis 2 %.
- Bei Asynchronmaschinen treten ab $k_U = 1\%$ zusätzliche Erwärmungen auf. Höhere Unsymmetrien können zu einer erheblichen Verkürzung der Lebensdauer führen.
- Eine weitere Wirkung der Unsymmetrie sind Rüttelmomente in elektrischen Maschinen, die zu erhöhten mechanischen Beanspruchungen führen.

4.4.4 Zulässige Werte

Der *Verträglichkeitspegel* für den Unsymmetriegrad durch das Zusammenwirken aller Netzverbraucher im stationären Betrieb ist mit

$$k_U \leq 2\%$$

festgelegt.

Für einzelne Verbraucheranlagen ist der resultierende Unsymmetriegrad mit

$$k_{U,i} = 0,7\%$$

begrenzt, wobei zeitlich über 10 Minuten zu mitteln ist.

4.5 Maßnahmen

Störemissionen durch *Spannungsänderungen* können durch folgende Maßnahmen vermindert werden:

- Motoren mit niedrigem *Anlaufstrom* oder Anlaufstrombegrenzung
- Schwungmassen zum Ausgleich von Belastungsstößen, Federkupplungen
- Verriegelungen zur Verhinderung von Überlagerungseffekten
- gleichmäßige Aufteilung von Einphasenlasten auf alle Außenleiter
- Einsatz von Kompensationseinrichtungen
- Vorschalten einer Längsdrossel,
- Parallelschalten gesteuerter Blindlasten,
- gesteuerte Drosseln (durch Thyristoren),
- gesteuerte Kondensatoren,
- dynamische Kompensationsanlagen
- netzseitige Maßnahmen

Erhöhung der (*Netz-*)*Kurzschlussleistung* am *Verknüpfungspunkt* durch

- Verstärkung der Zuleitung,
- eigene Zuleitung von einem Netzpunkt mit größerer (*Netz-*)*Kurzschlussleistung*,
- Transformatortausch auf eine größere Bemessungsleistung oder kleinere Kurzschlussspannung,
- Anschluss an höhere Spannungsebene

Zur Verringerung des Unsymmetriegrades k_U sind folgende Maßnahmen möglich:

- Aufteilung der Einphasenlasten und gleichmäßige Verteilung auf die Außenleiter.
- Installation von Kompensationseinrichtungen zur Symmetrierung mittels Kondensatoren und Drosseln (bei variablen Lasten müssen die Symmetriereinrichtungen regelbar sein. Eine gleichzeitige Kompensation der *Blindleistung* ist möglich).
- Trennung über Umformersätze aus Drehstrommotor und Einphasengenerator.
- Anschluss über Stromrichter.
- Anschluss an einem *Verknüpfungspunkt* mit höherer (*Netz-*)*Kurzschlussleistung* S_{kV} oder Erhöhung der (*Netz-*)*Kurzschlussleistung* S_{kV} durch netztechnische Maßnahmen.

4.6 Beispiele

4.6.1 Motoranlauf

Es ist der Anschluss eines Motors unter folgenden Voraussetzungen zu beurteilen (siehe **Pkt. 4.2.3**):

Netz: $S_{kV} = 2,13 \text{ MVA}$, $\psi = 29,5^\circ$

Maximal 5 Motoranläufe (N) in 10 Minuten (T), bei einer nachfolgenden Stillstandszeit von mindestens 2 Stunden, daher keine Langzeitflickerbewertung erforderlich.

Motor: $U_r = 400 \text{ V}$, $I_r = 5,8 \text{ A}$, $\frac{I_a}{I_r} = 8$, $\cos \varphi_a = 0,5$

Wiederholrate: $r = \frac{N}{T} = \frac{5}{10} = 0,5 \frac{1}{\text{min}}$

Gezählt wird pro Motoranlauf nur eine *Spannungsänderung*.

Scheinleistungsänderung beim Anlauf:

$$\Delta S_A = \sqrt{3} \cdot U_r \cdot I_a = \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot (8 \cdot 5,8 \text{ A}) = 32,15 \text{ kVA}$$

$$\varphi_a = \arccos(\cos \varphi_a) = \arccos(0,5) = 60^\circ$$

Spannungsänderung:

$$d_{\max, i} = \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi) = \frac{32,15}{2130} \cdot \cos(29,5 - 60) = 0,013 \Rightarrow 1,3 \%$$

Aus der Emissionsgrenzkurve für NS (**Bild 4-1**) ergibt sich für $r_i = 0,5 \text{ min}^{-1}$ eine maximal zulässige *Spannungsänderung* von

$$d_{\text{grenz}} = 2,7 \%$$

Der Motoranlauf bewirkt jedoch nur eine *Spannungsänderung* von 1,3 % und somit bei der angegebenen *Wiederholrate* von $r_i = 0,5 \text{ min}^{-1}$ einen aus der Emissionsgrenzkurve (Flickergrenzkurve $P_{st} = 1 - \text{Bild 4-1} - d_{ref}$ aus Bild 4-1 für $r = 0,5$ ca. 3,3% – $P_{ref} = 1$) abgeleitete Flickerstärke von:

$$P_{st\ i} = \frac{d_{max,i}}{d_{ref}} \cdot P_{ref} = \frac{1,3\ \%}{3,3\ \%} \cdot 1 = 0,39 \text{ p.u.}$$

Da $d_{max,i}(r) = 1,3\ \% \leq d_{grenz}(r) = 2,7\ \%$
und somit $P_{st\ i} = 0,39 \text{ p.u.} < 0,8 \text{ p.u.}$ ist,
ist der Anschluss des Motors **zulässig**

Anmerkung: Bei nicht rechteckförmigen Spannungsänderungen siehe Formfaktoren [2].

4.6.2 Anschluss eines Blechbearbeitungszentrums

In einem Niederspannungsnetz soll ein Industriebetrieb (Blechbearbeitung) angeschlossen werden. Für die Anschlussbeurteilung sollen die Netzurückwirkungen ermittelt und bewertet werden. Die Niederspannungsanschlussleitung ist ein Erdkabel E-XAY2Y 4x150 mit einer Länge von 150 m von der Trafostation bis zum Verknüpfungspunkt V und weiteren 50 m bis zur Übergabestelle.

Daten der *Anlage des Netzbenutzers*:

Anschlussleistung der Anlage:	$S_A = 29 \text{ kVA}$
Bemessungsspannung des Motors:	$U_r = 400 \text{ V}$
Anzugsstrom Motor 11 kW:	$I_{Anz} = 33 \text{ A}$ (φ_{Anz} ca. 60°) (größter Motor – Stern-Dreieck)
Umschaltung auf Dreieck – von 4,5 A auf 35,7 A	

Die Maschine wird in der Regel einmal am Tag eingeschaltet und ist dann den ganzen Tag in Betrieb.

Die effektive Stromaufnahme während des Stanzens, Nibbelns und Positionieren der Antriebe schwankt zwischen 19 A und 39 A ($\Delta I_A = 20 \text{ A}$) ($\cos \varphi_A$ ca. 0,8 \rightarrow φ_A ca. 37°) mit einer *Wiederholrate* von etwa 240mal je Minute im Dauerbetrieb (8 Stunden am Arbeitstag).

Netzdaten:

Netzkurzschlussleistung (MS): ...	$S_{k\text{ÜN}} = 100 \text{ MVA}$ (20-kV-Sammelschiene)
Netzimpedanzwinkel:	$\psi_{\text{ÜN}} = 72^\circ$ (20-kV-Sammelschiene)
Nennspannung (MS):	$U_{\text{ÜN}} = 20 \text{ kV}$
Bemessungsscheinleistung des Transformators: ...	$S_{rT} = 315 \text{ kVA}$ (20/0,4 kV)
Relative Kurzschlussspannung:	$u_{kT} = 4 \%$
Kurzschlussverluste des Transformators:	$P_k = 8 \text{ kW}$
Wirkwiderstandsbelag pro km der Leitung:	$R'_L = 0,2 \Omega/\text{km}$
Blindwiderstandsbelag pro km der Leitung:	$X'_L = 0,08 \Omega/\text{km}$
einfache Länge der Leitung:	$\ell = 0,15 \text{ km}$ (bis Verknüpfungspunkt)
Spannung am Verknüpfungspunkt:	$U_V = 400 \text{ V}$

- **Berechnung**

Entsprechend **Kap. 3** errechnet sich die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V (Nieder-
spannung) wie folgt:

Netzimpedanz:

$$X_{\text{ÜN}} = \frac{U_{\text{ÜN}}^2}{S_{\text{kÜN}}} = \frac{(20 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 4 \Omega \quad (\text{bezogen auf } 20 \text{ kV})$$

$$X_{\text{ÜNV}} = X_{\text{ÜN}} \cdot \left(\frac{U_{\text{V}}}{U_{\text{ÜN}}} \right)^2 = 4 \Omega \cdot \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 = 1,6 \text{ m}\Omega \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

Transformator:

$$u_{\text{rT}} = \frac{P_{\text{k}}}{S_{\text{rT}}} \cdot 100 \% = \frac{8 \text{ kW}}{315 \text{ kVA}} \cdot 100 \% = 2,54 \%$$

$$u_{\text{xT}} = \sqrt{u_{\text{kT}}^2 - u_{\text{rT}}^2} = \sqrt{4^2 - 2,54^2} = 3,09 \%$$

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{xT}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{rT}}^2}{S_{\text{rT}}} = \frac{3,09}{100} \cdot \frac{(0,4 \text{ kV})^2}{0,315 \text{ MVA}} = 15,7 \text{ m}\Omega = X_{\text{T V}} \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

$$R_{\text{T}} = \frac{u_{\text{rT}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{rT}}^2}{S_{\text{rT}}} = \frac{2,54}{100} \cdot \frac{(0,4 \text{ kV})^2}{0,315 \text{ MVA}} = 12,9 \text{ m}\Omega = R_{\text{T V}} \quad (\text{bezogen auf } 0,4 \text{ kV})$$

Kabel:

$$R_{\text{L}} = R'_{\text{L}} \cdot \ell = 0,2 \Omega/\text{km} \cdot 0,15 \text{ km} = 30 \text{ m}\Omega = R_{\text{L V}}$$

$$X_{\text{L}} = X'_{\text{L}} \cdot \ell = 0,08 \Omega/\text{km} \cdot 0,15 \text{ km} = 12 \text{ m}\Omega = X_{\text{L V}}$$

Impedanz und Netzimpedanzwinkel am Verknüpfungspunkt V:

$$R_{\text{kV}} = \sum R_{\text{mV}} = R_{\text{T V}} + R_{\text{L V}} = 12,9 \text{ m}\Omega + 30 \text{ m}\Omega = 42,9 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{kV}} = \sum X_{\text{mV}} = X_{\text{T V}} + X_{\text{L V}} = 15,7 \text{ m}\Omega + 12 \text{ m}\Omega = 27,7 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{\text{kV}} = \sqrt{R_{\text{kV}}^2 + X_{\text{kV}}^2} = \sqrt{(42,9 \text{ m}\Omega)^2 + (27,7 \text{ m}\Omega)^2} = 51,06 \text{ m}\Omega$$

$$\psi_{\text{kV}} = \arctan \frac{X_{\text{kV}}}{R_{\text{kV}}} = \arctan \frac{27,7}{42,9} = 32,85^\circ$$

Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V:

$$S_{kV} = \frac{U_V^2}{Z_{kV}} = \frac{(400 \text{ V})^2}{51,06 \cdot 10^{-3} \Omega} = 3,133 \cdot 10^6 \text{ VA} = 3,133 \text{ MVA}$$

Festzustellen ist, dass die resultierende Netzimpedanz im Niederspannungsnetz hauptsächlich von den Impedanzen des Netztransformators und der Niederspannungsleitung bestimmt wird. Daher wurde für diese Berechnung die Impedanz des übergeordneten Netzes $X_{ÜNV}$ vernachlässigt.

• Einschaltvorgang

Täglich ein Schaltvorgang mit maximal $I_{Anz} = 33 \text{ A}$ → daher $d_{\max, i} \leq 6\%$. (siehe **Pkt. 4.3.1**).

Scheinleistungsänderung beim Anlauf (Anzugstrom I_{Anz} wird direkt eingesetzt):

$$\Delta S_A = \sqrt{3} \cdot U_r \cdot I_{Anz} = \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 33 \text{ A} = 22.863 \text{ VA} \approx 22,9 \text{ kVA}$$

Spannungsänderung:

$$d_{\max, i} = \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi_V - \varphi_{Anz}) = \frac{22,9 \text{ kVA}}{3133 \text{ kVA}} \cdot \cos(32,85^\circ - 60^\circ) = 0,0065 \Rightarrow 0,65 \% < 6 \%$$

Der Einschaltvorgang verursacht keine unzulässige *Spannungsänderung*.

• Flicker

Betriebsstromänderung: $\Delta I_A = 20 \text{ A}$

Wiederholrate: $r = 240 \text{ 1/min}$

Aus der Emissionskurve für NS (Bild 4-1) ergibt sich für $r_i = 240$ eine maximal zulässige *Spannungsänderung* von ($P_{ref} = 1$):

$$d_{ref} = 0,59 \%$$

Scheinleistungsänderung im Betrieb:

$$\Delta S_A = \sqrt{3} \cdot U_r \cdot \Delta I_A = \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 20 \text{ A} = 13.856 \text{ VA} = 13,856 \text{ kVA}$$

Spannungsänderung:

$$d_{\max, i} = \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi_{kV} - \varphi_A) = \frac{13,856 \text{ kVA}}{3133 \text{ kVA}} \cdot \cos(32,85^\circ - 37^\circ) = 0,0044 \Rightarrow 0,44 \%$$

Kurzzeitflicker:

$$P_{sti} = \frac{d_{max,i}}{d_{ref}} \cdot P_{ref} = \frac{0,44}{0,59} \cdot 1 = 0,75 \text{ p.u.} < 0,8 \text{ p.u.}$$

Die Kurzzeitflickeremission ist im zulässigen Bereich (kleiner 0,8 p.u.).

Langzeitflicker:

$$P_{lfi} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{sti,n}^3}{12}} = \sqrt[3]{\frac{12 \cdot 0,75^3}{12}} = 0,75 \text{ p.u.} > 0,5 \text{ p.u.}$$

Der Langzeitflicker muss aufgrund der Wiederholrate (siehe Beurteilungsschema **Kap. 4.3.1**) berechnet werden. Aufgrund der kontinuierlichen Abfolge der Laständerungen kann der Kurzzeitflicker als konstant angenommen werden. Die Langzeitflickeremission liegt mit 0,75 p.u. über dem Grenzwert von $P_{lfi} = 0,5 \text{ p.u.}$ Es müssen daher technische Maßnahmen gesetzt werden, um die Langzeitflickeremission auf den zulässigen Wert zu begrenzen.

- **(mögliche) Abhilfemaßnahme:**

Verlegung des Verknüpfungspunktes V zur Trafostation (Niederspannungsseite des Transformators).

Impedanz und Netzimpedanzwinkel am Verknüpfungspunkt V:

$$R_{kV} = \sum R_{mV} = R_{TV} = 12,9 \text{ m}\Omega$$

$$X_{kV} = \sum X_{mV} = X_{TV} = 15,7 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{kV} = \sqrt{R_{kV}^2 + X_{kV}^2} = \sqrt{(12,9 \text{ m}\Omega)^2 + (15,7 \text{ m}\Omega)^2} = 20,32 \text{ m}\Omega$$

$$\psi_{kV} = \arctan \frac{X_{kV}}{R_{kV}} = \arctan \frac{15,7}{12,9} = 50,6^\circ$$

Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V:

$$S_{kV} = \frac{U_V^2}{Z_{kV}} = \frac{(400 \text{ V})^2}{20,32 \cdot 10^{-3} \Omega} = 7,874 \cdot 10^6 \text{ VA} = 7,874 \text{ MVA}$$

Hier errechnet sich die Netzkurzschlussleistung (NS) zu 7.874 kVA, Netzimpedanzwinkel $\psi_{kV} = 50,6^\circ$.

Spannungsänderung:

$$d_{\max,i} = \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi_{kV} - \varphi_A) = \frac{13,856 \text{ kVA}}{7874 \text{ kVA}} \cdot \cos(50,6^\circ - 37^\circ) = 0,0017 \Rightarrow 0,17 \%$$

Kurzzeitflicker:

$$P_{sti} = \frac{d_{\max,j}}{d_{ref}} \cdot P_{ref} = \frac{0,17}{0,59} \cdot 1 = 0,29 \text{ p.u.} < 0,8 \text{ p.u.}$$

Die Kurzzeitflickeremission ist im zulässigen Bereich.

Langzeitflicker:

$$P_{lfi} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{sti,n}^3}{12}} = \sqrt[3]{\frac{12 \cdot 0,29^3}{12}} = 0,29 \text{ p.u.} < 0,5 \text{ p.u.}$$

Die Langzeitflickeremission liegt mit 0,29 p.u. unter dem Grenzwert von $P_{lfi} = 0,5 \text{ p.u.}$ (lt. Beurteilungsschema **Kap. 4.3.1**) und liegt daher ebenfalls im zulässigen Bereich.

Beurteilung der Flickeremission an der Übergabestelle (Beurteilung für die Geräte in der Anlage des Netzbenutzers):

200 m Erdkabel E-XAY2Y 4x150 vom Verknüpfungspunkt V am Transformator bis zur Übergabestelle.

Kabel:

$$R_L = R'_L \cdot \ell = 0,2 \text{ } \Omega/\text{km} \cdot 0,2 \text{ km} = 40 \text{ m}\Omega = R_{LV}$$

$$X_L = x'_L \cdot \ell = 0,08 \text{ } \Omega/\text{km} \cdot 0,2 \text{ km} = 16 \text{ m}\Omega = X_{LV}$$

Impedanz und Netzimpedanzwinkel an der Übergabestelle:

$$R_{kV} = \sum R_{mV} = R_{TV} + R_{LV} = 12,9 \text{ m}\Omega + 40 \text{ m}\Omega = 52,9 \text{ m}\Omega$$

$$X_{kV} = \sum X_{mV} = X_{TV} + X_{LV} = 15,7 \text{ m}\Omega + 16 \text{ m}\Omega = 31,7 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{kV} = \sqrt{R_{kV}^2 + X_{kV}^2} = \sqrt{(52,9 \text{ m}\Omega)^2 + (31,7 \text{ m}\Omega)^2} = 61,67 \text{ m}\Omega$$

$$\psi_{kV} = \arctan \frac{X_{kV}}{R_{kV}} = \arctan \frac{31,7}{52,9} = 30,9^\circ$$

Kurzschlussleistung an der Übergabestelle:

$$S_{kV} = \frac{U_V^2}{Z_{kV}} = \frac{(400 \text{ V})^2}{61,67 \cdot 10^{-3} \Omega} = 2,594 \cdot 10^6 \text{ VA} = 2,594 \text{ MVA}$$

Spannungsänderung:

$$d_{\max, i} = \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi_{kV} - \varphi_A) = \frac{13,856 \text{ kVA}}{2594 \text{ kVA}} \cdot \cos(30,9^\circ - 37^\circ) = 0,0053 \Rightarrow 0,53 \%$$

Kurzzeitflicker:

$$P_{sti} = \frac{d_{\max, i}}{d_{ref}} \cdot P_{ref} = \frac{0,53}{0,59} \cdot 1 = 0,9 \text{ p.u.} < 1 \text{ p.u.}$$

Die Kurzzeitflickeremission liegt unter dem Verträglichkeitspegel von $P_{st} = 1 \text{ p.u.}$. Der auf den Verknüpfungspunkt V bezogene Emissionsgrenzwert $P_{sti} = 0,8 \text{ p.u.}$ ist an der Übergabestelle grundsätzlich nicht anzuwenden.

Langzeitflicker:

$$P_{lfi} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{sti, n}^3}{12}} = \sqrt[3]{\frac{12 \cdot 0,9^3}{12}} = 0,9 \text{ p.u.} > 0,65 \text{ p.u.}$$

Die Langzeitflickeremission liegt jedoch in diesem Fall über dem Grenzwert von $P_{fi} = 0,65 \text{ p.u.}$. Es ist daher möglich, dass empfindliche Geräte des Betriebes gestört werden (laut [2] – Geräte mit einem Bemessungsstrom von $\leq 16 \text{ A}$ je Leiter und [3] für Geräte und Einrichtungen mit einem Bemessungsstrom von $\leq 75 \text{ A}$ – beträgt der Grenzwert für $P_{fi} = 0,65 \text{ p.u.}$).

Im Zusammenwirken mit anderen Geräten im öffentlichen Netz oder in der *Anlage des Netzbenutzers* selbst ist anzunehmen, dass die Langzeitflickerstärke an der Übergabestelle den Wert von $P_{fi} = 1 \text{ p.u.}$ nach [5] ebenfalls überschritten. Schon ein einzelnes Gerät kleiner Leistung mit $P_{sti} = P_{lfi} = 0,65 \text{ p.u.}$ würde gemeinsam mit dem Blechbearbeitungszentrum, eine Flickerstärke von $P_{fi} > 1 \text{ p.u.}$ verursachen.

- **Beurteilung**

- Damit der Grenzwert für die Langzeitflickeremission von $P_{fti} = 0,5$ p.u. am Verknüpfungspunkt eingehalten werden kann, müssen gegenüber dem aktuellen Anschluss Maßnahmen getroffen werden. Als Beispiel wird der Verknüpfungspunkt (Beurteilungspunkt) zur Niederspannungssammelschiene des Transformators verlegt.
- Da wegen der Verletzung des Grenzwertes von Geräten und Einrichtungen für die Langzeitflickerstärke $P_{fti} = 0,65$ p.u. in der Anlage des Netzbenutzers Auswirkungen nicht ausgeschlossen werden können, wird außerdem die Verlegung eines zweiten, parallel geführten 200 m langen Erdkabels E-XAY2Y 4x150 von der Trafostation bis zur Übergabestelle in diesem Beispiel empfohlen.

5 Oberschwingungen

5.1 Allgemeines

Eine gleichbleibende, periodische Abweichung der Netzspannung von der Sinusform (Spannungsverzerrung) bedeutet, dass der *Grundschiwingung* zusätzliche Schwingungen, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Netzfrequenz beträgt, überlagert sind. Solche *Oberschwingungen* in der Netzspannung entstehen durch *Betriebsmittel* (Geräte und Anlagen) mit nichtsinusförmiger Stromaufnahme.

Die wesentlichsten **Oberschwingungserzeuger** sind:

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

Hohe Oberschwingungsanteile in der Netzspannung können zu Beeinträchtigungen sowohl des Netzbetriebes als auch von *elektrischen Betriebsmitteln* und Anlagen bei *Netzbenutzern* führen, wie z.B.:

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

Die Beurteilung, ob der Betrieb einer *Anlage eines Netzbenutzers* hinsichtlich *Oberschwingungen* zulässig ist, beruht auf den in **Pkt. 5.2** festgelegten Emissionsgrenzwerten. Es ist vorgesehen, dass diese Werte dem *Netzbenutzer* im Zuge der Bearbeitung von Anschlussanfragen vorgeschrieben werden und er für die Einhaltung verantwortlich ist.

Um den *Netzbutzer* bei der Planung seiner Anlage unterstützen zu können, wurde das in **Pkt. 5.3** dargestellte Beurteilungsverfahren entwickelt. Mit Hilfe dieses Verfahrens kann auf einfache Weise abgeschätzt werden, ob zusätzliche Maßnahmen zur Reduktion von *Oberschwingungen* notwendig sind oder nicht.

Die Bewertung „zulässig“ soll den *Netzbutzer* jedoch nicht von der Einhaltung der vorgeschriebenen *Emissionsgrenzwerte* entbinden. Es ist nicht ausgeschlossen, dass in Einzelfällen vom *Netzbutzer* noch nachträglich Maßnahmen zur Reduktion der *Oberschwingungen* verlangt werden müssen, damit die *Emissionsgrenzwerte* eingehalten werden.

5.2 Emissionsgrenzwerte

Damit die genormten *Verträglichkeitspegel* für die Oberschwingungsspannungen (**Pkt. 5.5.2**) eingehalten werden können, ist es notwendig, die Oberschwingungsströme I_v aus den einzelnen *Anlagen der Netzbutzer* zu begrenzen. Dazu werden *Emissionsgrenzwerte* sowohl für einige individuelle Oberschwingungsströme als auch für die Gesamtheit aller Oberschwingungsströme festgelegt. Die *Emissionsgrenzwerte* kommen bei Anschlussbeurteilungen durch den *Netzbetreiber* und bei der messtechnischen Überprüfung von *Anlagen der Netzbutzer* zur Anwendung.

In den folgenden Formeln sind die *Emissionsgrenzwerte* als relative Größen enthalten. Dabei dient jener Strom I_A als Bezugsgröße, der sich aus der *Anschlussleistung* S_A der *Anlage des Netzbutzers* errechnet.

- **Emissionsgrenzwerte für einzelne Oberschwingungsströme I_v**

Emissionsgrenzwerte für einzelne *Oberschwingungen* werden nur für die wichtigsten stromrichtertypischen Ordnungszahlen v angegeben. Für die auf den Strom I_A bezogenen Oberschwingungsströme I_v gilt die Bedingung:

$$\frac{I_v}{I_A} \leq \frac{p_v}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \quad (5-1)$$

I_v Oberschwingungsstrom, in A

I_A Anlagenstrom, in A

p_v Proportionalitätsfaktor

v Ordnungszahl der Harmonischen

S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V, in VA

S_A Anschlussleistung der Anlage des Netzbutzers, in VA

Die Werte für den Proportionalitätsfaktor p_v sind der folgenden Tabelle zu entnehmen:

v	3	5	7	11	13	17	19	> 19
p_v	6 (18)*	15	10	5	4	2	1,5	1

Tabelle 5-1: Proportionalitätsfaktor p_v für ausgewählte Oberschwingungen

* In *Netzen* mit Neutralleiter (Niederspannungsnetze) sind die Oberschwingungsströme ungeradzahlig, durch drei teilbarer Ordnung in den drei Außenleitern nahezu gleichphasig, d.h. sie addieren sich im Neutralleiter arithmetisch. Es ist daher zu unterscheiden, ob der Oberschwingungsstrom mit dieser Ordnungszahl v im Außenleiter oder im Neutralleiter betrachtet wird. Der zwischen Klammern gesetzte Wert gilt für den Neutralleiter.

• **Emissionsgrenzwert für die Gesamtheit aller Oberschwingungsströme $THDi_A$**

Zusätzlich muss der *Gesamtoberschwingungsgehalt* begrenzt werden. Dazu wird in Anlehnung an die Definition des THD ein *Gesamtoberschwingungsgehalt* für den Strom $THDi_A$ der *Anlage eines Netzbenutzers* definiert. Dieser muss der folgenden Bedingung genügen:

$$THDi_A = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{50} I_v^2}}{I_A} \leq \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \tag{5-2}$$

$THDi_A$... Gesamtoberschwingungsgehalt der Anlage des Netzbenutzers

I_v Oberschwingungsstrom, in A

I_A Anlagenstrom, in A

v Ordnungszahl der Harmonischen

S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V, in VA

S_A Anschlussleistung der Anlage des Netzbenutzers, in VA

Anmerkung: Der Wert $THDi_A$ ist in der Regel nicht identisch mit dem Wert THDi, der definitionsgemäß auf den Grundschwingungsstrom I_1 bezogen ist. Zwischen den beiden Größen besteht folgender Zusammenhang:

$$\text{THDi}_A = \text{THDi} \cdot \frac{I_1}{I_A} \quad (5-3)$$

THDi_A ... Gesamtoberschwingungsgehalt der Anlage des Netzbenutzers
 THDi..... Gesamtoberschwingungsgehalt, bezogen auf die Grundschiwingung
 I₁..... Grundschiwingungsstrom, in A
 I_A Anlagenstrom, in A

5.3 Beurteilung

Das vorgestellte Verfahren wurde vor allem für die Beurteilung von Projekten konzipiert, die noch nicht realisiert sind. Es beruht auf folgenden Grundsätzen:

- Es werden ausschließlich 50-Hz-Leistungswerte verwendet. Es wird kein Unterschied zwischen Angaben in kW und kVA gemacht.
- Es werden nicht einzelne Geräte oder Anlagen innerhalb einer *Anlage eines Netzbenutzers* betrachtet, sondern die *Anlage eines Netzbenutzers* insgesamt.
- Die in **Pkt. 5.2** genannten *Emissionsgrenzwerte* sollen eingehalten werden.

Die Beurteilung umfasst drei Schritte:

- Berechnung des Leistungsverhältnisses $\frac{S_{kV}}{S_A}$ (**Pkt. 5.3.1**)
- Bestimmung des *Oberschwingungslastanteils* $\frac{S_{OS}}{S_A}$ (**Pkt. 5.3.2**)
- Bewertung des *Oberschwingungslastanteils* $\frac{S_{OS}}{S_A}$ (**Pkt. 5.3.3**)

In **Pkt. 5.3.5 (Bild 5-2)** ist der Beurteilungsablauf in Form eines Flussdiagramms dargestellt. Eine Kurzfassung der Oberschwingungsbeurteilung ist im **Anhang D** beigefügt.

Anmerkung: Besondere Situationen, wie z.B. die Berücksichtigung von Resonanzen bei Anschlüssen an das Mittelspannungsnetz, untypische Last- und Netzstrukturen, Häufung von gleichartigen, synchron arbeitenden Geräten und Anlagen, sollten einer speziellen Untersuchung zugeführt werden.

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

Von einem Beurteilungsverfahren, das praxisgerechte, d.h. keine unnötig vorsichtigen Ergebnisse liefern soll, darf daher nicht erwartet werden, dass jede Anlage eines Netzbenutzers, die für „zulässig“ befunden wurde, auch tatsächlich die Emissionsgrenzwerte einhält.

Falls in Einzelfällen nach der Inbetriebnahme tatsächlich höhere Oberschwingungsströme gemessen werden, muss der Netzbetreiber unter der Berücksichtigung der örtlichen Netzsituation und der Höhe der Oberschwingungsspannungen entscheiden, ob er diese Ströme akzeptieren kann oder vom Netzbenutzer Maßnahmen zur Verringerung der Oberschwingungen verlangen muss.

5.3.1 Leistungsverhältnis S_{kV} / S_A

Eine weitergehende Anschlussbeurteilung kann entfallen, wenn das Verhältnis *Kurzschlussleistung S_{kV} am Verknüpfungspunkt V (Kap. 3)* zu Anschlussleistung der Anlage eines Netzbenutzers S_A der zutreffenden Bedingung genügt:

$$\text{Niederspannung: } \frac{S_{kV}}{S_A} \geq 150 \quad (5-4)$$

$$\text{Mittelspannung: } \frac{S_{kV}}{S_A} \geq 300 \quad (5-5)$$

5.3.2 Oberschwingungslastanteil der Anlage eines Netzbenutzers S_{Os} / S_A

Die **Oberschwingungslast** einer Anlage eines Netzbenutzers umfasst neben den neu anzuschließenden Oberschwingungserzeugern auch die bereits vorhandenen. Die Einteilung geschieht in zwei Gruppen, entsprechend dem Oberschwingungsgehalt des Stromes (**Pkt. 5.5.1**):

Gruppe 1: Zu dieser Gruppe gehören *Betriebsmittel* mit **geringer** Oberschwingungsemission, wie z.B. Stromrichter mit einer Pulszahl ≥ 12 , Leuchtstofflampen und andere Gasentladungslampen mit induktivem Vorschaltgerät.

Gruppe 2: Zu dieser Gruppe gehören *Betriebsmittel* mit **mittlerer** und **hoher** Oberschwingungsemission, wie z.B. 6-pulsige Stromrichter, Drehstromsteller, Inverterschweißgeräte, elektronisch geregelte Wechselstrommotoren, Dimmer, TV-Geräte, Computer einschließlich Peripheriegeräte, Kompaktleuchtstofflampen mit elektronischem Vorschaltgerät und Geräte der Unterhaltungselektronik.

Die Leistungen aller Oberschwingungserzeuger sind unter Berücksichtigung der zu erwartenden Gleichzeitigkeit je Gruppe zu $S_{Gr.1}$ bzw. $S_{Gr.2}$ zusammenzufassen. Bei der Summenbildung wird zwischen Leistungsangaben in kW und kVA nicht unterschieden. Die wirksame *Oberschwingungslast* erhält man schließlich aus:

$$S_{OS} = 0,5 \cdot S_{Gr.1} + S_{Gr.2} \quad (5-6)$$

S_{OS} Oberschwingungslast der Anlage des Netzbenutzers, in VA

S_{Gr} Leistung der Oberschwingungserzeuger nach Gruppen, in VA

Für die Beurteilung der Zulässigkeit ist der

Oberschwingungslastanteil: $\frac{S_{OS}}{S_A}$ (5-7)

maßgebend.

Hinweise:

- *Stromrichterschaltungen, die durch Taktung mit hoher Frequenz einen nahezu sinusförmigen Strom aufnehmen, werden bei der Gruppeneinteilung nicht berücksichtigt und zählen somit nicht zu den Oberschwingungslasten.*
- *Für gesteuerte netzgeführte Stromrichter ist zusätzlich eine Beurteilung der Kommutierungseinbrüche nach **Kap. 6** erforderlich.*
- *Drehzahlgeregelte Antriebe erzeugen Spannungskomponenten zwischen den Oberschwingungsfrequenzen und müssen daher auch die Bedingungen nach **Kap. 7** einhalten.*
- *Einphasengeräte (Kompaktleuchtstofflampen, Fernsehgeräte, Computer usw.) sind insbesondere dann von Bedeutung, wenn in einer Anlage eines Netzbenutzers eine größere Anzahl vorhanden ist. Es wird vorausgesetzt, dass diese Geräte etwa gleichmäßig auf die drei Außenleiter des Drehstromsystems verteilt sind. Wegen der Addition der ungeradzahligen durch 3 teilbaren Oberschwingungsströme im Neutralleiter ist dieser ausreichend zu dimensionieren.*

5.3.3 Bewertung des Oberschwingungslastanteils S_{OS} / S_A

Die Bewertung der *Anlage eines Netzbenutzers* hinsichtlich *Oberschwingungen* erfolgt mit Hilfe des in **Bild 5-1** dargestellten Diagramms:

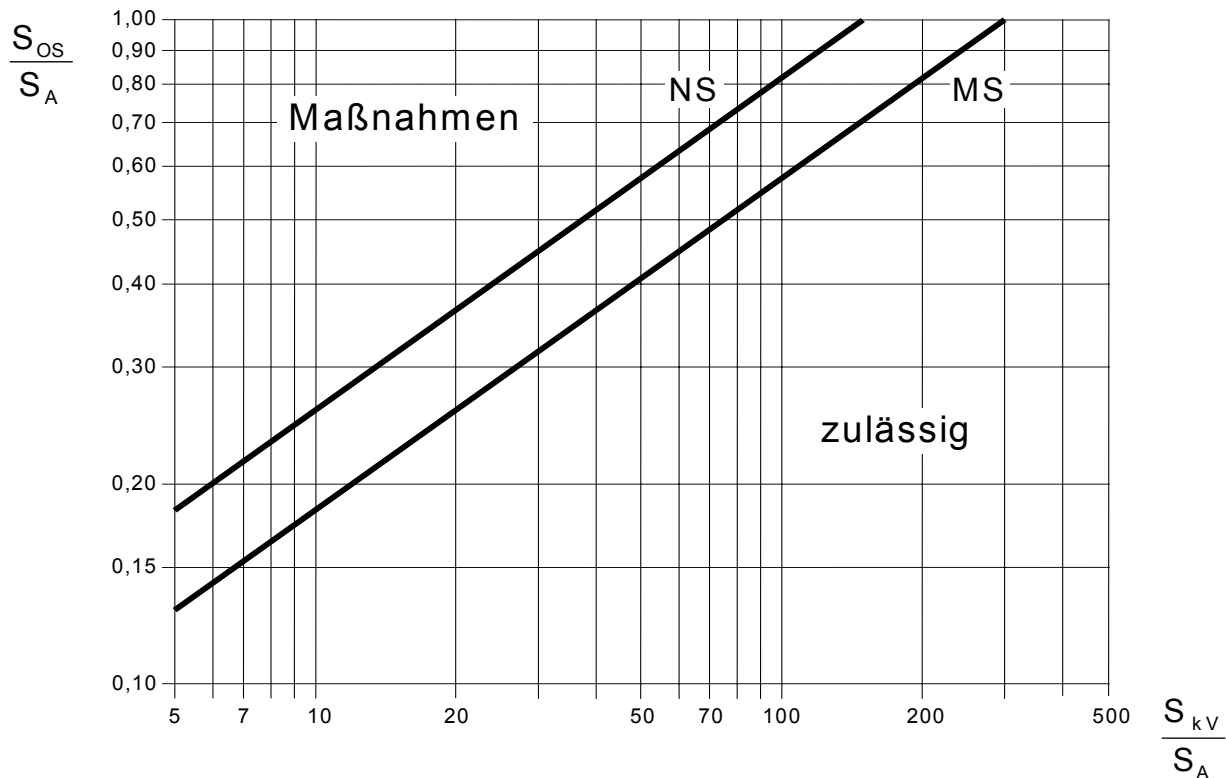


Bild 5-1: Diagramm zur Bewertung des Oberschwingungslastanteils (NS ... Niederspannung, MS ... Mittelspannung)

Zunächst wird im Diagramm jene Stelle markiert, die durch die zuvor ermittelten Werte für das Leistungsverhältnis S_{kV} / S_A (**Pkt. 5.3.1**) und den Oberschwingungslastanteil S_{OS} / S_A (**Pkt. 5.3.2**) festgelegt ist.

Für die anschließende Bewertung ist die Lage dieser Stelle in Bezug auf die zutreffende Kurve maßgebend. Je nachdem, in welcher Spannungsebene sich der *Verknüpfungspunkt* befindet, kommt entweder die Kurve für die Niederspannung oder jene für die Mittelspannung zur Anwendung:

- Wenn die markierte Stelle im **Bereich unterhalb** der Kurve liegt, ist zu erwarten, dass die *Emissionsgrenzwerte* gemäß **Pkt. 5.3** eingehalten werden. Es sind mit großer Wahrscheinlichkeit **keine Begrenzungsmaßnahmen** hinsichtlich *Oberschwingungen* erforderlich.
- Befindet sich hingegen die markierte Stelle im Bereich **oberhalb** der Kurve, dann sind **Maßnahmen** zur Begrenzung der *Oberschwingungen* notwendig.

Anmerkung: Den Kurven in **Bild 5-1** liegt folgende mathematische Beziehung zu Grunde:

$$\frac{S_{OS}}{S_A} = b \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \quad (5-8)$$

- S_{OS} Oberschwingungslast der Anlage des Netzbenutzers, in VA
 S_A Anschlussleistung der Anlage des Netzbenutzers, in VA
 S_{kV} (Netz-) Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V, in VA
 b Beurteilungsfaktor
 Niederspannung: $b = 0,082$
 Mittelspannung: $b = 0,058$

5.3.4 Maßnahmen

Maßnahmen können sowohl in der *Anlage eines Netzbenutzers* (Reduktion der in das Netz eingespeisten Oberschwingungsströme) als auch im *Verteilernetz* (Reduktion der Auswirkungen der Oberschwingungsströme) erforderlich sein:

- In der **Anlage eines Netzbenutzers** bietet sich der Einsatz
 - von Geräten mit geringerem Gesamtoberschwingungsgehalt THDi des aufgenommenen Stromes (**Pkt. 5.5.1**)
 - einer Saugkreisanlage (**Pkt. 5.5.5**) oder
 - einer aktiven Oberschwingungskompensation (**Pkt. 5.5.6**)
 an.
- Im **Verteilernetz** erstrecken sich die Maßnahmen auf die Anhebung der *Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt* S_{kV} , z.B. durch Leitungsverstärkungen, die Installation einer eigenen Leitung zur Transformatorstation, die Erhöhung der Transformatorleistung oder den Anschluss an das übergeordnete *Netz*.

Je nach der Kostensituation und den örtlichen und technischen Gegebenheiten wird von einer oder mehreren dieser Möglichkeiten Gebrauch gemacht.

5.3.5 Beurteilungsschema

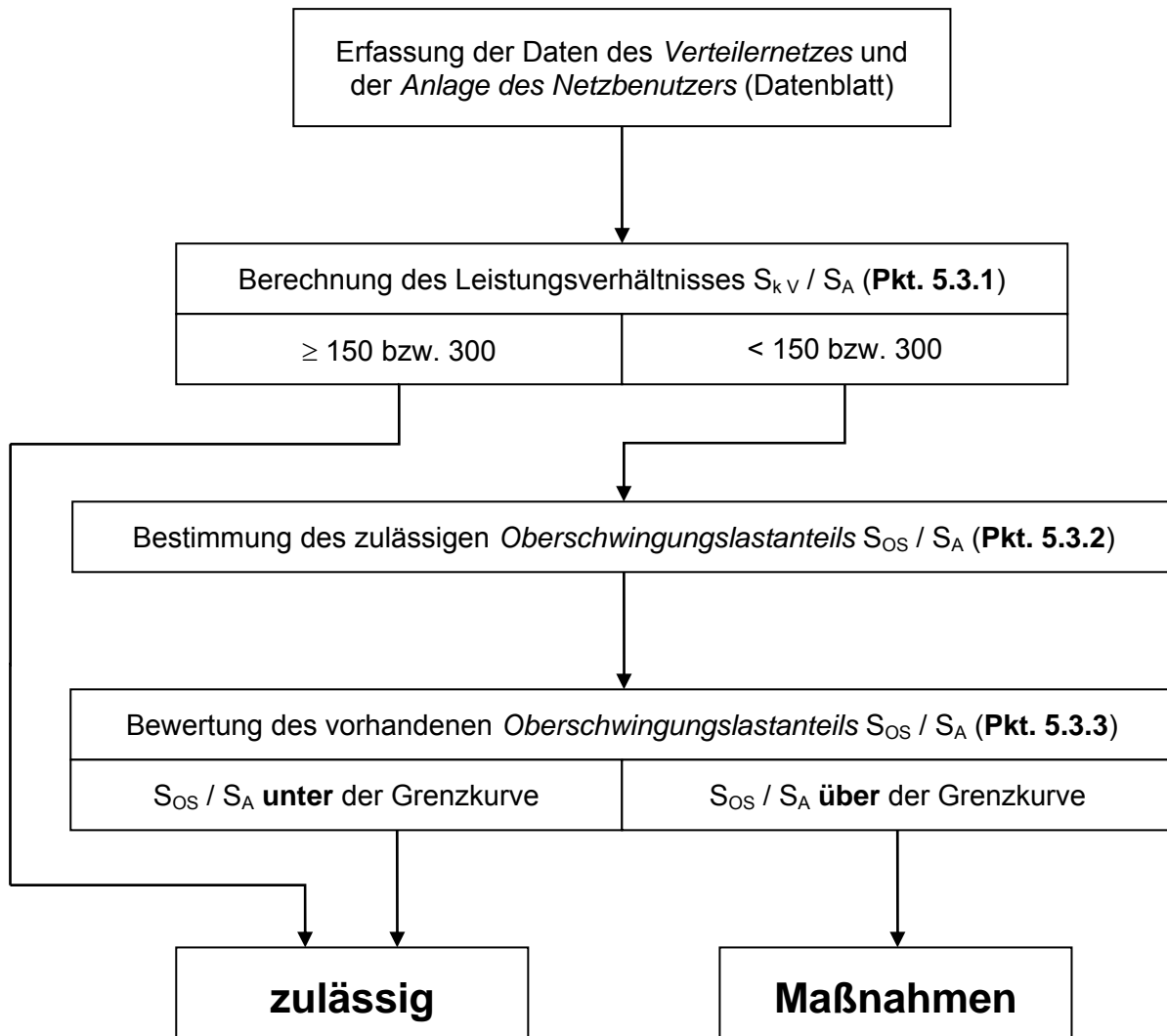


Bild 5-2: Beurteilungsschema für *Oberschwingungen*

5.4 Beispiele

In Berechnungen können in die Gleichungen – sofern nur Angaben in kW vorliegen – die betreffenden Leistungen auch näherungsweise in kVA eingesetzt werden. In den folgenden Beispielen wird grundsätzlich mit kVA gerechnet.

5.4.1 Drehautomat in einer Werkstätte

Beschreibung der Anlage eines Netzbenutzers

In der *Anlage des Netzbenutzers* mit einer Anschlussleistung von $S_A = 40$ kVA soll ein zusätzlicher Drehautomat mit einer Leistung von 6 kVA aufgestellt werden. Der Antrieb erfolgt über einen gesteuerten *netzgeführten Stromrichter* (6-pulsig) mit Gleichstrommotor. Die *Anlage des Netzbenutzers* befindet sich in unmittelbarer Nähe der Transformatorstation, d.h. der *Verknüpfungspunkt* ist der Niederspannungsverteiler der Station. Die Transformatorleistung beträgt $S_{rT} = 400$ kVA bei einem $u_{kT} = 4$ %. In der Werkstätte befindet sich bereits eine Reihe nennenswerter Oberschwingungserzeuger mit folgenden Leistungen:

2 Drehautomaten mit je	5 kVA
Inverterschweißgerät.....	3 kVA
Leuchtstofflampenanlage	10 kVA
Büro-EDV	2 kVA

Von den insgesamt drei Drehautomaten sind maximal nur zwei gleichzeitig in Betrieb. Die Bezeichnung Büro – EDV umfasst einen Computer, einen Drucker, ein Kopier- und ein Faxgerät. Die Leistungsangabe berücksichtigt bereits die zu erwartende Gleichzeitigkeit.

Beurteilung

Die Bestimmung der (*Netz-*)*Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V* erfolgt nach **Kap. 3** oder **Anhang E** ($S_{kV} = 10$ MVA). Eine weitergehende Anschlussbeurteilung ist nicht erforderlich, da das Leistungsverhältnis

$$\frac{S_{kV}}{S_A} = \frac{10 \text{ MVA}}{0,040 \text{ MVA}} = 250$$

größer als 150 ist (Gl. (5-4)). Da es sich jedoch um einen Antrieb mit gesteuertem netzgeführtem Stromrichter handelt, sind auch die *Kommutierungseinbrüche* gemäß **Kap. 6** zu beurteilen.

Emissionsgrenzwerte

Mit dem Anlagenstrom

$$I_A = \frac{S_A}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40.000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 58 \text{ A}$$

ergeben sich folgende *Emissionsgrenzwerte*:

v	3	5	7	11	13	17	19	> 19
p _v	6 (18)*	15	10	5	4	2	1,5	1
I _v / I _A [%]	9,5 (28)*	24	16	7,9	6,3	3,2	2,4	1,6
I _v [A]	5,5 (17)*	14	9,2	4,6	3,7	1,8	1,4	0,9

* Die Klammerwerte gelten für den Neutralleiter.

Der zulässige Gesamtüberschwingungsgehalt der Anlage des Netzbenutzers THDi_A beträgt:

$$\text{THDi}_A = \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} = \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{250} = 0,32 \Rightarrow 32 \%$$

Bei einem Leistungsverhältnis von 250 kann man annehmen, dass die *Oberschwingungen* unterhalb dieser *Emissionsgrenzwerte* liegen. Die Berechnung der Emissionsgrenzwerte ist aufgrund des berechneten *Leistungsverhältnisses* für vorstehende Anschlussvariante nicht zwingend erforderlich.

Versorgungsvariante

Der *Verknüpfungspunkt* der zuvor beschriebenen *Anlage des Netzbenutzers* ist 200 m von der Transformatorstation entfernt. Die Versorgung erfolgt über ein Al-Kabel mit einem Querschnitt von 150 mm².

Beurteilung

Mit Hilfe von **Kap. 3** bzw. **Anhang E** ergibt sich für die *Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt*:

$$S_{kV} = 3 \text{ MVA}$$

Eine weitergehende Anschlussbeurteilung ist erforderlich, da nun das Leistungsverhältnis

$$\frac{S_{kV}}{S_A} = \frac{3 \text{ MVA}}{0,040 \text{ MVA}} = 75$$

unter 150 liegt (Gl. 5-4).

Zur Bestimmung der *Oberschwingungslast* werden die Oberschwingungserzeuger den zwei Gruppen zugeordnet:

Gerät/Anlage	Gruppe 1	Gruppe 2
Drehautomat 1		6 kVA
Drehautomat 2		5 kVA
Drehautomat 3		(5 kVA)
Schweißgerät		3 kVA
Lichtanlage	10 kVA	
Büro-EDV		2 kVA
Summe	$S_{Gr. 1} = 10 \text{ kVA}$	$S_{Gr. 2} = 16 \text{ kVA}$

Die *Oberschwingungslast* S_{OS} berechnet sich nach Gl. (5-6):

$$S_{OS} = 0,5 \cdot S_{Gr.1} + S_{Gr.2} = 0,5 \cdot 10 \text{ kVA} + 16 \text{ kVA} = 21 \text{ kVA}$$

Mit Gl. (5-7) ergibt sich für den Oberschwingungslastanteil:

$$\frac{S_{OS}}{S_A} = \frac{21 \text{ kVA}}{40 \text{ kVA}} = 0,53$$

Das Wertepaar $[S_{OS} / S_A; S_{kV} / S_A]$ liegt **unterhalb** der für die *Niederspannungsebene* geltenden Kurve in **Bild 5-1**. Dem Anschluss kann daher hinsichtlich *Oberschwingungen* ohne Auflage von Begrenzungsmaßnahmen zugestimmt werden.

Emissionsgrenzwerte

Mit dem vorher bereits berechneten Anlagenstrom von 58 A ergeben sich die *Emissionsgrenzwerte* gemäß Gl. (5-1):

v	3	5	7	11	13	17	19	> 19
p_v	6 (18)*	15	10	5	4	2	1,5	1
I_v/I_A [%]	5,2 (16)*	13	8,7	4,3	3,5	1,7	1,3	0,9
I_v [A]	3,0 (9,0)*	7,5	5,0	2,5	2,0	1,0	0,8	0,5

* Die Klammerwerte gelten für den Neutralleiter.

Für den zulässigen $THDi_A$ gilt:

$$THDi_A = \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} = \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{75} = 0,17 \Rightarrow 17 \%$$

5.4.2 Bürohaus einer Bank

Beschreibung der Anlage des Netzbenutzers

Der geplante Neubau eines Bürohauses mit einer Anschlussleistung von $S_A = 100 \text{ kVA}$ soll aus einer in unmittelbarer Nähe vorhandenen Transformatorstation über ein eigenes Kabel versorgt werden. Die Transformatorleistung beträgt $S_{rT} = 400 \text{ kVA}$ bei einem $u_{kT} = 4 \%$. Von den im Bürohaus insgesamt installierten Oberschwingungserzeugern sind die folgenden Geräte und Anlagen gleichzeitig in Betrieb:

18 Computer mit je	500 VA
30 Bildschirme mit je	200 VA
15 Terminals mit je.....	300 VA
5 Drucker mit je.....	800 VA
Faxgerät.....	500 VA
USV-Anlage für Zentralrechner.....	10 kVA
Leuchtstofflampenanlage.....	10 kVA
Aufzug mit Drehstromsteller.....	5 kVA
Klimaanlage mit Umrichter.....	9 kVA

Beurteilung

Die Bestimmung der (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V erfolgt nach **Kap. 3** oder **Anhang E** ($S_{kV} = 10 \text{ MVA}$). Eine weitergehende Anschlussbeurteilung ist erforderlich, da das Leistungsverhältnis

$$\frac{S_{kV}}{S_A} = \frac{10 \text{ MVA}}{0,1 \text{ MVA}} = 100$$

kleiner als 150 ist (Gl. (5-4)).

Zur Bestimmung der *Oberschwingungslast* werden unter Berücksichtigung der zu erwartenden Gleichzeitigkeit die *Oberschwingungserzeuger* den zwei Gruppen zugeordnet.

Gerät/Anlage	Gruppe 1	Gruppe 2
18 Computer		9 kVA
30 Bildschirme		6 kVA
15 Terminals		4,5 kVA
5 Drucker		4 kVA
Faxgerät		0,5 kVA
USV-Anlage		10 kVA
Aufzug		5 kVA
Lichtanlage	10 kVA	
Klimaanlage		9 kVA
Summe	$S_{Gr.1} = 10 \text{ kVA}$	$S_{Gr.2} = 48 \text{ kVA}$

Für die *Oberschwingungslast* S_{OS} findet man ausgehend von Gl. (5-6):

$$S_{OS} = 0,5 \cdot S_{Gr.1} + S_{Gr.2} = 0,5 \cdot 10 \text{ kVA} + 48 \text{ kVA} = 53 \text{ kVA}$$

Mit Gl (5-7) ergibt sich für den *Oberschwingungslastanteil*:

$$\frac{S_{OS}}{S_A} = \frac{53 \text{ kVA}}{100 \text{ kVA}} = 0,53$$

Das Wertepaar $[S_{OS} / S_A ; S_{KV} / S_A]$ liegt **unterhalb** der für die *Niederspannungsebene* geltenden Kurve in **Bild 5-1**. Dem Anschluss kann daher hinsichtlich *Oberschwingungen* ohne Auflage von Begrenzungsmaßnahmen zugestimmt werden.

Die nachfolgende Berechnung der Emissionsgrenzwerte ist aufgrund des berechneten *Oberschwingungslastanteils* für vorstehende Anschlussvariante nicht zwingend erforderlich,

Emissionsgrenzwerte

Mit dem Anlagenstrom

$$I_A = \frac{S_A}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{100.000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 144 \text{ A}$$

ergeben sich folgende *Emissionsgrenzwerte* gemäß Gl. (5-1):

v	3	5	7	11	13	17	19	> 19
p_v	6 (18)*	15	10	5	4	2	1,5	1
I_v / I_A [%]	6,0 (18)*	15	10	5,0	4,0	2,0	1,5	1,0
I_v [A]	8,6 (26)*	22	14	7,2	5,8	2,9	2,2	1,4

* Die Klammerwerte gelten für den Neutralleiter.

Für den zulässigen $THDi_A$ gilt:

$$THDi_A = \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} = \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{100} = 0,2 \Rightarrow 20 \%$$

5.4.3 Skilift

Beschreibung der Anlage des Netzbenutzers

Aus einer Transformatorstation ($S_{rT} = 250 \text{ kVA}$, $u_{kT} = 4 \%$) werden über ein 200 m langes Kabel aus Aluminium und einem Querschnitt von 150 mm^2 ein Skilift mit einer Leistung von $S_{rstr} = S_A = 100 \text{ kVA}$ und ein betriebsfremdes Restaurant mit einer Anschlussleistung von 80 kVA versorgt. Der Betreiber des Liftes plant, den vorhandenen Asynchronmotor durch einen Stromrichterantrieb zu ersetzen. Der neue Antrieb soll aus einer 6-pulsigen gesteuerten Drehstrombrücke mit Gleichstrommotor bestehen.

Beurteilung

Die Bestimmung der (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V erfolgt nach **Kap. 3** oder **Anhang E**. Es ergibt sich für die (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V:

$$S_{kV} = 3 \text{ MVA}$$

Eine weitergehende Anschlussbeurteilung ist erforderlich, da das Leistungsverhältnis

$$\frac{S_{kV}}{S_A} = \frac{3 \text{ MVA}}{0,1 \text{ MVA}} = 30$$

unter 150 liegt (Gl. 5-4).

Der zu beurteilende Liftantrieb ist der **Gruppe 2** nach **Pkt. 5.3.2** zuzuordnen. Die *Oberschwingungslast* ergibt sich gemäß Gl. (5-6) zu:

$$S_{OS} = 100 \text{ kVA}$$

Mit Gl. (5-7) ergibt sich für den *Oberschwingungslastanteil*:

$$\frac{S_{OS}}{S_A} = \frac{100 \text{ kVA}}{100 \text{ kVA}} = 1$$

Das Wertepaar $[S_{OS} / S_A ; S_{kV} / S_A]$ liegt **oberhalb** der für die *Niederspannungsebene* geltenden Kurve in **Bild 5-1**. Dem Anschluss kann daher hinsichtlich *Oberschwingungen* **nicht** ohne Auflage von Begrenzungsmaßnahmen zugestimmt werden. Es kann beispielsweise eine Saugkreisanlage

vorgesehen werden oder der *Verknüpfungspunkt* V in das *Mittelspannungsnetz* verlegt (eigener Transformator) werden.

Emissionsgrenzwerte

Mit dem Anlagenstrom

$$I_A = \frac{S_A}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{100.000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 144 \text{ A}$$

erhält man folgende *Emissionsgrenzwerte*:

v	3	5	7	11	13	17	19	> 19
p _v	6 (18)*	15	10	5	4	2	1,5	1
I _v /I _A [%]	3,3 (9,6)*	8,2	5,5	2,7	2,2	1,1	0,8	0,5
I _v [A]	4,7 (14)*	12	7,9	3,9	3,2	1,6	1,2	0,8

* Die Klammerwerte gelten für den Neutralleiter.

Für den zulässigen THDi_A gilt:

$$\text{THDi}_A = \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} = \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{30} = 0,11 \Rightarrow 11\%$$

Die Begrenzungsmaßnahmen müssen so ausgelegt werden, dass die *Oberschwingungen* die *Emissionsgrenzwerte* nicht überschreiten. Sollte eine Saugkreisanlage eingesetzt werden, dann sind zusätzlich die in **Pkt. 5.5.5** genannten Bedingungen einzuhalten.

5.4.4 Seilbahn

Beschreibung der Anlage des Netzbenutzers

Ein Seilbahnantrieb soll mit einer Leistung von $S_{r\text{Str}} = S_A = 500 \text{ kVA}$ über einen Transformator mit einer Leistung $S_{rT} = 630 \text{ kVA}$ ($u_{kT} = 4 \%$) an das *Mittelspannungsnetz* angeschlossen werden. Der Antrieb des Gleichstrommotors erfolgt über einen gesteuerten *netzgeführten Stromrichter* in Drehstrombrückenschaltung (6-pulsig). Die *Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt (Mittelspannungsseite der Transformatorstation)* beträgt $S_{kV} = 60 \text{ MVA}$.

Beurteilung

Eine weitergehende Anschlussbeurteilung ist erforderlich, da das Leistungsverhältnis

$$\frac{S_{kV}}{S_A} = \frac{60 \text{ MVA}}{0,5 \text{ MVA}} = 120$$

kleiner 300 ist (Gl. (5-5)).

Da der Seilbahnantrieb der **Gruppe 2** zuzuordnen ist, findet man für die *Oberschwingungslast* mit Hilfe von Gl. (5-6)

$$S_{OS} = 500 \text{ kVA}$$

Mit Gl. (5-7) ergibt sich für den *Oberschwingungslastanteil*:

$$\frac{S_{OS}}{S_A} = \frac{500 \text{ kVA}}{500 \text{ kVA}} = 1$$

Das Wertepaar [$S_{OS} / S_A ; S_{kV} / S_A$] liegt **oberhalb** der für die *Mittelspannungsebene* geltenden Kurve in **Bild 5-1**. Dem Anschluss kann daher hinsichtlich *Oberschwingungen* **nicht** ohne Auflage von Begrenzungsmaßnahmen zugestimmt werden. Es sind somit Maßnahmen zur Reduzierung der *Oberschwingungsströme* (z.B. Einbau einer Saugkreisanlage) notwendig.

Emissionsgrenzwerte

Mit dem Anlagenstrom, bezogen auf die Niederspannungsseite von

$$I_A = \frac{S_A}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{500.000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 722 \text{ A}$$

ergeben sich folgende *Emissionsgrenzwerte* in der Niederspannungsebene:

v	3	5	7	11	13	17	19	> 19
p _v	6 (18)*	15	10	5	4	2	1,5	1
I _v /I _A [%]	6,6 (20)*	16	11	5,5	4,4	2,2	1,6	1,1
I _v [A]	47 (142)*	119	79	40	32	16	12	7,9

* Die Klammerwerte gelten für den Neutralleiter.

Für den zulässigen THDi_A gilt:

$$\text{THDi}_A = \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} = \frac{20}{1000} \cdot \sqrt{120} = 0,22 \Rightarrow 22 \%$$

Die Saugkreisanlage muss so dimensioniert werden, dass diese *Emissionsgrenzwerte* für die *Oberschwingungen* eingehalten werden. Weitere Kriterien für die Auslegung der Saugkreisanlage sind in **Pkt. 5.5.5** zu finden.

Anmerkung: Bei einer Häufung von Anlagen der Netzbenutzer mit gleichartigen Antrieben (z.B. Skigebiet) kann es zur Einhaltung der Verträglichkeitspegel notwendig sein, auch für Antriebe mit geringerer Leistung eine Saugkreisanlage oder eine aktive Oberschwingungskompensation vorzusehen.

5.5 Informative Hinweise

5.5.1 Einteilung der Oberschwingungserzeuger

Das in **Pkt. 5.3** vorgestellte Beurteilungsverfahren basiert auf der Bewertung der für die *Anlage des Netzbennutzers* charakteristischen *Oberschwingungslast* S_{OS} . Dazu werden alle nennenswerten *Oberschwingungserzeuger* unter Berücksichtigung der zu erwartenden Gleichzeitigkeit in zwei Gruppen eingeteilt (**Pkt. 5.3.2**). Welcher Gruppe ein *Oberschwingungserzeuger* zuzuordnen ist, hängt vom *Gesamtoberschwingungsgehalt* seines Stromes THDi ab:

Gruppe 1	$10 \% \leq THDi \leq 25 \%$
Gruppe 2	$THDi > 25 \%$

Elektrische Betriebsmittel (Geräte und Anlagen) mit einem THDi < 10 % werden bei der Bestimmung der *Oberschwingungslast* nicht berücksichtigt.

In der folgenden Tabelle sind die Merkmale einiger typischer *Oberschwingungserzeuger* zusammengestellt:

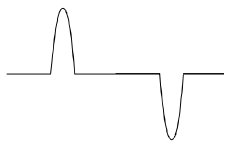
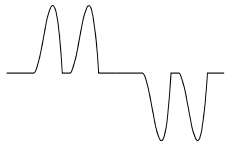

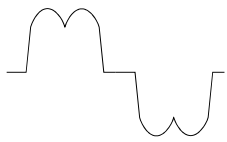
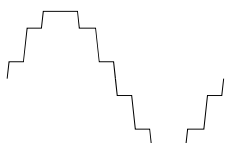
Schaltungsart	Stromkurvenform	THDi	Anwendungsbeispiele
Einphasiger Gleichrichter mit Glättungskondensator		≈ 165 % (Gr. 2)	Schaltnetzteile (Fernsehgeräte, Kompaktleuchtstofflampen, EDV-Geräte, Geräte der Unterhaltungselektronik)
6-pulsiger Gleichrichter mit Glättungskondensator		≈ 100 % (Gr. 2)	USV-Anlagen, Frequenzumrichter für Drehstrommotoren (Pumpen, Ventilatoren, Verdichter, Extruder, Mühlen, Brecher, Kranfahrwerke, Aufzüge, Förderanlagen, Rührwerke, Papiermaschinen, Wickelantriebe, Kalander, Bandsägen, Hebewerke, Klimageräte)
6-pulsiger Gleichrichter mit Glättungskondensator und -drossel		40 ÷ 70 % (Gr. 2)	
6-pulsiger Thyristorstromrichter mit Glättungsdrossel		25 ÷ 40 % (Gr. 2)	USV-Anlagen, Gleichstromantriebe (Skilifte, Extruder, Bandsägen), Wechselrichter für Windkraftanlagen
12-pulsiger Thyristorstromrichter mit Glättungsdrossel		≈ 15 % (Gr. 1)	Gleichstromantriebe mit hoher Leistung (Walzwerke, Seilbahnen), Wechselrichter für Windkraftanlagen

Tabelle 5-2: Merkmale typischer Oberschwingungserzeuger

5.5.2 Verträglichkeitspegel

Verträglichkeitspegel [9] bilden die Grundlage für die **EMV-Koordination** in Stromversorgungssystemen [1], [2]. Diese hat zum Ziel, den einzelnen *Anlagen der Netzbenutzer Störgrößen* so zuzuteilen, dass durch die Summenwirkung die festgelegten *Verträglichkeitspegel* möglichst nicht überschritten werden. Eine einzelne *Anlage des Netzbenutzers* darf demnach nur einen geringen Anteil dieser *Verträglichkeitspegel* in Anspruch nehmen.

Die *Verträglichkeitspegel* für *Oberschwingungsspannungen* in öffentlichen *Niederspannungsnetzen* sind in EN 61000-2-2 festgelegt:

ungeradzahlige Oberschwingungen				geradzahlige Oberschwingungen	
keine Vielfache von 3		Vielfache von 3 ^{a)}			
v	Oberschwingungs- spannung, in %	v	Ober- schwingungs- spannung, in %	v	Oberschwingungs- spannung, in %
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3,0	21	0,3	8	0,5
$17 \leq v \leq 49$	$2,27 \cdot \left(\frac{17}{v}\right) - 0,27$	$21 < v \leq 45$	0,2	$10 \leq v \leq 50$	$0,25 \cdot \left(\frac{10}{v}\right) + 0,25$

^{a)} Die für ungeradzahlige Oberschwingungen, die Vielfache von 3 sind, angegebenen Pegel gelten für Nullsystem-Oberschwingungen. Außerdem können die Werte für die Oberschwingung 3. und 9. Ordnung in einem Dreiphasensystem ohne Neutralleiter oder ohne zwischen Außenleiter und Neutralleiter geschalteter Last abhängig von der Unsymmetrie des System viel geringer als die Verträglichkeitspegel sein.

Tabelle 5-3: *Verträglichkeitspegel* für die einzelnen Oberschwingungsanteile der Spannung in öffentlichen Niederspannungs-Elektrizitätsversorgungsnetzen (Effektivwerte als Prozentsatz des Grundschwingungsanteils) [EN 61000-2-2]

Der *Verträglichkeitspegel* für den *Gesamtüberschwingungsgehalt* beträgt:

$$THDu = 8 \%$$

Der Bezugswert für die in Prozent angegebenen *Verträglichkeitspegel* und den *Gesamtüberschwingungsgehalt* ist die *Grundschwingung* der Netzspannung.

5.5.3 Messung von Oberschwingungen

Eine Beschreibung der möglichen Messverfahren und die bevorzugt anzuwendenden Messparameter findet man in [18], [20]. Die Wahl der Messverfahren und -parameter hängt vom Zweck der Messung ab:

- **Kontrollmessungen**

Diese sind notwendig, um die Einhaltung der *Emissionsgrenzwerte* laut **Pkt. 5.2** bzw. der *Verträglichkeitspegel* für die Oberschwingungsspannungen (**Pkt. 5.5.2**) zu überprüfen. Bis zum Vorliegen genormter Festlegungen wird empfohlen, den höchsten 10-Minuten-Effektivwert innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls zur Beurteilung heranzuziehen.

- **Bearbeitung der Beschwerden von Netzbenutzern**

In diesem Fall sind die Oberschwingungspegel aus [5] maßgebend. Dort findet man auch Angaben zu den anzuwendenden Messparametern und Auswerteprozeduren.

- **Störungsaufklärung**

Zur Untersuchung thermischer Effekte an Motoren und Transformatoren genügt es, ebenso wie in den beiden vorhergehenden Punkten, 10-Minuten-Effektivwerte zu erfassen. Zur Aufklärung von Störungen an Kompensationsanlagen, elektronischen Steuerungen oder der Tonfrequenzrundsteueranlagen (TRA) ist es in der Regel notwendig, *Oberschwingungen* mit kurzen Integrationsintervallen zu erfassen. Je nach Art der Störung kommen Integrationsintervalle bis herab zu 80 ms zur Anwendung. Die Beobachtungszeit richtet sich nach der Häufigkeit des Auftretens der gesuchten Störung.

5.5.4 Blindleistungskompensationsanlagen

Anlagen der Netzbenutzer mit einem hohen induktiven Blindleistungsbedarf benötigen in der Regel Kompensationseinrichtungen [L11]. Diese bestehen im einfachsten Fall aus Kondensatoren, die entweder für die *Anlage des Netzbenutzers* insgesamt wirken (Zentralkompensation) oder zusammen mit bestimmten *Betriebsmitteln* (Geräten und Anlagen) zu- und abgeschaltet werden (Einzelkompensation). *Anlagen* zur Zentralkompensation sind meist im Bereich der *Übergabestelle* installiert und können sich dem jeweiligen Blindleistungsbedarf anpassen.

Kompensationskondensatoren bilden zusammen mit der vorgelagerten Netzimpedanz einen Schwingkreis, dessen Resonanzfrequenz f_{res} hauptsächlich vom Verhältnis Kompensationsleistung Q_C zu *Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt* S_{kV} abhängt:

$$f_{\text{res}} = 50 \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{Q_C}} \quad (5-9)$$

f_{res} Resonanzfrequenz, in Hz

S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V, in VA

Q_C Kompensationsleistung, in var

Bei geregelten Kompensationsanlagen ändert sich die Resonanzstelle mit der Anzahl der eingeschalteten Stufen. Dadurch ist die Wahrscheinlichkeit relativ hoch, dass es zu unerwünschten Resonanzerscheinungen kommt.

*Anmerkung: Eine ausführliche Darstellung dieser Problematik aus der Sicht der Tonfrequenz-Rundsteuerung findet man im Hauptabschnitt D3 der TOR (siehe auch **Kap. 8**).*

Bild 5-3 zeigt, dass, abhängig vom Ort der Anregung des Schwingkreises, zwei Fälle zu unterscheiden sind:

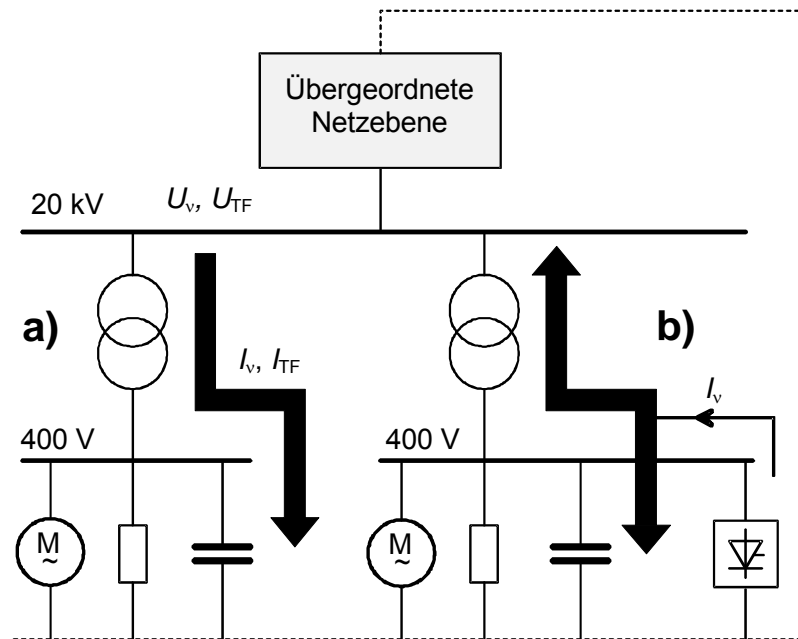


Bild 5-3: Schematische Darstellung der Resonanzmöglichkeiten
a) Reihen(Serien-)resonanz b) Parallelresonanz

- Vom *Mittelspannungsnetz* aus betrachtet, bildet der Kondensator zusammen mit dem Netztransformator einen **Reihenschwingkreis (Bild 5-3 a)**, der bei Resonanz eine niedrige Impedanz aufweist. Probleme sind zu erwarten, wenn die Resonanzfrequenz mit der Frequenz der Steuerspannung U_{TF} der TRA oder einer in der *Mittelspannung* vorhandenen *Oberschwingung* U_v zusammenfällt. In diesem Fall kann der Steuerpegel der TRA in der *Mittelspannungsebene* unzulässig abgeschwächt werden bzw. eine *Oberschwingung* in der *Niederspannung* stark ansteigen.
- Aus der Sicht der *Anlage des Netzbenutzers* stellt das *Verteilernetz* zusammen mit der Kompensationsanlage einen **Parallelschwingkreis** dar (**Bild 5-3 b**). Dieser wird durch die in der *Anlage des Netzbenutzers* erzeugten *Oberschwingungsströme* I_v zu Schwingungen angeregt, wenn die Eigenfrequenz mit einer *Oberschwingung* übereinstimmt. Durch den Resonanzstrom, der über den Kondensator und den Netztransformator fließt, steigt nicht nur die Verzerrung in der Niederspannung, sondern auch die Belastung der Kompensationsanlage.

Resonanzerscheinungen können vermieden werden, wenn den Kondensatoren passende Drosseln vorgeschaltet werden (**Verdrosselung**). Die Induktivität der Drossel wird in der Regel so gewählt, dass die Resonanzfrequenz unterhalb der Harmonischen mit der Ordnungszahl 5 (250 Hz) liegt.

Ob eine Kompensationsanlage zu verdrosseln ist, hängt von verschiedenen Faktoren ab:

- Aus der Sicht der *Oberschwingungsbegrenzung* ist eine Verdrosselung erforderlich, wenn
 - der *Oberschwingungslastanteil der Anlage des Netzbenutzers* $S_{OS}/S_A > 20\%$ ist und/oder
 - im Falle hoher Oberschwingungspegel im Netz die Kompensationsleistung $Q_C > 20\%$ der Anschlussleistung S_A .

Anmerkung: Werden mehrere Anlagen der Netzbenutzer von einer gemeinsamen Transformatorstation aus versorgt, muss sowohl die unterschiedliche Oberschwingungsemission der Anlagen der einzelnen Netzbenutzer als auch das Zusammenwirken der (oft verschieden ausgeführten) Kompensationsanlagen berücksichtigt werden. Das kann dazu führen, dass auch bei einer geringeren Oberschwingungslast bzw. Kompensationsleistung eine Verdrosselung vorzusehen ist, wobei bei der Auslegung die Ausführung der anderen Kompensationsanlagen beachtet werden muss.

- Hinsichtlich der **Tonfrequenzrundsteuerung** ist eine Verdrosselung notwendig, wenn
 - die Rundsteuerfrequenz $f_{TRA} > 250$ Hz und
 - die Kompensationsleistung $Q_C > 35\%$ der Anschlussleistung S_Aist (siehe Hauptabschnitt D3 der TOR).

5.5.5 Anforderungen an Saugkreisanlagen

Saugkreisanlagen sollen die Verzerrung der Netzspannung herabsetzen. Ein Saugkreis ist ein Reihenresonanzkreis mit einer Resonanzfrequenz nahe oder gleich der betrachteten *Oberschwingungsfrequenz*. Saugkreisanlagen bestehen aus mehreren solchen Kreisen, die auf verschiedene *Oberschwingungsfrequenzen* abgestimmt sind [L11].

In Verteilernetzen treten *Oberschwingungen* mit nennenswertem Pegel normalerweise nur bei den *Ordnungszahlen*

$$\nu = 6 \cdot k \pm 1 = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, \dots \quad \text{mit} \quad k = 1, 2, 3, 4, 5, \dots$$

auf. Damit keine störende Parallelresonanz bei einer dieser charakteristischen *Ordnungszahlen* auftritt, müssen Saugkreise lückenlos - beginnend mit der niedrigsten Ordnung ($\nu = 5$) - vorhanden sein. Bis zu welcher *Ordnungszahl* Saugkreise eingesetzt werden, hängt von den Anforderungen ab, die an den Oberschwingungsgehalt der Netzspannung gestellt werden.

Anmerkung: In Sonderfällen, z.B. bei leistungsstarken Einphasenlasten oder bestimmten TRA-Frequenzen, können Saugkreise auch für nichtcharakteristische Ordnungszahlen notwendig sein.

Anmerkung: Neben der Wahrnehmung ihrer Hauptaufgabe – der Reduzierung von Oberschwingungen – bewirken Saugkreise auch eine gewisse Kompensation der Grundschwingungsblindleistung.

Bei herkömmlichen Saugkreisanlagen (nur ein Saugkreis je *Ordnungszahl*) ist die Grundschwingungsblindleistung nur in sehr engen Grenzen durch Zu- und Abschalten von Saugkreisen regelbar. Dabei muss eine bestimmte Schaltfolge eingehalten werden. Die Zuschaltung beginnt mit dem Saugkreis niedrigster Ordnung und endet mit jenem höchster Ordnung. Das Abschalten erfolgt in umgekehrter Reihenfolge. Daraus resultiert, dass speziell die Saugkreise für die höheren Ordnungszahlen nicht in allen Betriebszuständen wirksam sind.

Für die Auslegung von Saugkreisanlagen gelten folgende Kriterien:

- **Oberschwingungen**

Die in **Pkt. 5.2** festgelegten Emissionsgrenzwerte müssen eingehalten werden.

- **Mindestsaugwirkung eines Saugkreises**

Das Verhältnis der Impedanz des Saugkreises Z_{vS} zur Netzimpedanz an der Anschlussstelle des Saugkreises Z_{vN} soll

$$\frac{Z_{vS}}{Z_{vN}} \leq 0,5 \quad (5-10)$$

Z_{vS} Impedanz des Saugkreises (bezogen auf Ordnungszahl v des Saugkreises), in Ω

Z_{vN} Impedanz des Verteilernetzes an der Anschlussstelle des Saugkreises (bezogen auf Ordnungszahl v des Saugkreises), in Ω

sein. Beide Impedanzen beziehen sich auf die Oberschwingungsfrequenz entsprechend der Ordnungszahl v , für die der Saugkreis bestimmt ist.

*Anmerkung: Der Anschlusspunkt von Saugkreisen fällt in der Regel nicht mit dem Verknüpfungspunkt der Anlage des Netzbenutzers mit dem Netz des Netzbetreibers zusammen. Bei der Berechnung der Impedanz Z_{vN} muss daher neben der eigentlichen Netzimpedanz auch die Impedanz zwischen dem Verknüpfungspunkt und der Anschlussstelle – einschließlich einer allenfalls vorhandenen Netz- oder Kommutierungsdrossel (**Kap. 6**) – berücksichtigt werden.*

- **Mindestimpedanz bei der Steuerfrequenz von Tonfrequenzrundsteueranlagen (TRA)**

Da Saugkreisanlagen die Rundsteuerung unzulässig beeinflussen können, müssen diese bei der Rundsteuerfrequenz eine Mindestimpedanz aufweisen. Angaben zu den einzuhaltenden Impedanzverhältnissen sind beim *Netzbetreiber* einzuholen.

*Anmerkung: Eine ausführliche Darstellung dieser Problematik gibt Hauptabschnitt D3 der TOR (siehe auch **Kap. 8**).*

- **Überkompensation der Grundschwingungsblindleistung**

Eine dauernde Überkompensation ist grundsätzlich zu vermeiden. Andernfalls ist die Zustimmung des *Netzbetreibers* erforderlich.

- **Belastung von Saugkreisen**

Saugkreise wirken sich nicht nur auf die in der *Anlage des Netzbenutzers* erzeugten Oberschwingungsströme aus, sondern übernehmen zusätzlich auch Oberschwingungsströme aus dem Netz, die aus den in der Netzspannung vorhandenen Oberschwingungsspannungen resultieren. Bei der Dimensionierung von Saugkreisen ist daher die Oberschwingungsbelastung des Netzes zu berücksichtigen.

5.5.6 Aktive Oberschwingungskompensation

Wie die Saugkreisanlagen werden auch aktive Kompensatoren zur Reduzierung von Harmonischen und Zwischenharmonischen eingesetzt. Im Gegensatz zu den aus den passiven Elementen „Drossel“ und „Kondensator“ bestehenden Saugkreisanlagen analysieren die aktiven Kompensatoren kontinuierlich den zu „glättenden“ Laststrom und speisen einen entsprechend errechneten Korrekturstrom ein. Die harmonischen und gegebenenfalls zwischenharmonischen Anteile des Korrekturstromes werden dabei vom aktiven Kompensator in Phasenopposition zu denen des Laststromes eingespeist. Durch den Einsatz eines aktiven Kompensators kann erreicht werden, dass der aus dem *Verteilernetz* bezogene Laststrom nahezu sinusförmig ist.

6 Kommutierungseinbrüche

6.1 Allgemeines

Das periodische Auftreten von kurzzeitigen Einbrüchen in der Netzspannung ist charakteristisch für den Betrieb netzgeführter Stromrichter. Der Grund dafür ist, dass bei jeder *Kommutierung* bis zur vollständigen Stromübernahme durch das Folgeventil ein Kurzschluss zwischen zwei Außenleitern wirksam ist. Die Tiefe dieser *Kommutierungseinbrüche* hängt unter anderem auch vom *Steuerwinkel* α ab und erreicht bei $\alpha = 90^\circ$ ein Maximum [L12].

Bild 6-1 a) zeigt als Beispiel den theoretischen Spannungsverlauf zwischen einem Außenleiter und dem Neutraleiter an der *Anschlussstelle* eines 6-pulsigen Stromrichter bei einem *Steuerwinkel* von $\alpha = 45^\circ$. Zu Beginn und am Ende sind häufig überlagerte *Kommutierungsschwingungen* (**Bild 6-1 b)**) zu beobachten.

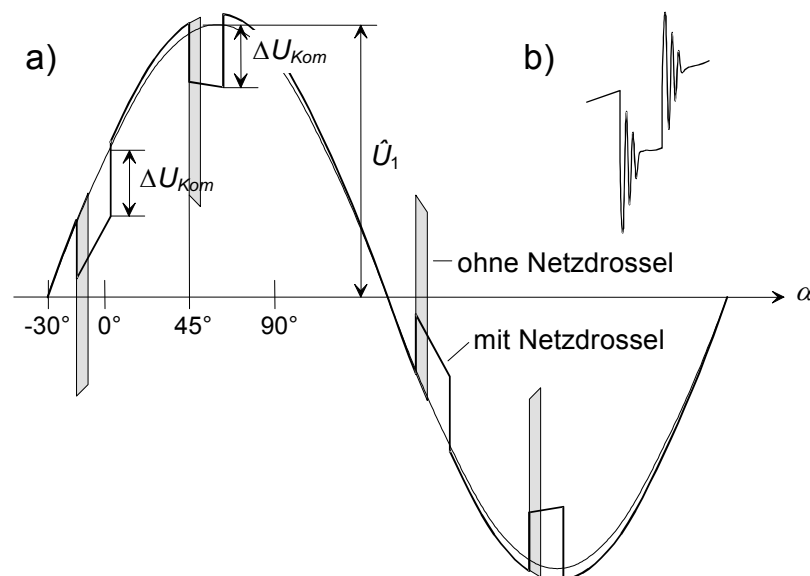


Bild 6-1: *Kommutierungseinbrüche* in der Außen-/Neutraleiterspannung
a) theoretischer Spannungsverlauf beim 6-pulsigen Stromrichter
b) Einbruch mit *Kommutierungsschwingungen* (Detailausschnitt zu a)

Die in **Bild 6-1 a)** grau dargestellten Einbrüche würden sich ergeben, wenn der Stromrichtersatz direkt am *Verknüpfungspunkt* angeschlossen wäre. Durch Vorschalten einer *Netzdrossel* verringert sich die Tiefe der Einbrüche, während ihre Dauer zunimmt.

Kommutierungseinbrüche zeigen sich im Frequenzbereich in Form eines breiten Frequenzbandes, das sich bis zu einigen 10 Kilohertz erstreckt. *Kommutierungseinbrüche* werden somit nur zu einem geringen Teil von den *Verträglichkeitspegeln* für *Oberschwingungsspannungen* (siehe **Kap. 5**)

erfasst. Für die Beurteilung von *Kommutierungseinbrüchen* ist die Betrachtung im Zeitbereich wesentlich aussagekräftiger.

Kommutierungseinbrüche einschließlich der überlagerten Schwingungen verursachen vornehmlich folgende Störungen:

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

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

Die Beurteilung der Zulässigkeit des Betriebes einer *Anlage eines Netzbenutzers* hinsichtlich *Kommutierungseinbrüchen* beruht auf den in **Pkt. 6.2** festgelegten *Emissionsgrenzwerten*. Es ist vorgesehen, dass diese Werte dem *Netzbenutzer* im Zuge der Bearbeitung von Anschlussanfragen vorgeschrieben werden und er für die Einhaltung verantwortlich ist.

Um den *Netzbenutzer* bei der Planung seiner *elektrotechnischen Anlage* unterstützen zu können, wurden in **Pkt. 6.3.1** Formeln angegeben, mit deren Hilfe die Induktivität der vorzuschaltenden *Netzdrossel* näherungsweise berechnet werden kann; der Einsatz hängt auch davon ab, dass der Betrieb des Stromrichters diesen zulässt. Da der Rechenwert eher auf der sicheren Seite liegt, ist nicht zu erwarten, dass mit einer danach dimensionierten *Netzdrossel* die gemessenen *Kommutierungseinbrüche* den *Emissionsgrenzwert* überschreiten.

6.2 Emissionsgrenzwerte

Der *Emissionsgrenzwert* ist ein festgelegter Wert einer Störgröße, der als Grundlage für die EMV-Koordination in elektrischen Netzen dient. Ziel der EMV-Koordination ist es sicherzustellen, dass durch das Zusammenwirken aller Störquellen in einem System die Verträglichkeitspegel eingehalten werden. Dazu werden vom Netzbetreiber Emissionsgrenzwerte sowohl für die einzelnen Netzebenen als auch für die Anlagen der Netzbenutzer entsprechend der Netz- und Laststruktur des betrachteten Systems festgelegt.

Die relative Tiefe eines *Kommutierungseinbruchs* d_{Kom} ist als höchste Abweichung ΔU der Netzspannung vom Augenblickswert der Grundschiwingung, bezogen auf den Scheitelwert \hat{U}_1 der Grundschiwingung, festgelegt (siehe **Bild 6-1 a**)).

Die relative Tiefe der *Kommutierungseinbrüche* d_{Kom} soll am *Verknüpfungspunkt* im ungünstigsten Betriebszustand folgende Werte nicht überschreiten;

Niederspannungsnetz:	$d_{\text{Kom}} = 0,10$
Mittelspannungsnetz:	$d_{\text{Kom}} = 0,05$

wobei d_{Kom} wie folgt zu berechnen ist

$$d_{\text{Kom}} = \frac{\Delta U_{\text{Kom}}}{\hat{U}_1} \quad (6-1)$$

d_{Kom} relative Tiefe eines Kommutierungseinbruches (periodischer transienter Spannungseinbruch)

ΔU_{Kom} ... höchste Abweichung der Netzspannung vom Augenblickswert der *Grundschiwingung*, in V

\hat{U}_1 Scheitelwert der *Grundschiwingung*, in V

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

Zusätzliche *Kommutierungsschwingungen* zu Beginn und am Ende des Einbruchs bleiben unberücksichtigt, solange ihre Amplitude den *Emissionsgrenzwert* nicht überschreitet.

6.3 Maßnahmen

6.3.1 Erhöhung der Reaktanz X_{Kom}

Grundlagen

Um die *Emissionsgrenzwerte* einhalten zu können, wird dem Stromrichtersatz meist eine passende *Netzdrossel* vorgeschaltet. Dadurch ändert sich aus der Sicht des *Verknüpfungspunktes* das Verhältnis aus *Netzreaktanz* am Verknüpfungspunkt V X_{kV} und *Reaktanz* X_{Kom} . **Bild 6-2** zeigt das Ersatzschaltbild des Netzes, an das ein Stromrichter angeschlossen ist.

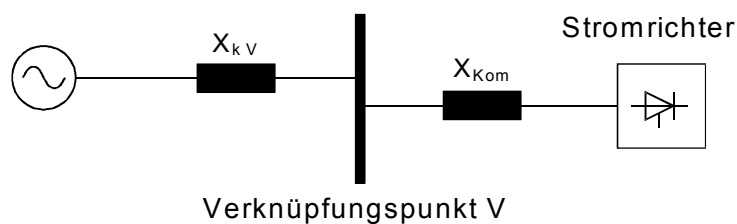


Bild 6-2: Ersatzschaltbild eines Netzes mit Stromrichter

In einem induktiven *Netz* nimmt die Tiefe der *Kommutierungseinbrüche* am *Verknüpfungspunkt* mit dem Spannungsteilverhältnis

$$\frac{X_{kV}}{X_{kV} + X_{Kom}}$$

X_{kV} Netzreaktanz am Verknüpfungspunkt V , in Ω

X_{Kom} Summe der Reaktanzen zwischen Verknüpfungspunkt und Stromrichtersatz, in Ω

ab.

Kurzschlussspannung der Netzdrossel

Die notwendige *relative* Kurzschlussspannung u_{kKom} der *Reaktanz* X_{Kom} kann in Abhängigkeit vom Verhältnis *Stromrichterleistung* S_{rStr} zu *Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt* S_{kV} dem **Bild 6-3** entnommen werden.

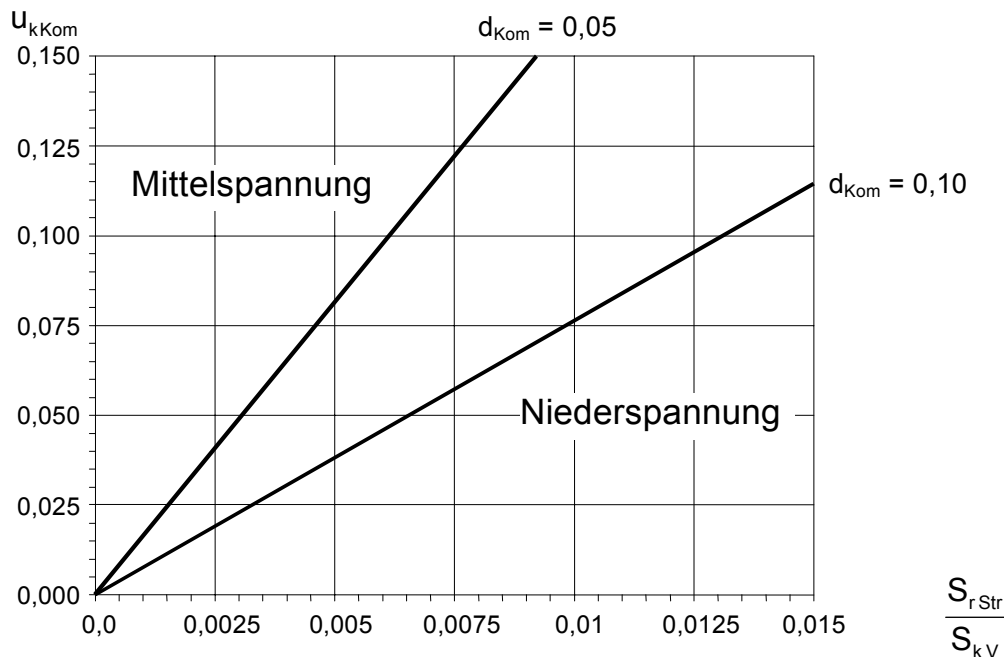


Bild 6-3: Erforderliche relative Kurzschlussspannung $u_{k\text{Kom}}$ der *Reaktanz* X_{Kom} in Abhängigkeit vom Verhältnis $S_{r\text{Str}} / S_{kV}$

Der Ablesewert für $u_{k\text{Kom}}$ ist auf 6-pulsige Stromrichter direkt anwendbar, während für 12-pulsige Stromrichter der Wert zu halbieren ist. Im Sinne einer Minimierung der *Netzurückwirkungen* sollte die relative Kurzschlussspannung $u_{k\text{Kom}}$ jedoch mindestens 0,04 betragen.

Bei einem Verhältnis Stromrichterleistung $S_{r\text{Str}}$ zu *Kurzschlussleistung* S_{kV} größer als etwa 0,015 ergibt sich ein relativ hoher Wert für $u_{k\text{Kom}}$. Daraus resultieren eine lange Dauer der *Kommutierung* und ein hoher Spannungsabfall, wodurch der Stromrichterbetrieb stark beeinträchtigt werden kann.

Anmerkung: **Bild 6-3** gibt die Wirkung der Spannungsteilung zwischen der Netzreaktanz X_{kV} und der Reaktanz X_{Kom} auf die Einbrüche in der Spannung Außenleiter/Sternpunkt wieder. Dem entspricht die mathematische Beziehung:

$$u_{k\text{Kom}} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1}{d_{\text{Kom}}} - 1 \right) \cdot \frac{S_{r\text{Str}}}{S_{kV}} \quad (6-2)$$

$u_{k\text{Kom}}$ relative Kurzschlussspannung der Reaktanz X_{Kom}

d_{Kom} relative Tiefe eines Kommutierungseinbruches (periodischer transienter Spannungseinbruch)

$S_{r\text{Str}}$ Stromrichterleistung, in VA

S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V, in VA

Induktivität der Netzdrossel

In den Listen für *Netzdrosseln* geben die Hersteller meist die Induktivität und den Bemessungsstrom an. Die Induktivität L_{Kom} , die Spannung U , die Netzfrequenz $f = 50$ Hz und die Leistung des Stromrichters $S_{r Str}$ stehen in folgender Beziehung zueinander:

$$L_{Kom} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot u_{k Kom} \cdot \frac{U^2}{S_{r Str}} \quad (6-3)$$

- L_{Kom} Induktivität der Reaktanz X_{Kom} , in H
- f Netzfrequenz (50 Hz), in Hz
- $u_{k Kom}$ relative Kurzschlussspannung der Reaktanz X_{Kom}
- U Netzspannung, in V
- $S_{r Str}$ Stromrichterleistung, in VA

Für den Fall, dass die Reaktanz X_{Kom} nur aus einer Netzdrossel besteht, kann für die Umrechnung Gl. (6-3) direkt herangezogen werden.

Ist bereits ein Transformator mit einer Leistung $S_{r T}$ und einer Kurzschlussspannung $u_{k T}$ vorhanden, so erhält man für die verbleibende Induktivität L_D der *Netzdrossel*:

$$L_D = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot \left(u_{k Kom} \cdot \frac{U^2}{S_{r Str}} - u_k \cdot \frac{U^2}{S_{r T}} \right) \quad (6-4)$$

- L_D Induktivität der Netzdrossel, in H
- f Netzfrequenz (50 Hz), in Hz
- $u_{k Kom}$ relative Kurzschlussspannung der Reaktanz X_{Kom}
- U Netzspannung (verkettet), in V
- $S_{r Str}$ Stromrichterleistung, in VA
- u_k Kurzschlussspannung des Transformators
- $S_{r T}$ Transformatorleistung, in VA

Anmerkung: Im Niederspannungsnetz kann in der Regel für U der Nennwert $U_n = 400$ V eingesetzt werden.

6.3.2 Kompensationsanlagen

Kompensations- und Saugkreisanlagen können bei geeigneter Auslegung vor allem an *Verknüpfungspunkten* mit relativ geringer *Kurzschlussleistung* zu einer nennenswerten Verringerung der Dauer und der Tiefe von *Kommutierungseinbrüchen* beitragen. Um die *Emissionsgrenzwerte* einzuhalten, genügt dann eine *Reaktanz* X_{Kom} , die mehr oder weniger unter dem nach **Pkt. 6.3.1** ermittelten Wert liegt. Die Berechnung des tatsächlichen Einflusses kann allerdings nur mit Hilfe einer Computersimulation durchgeführt werden.

Unverdrosselte Kompensationsanlagen können jedoch kritische neue Resonanzstellen schaffen und damit die *Kommutierungsschwingungen* verstärken.

6.3.3 Weitere Maßnahmen

Für hohe Stromrichterleistungen bieten sich folgende Möglichkeiten an:

- **Anhebung der (Netz-)Kurzschlussleistung** am *Verknüpfungspunkt* S_{kV} , z.B. durch Leitungsverstärkungen, die Installation einer eigenen Leitung zur Transformatorstation, die Erhöhung der Transformatorleistung oder den Anschluss an das übergeordnete *Netz*.
- Wahl einer **anderen Stromrichterart** anstelle eines gesteuerten *netzgeführten Stromrichters*. Das kann z.B. ein Frequenzumrichter mit einer netzseitigen Diodengleichrichtung oder ein selbstgeführter Stromrichter mit hoher Taktfrequenz sein.

6.4 Beispiele

6.4.1 Drehautomat in einer Werkstatt

Beschreibung der Anlage des Netzbenutzers

In einer Werkstatt soll ein Drehautomat mit einem gesteuerten *netzgeführten Stromrichter* (6-pulsig) angeschlossen werden. Die Leistung des drehzahlgeregelten Antriebs beträgt $S_{r,Str} = 6 \text{ kVA}$. Die Werkstatt wird aus einer Transformatorstation ($S_{r,T} = 400 \text{ kVA}$, $u_{k,T} = 4 \%$) über ein 200 m langes Al-Kabel mit einem Querschnitt von 150 mm^2 versorgt. An diesem Punkt sind noch weitere *Anlagen anderer Netzbenutzer* angeschlossen.

Beurteilung

Gemäß **Kap. 3** erhält man für die *Kurzschlussleistung* am *Verknüpfungspunkt* S_{kV} etwa

$$S_{kV} = 3 \text{ MVA}$$

Das Verhältnis Stromrichterleistung zu (Netz-)Kurzschlussleistung beträgt somit:

$$\frac{S_{r,Str}}{S_{kV}} = \frac{0,006 \text{ MVA}}{3 \text{ MVA}} = 0,002$$

Laut **Bild 6-3** ist für $d_{Kom} = 0,10$ eine *Reaktanz* X_{Kom} entsprechend einer relativen Kurzschlussspannung $u_{k,Kom}$ von

$$u_{k,Kom} \geq 0,015$$

erforderlich. Es wird jedoch empfohlen, $u_{k,Kom}$ nicht kleiner als **0,04** zu wählen. Mit Hilfe von Gl. (6-3) findet man, dass die Induktivität der *Netzdrossel* etwa

$$L_{Kom} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot u_{k,Kom} \cdot \frac{U^2}{S_{r,Str}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz}} \cdot 0,04 \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{6.000 \text{ VA}} = 3,4 \text{ mH}$$

betragen soll.

Weiters sind die *Oberschwingungen* nach **Kap. 5** zu prüfen.

6.4.2 Bandsäge in einem Sägewerk

Beschreibung der Anlage des Netzbenutzers

Der Betreiber eines Sägewerkes plant den Anschluss einer Bandsäge mit einer Leistung von $S_{r\text{Str}} = 50 \text{ kVA}$. Zur Steuerung des Gleichstrommotors dient ein 6-pulsiger *netzgeführter Stromrichter*. Das Sägewerk wird über ein eigenes Kabel vom *Niederspannungsverteiler* der Transformatorstation (*Verknüpfungspunkt*) versorgt. Der Transformator hat eine Leistung von $S_{rT} = 400 \text{ kVA}$ bei einem $u_{kT} = 4 \%$.

Beurteilung

Mit der *Kurzschlussleistung* am *Verknüpfungspunkt* von

$$S_{kV} = 10 \text{ MVA}$$

erhält man für das Verhältnis Stromrichterleistung zu *Kurzschlussleistung*:

$$\frac{S_{r\text{Str}}}{S_{kV}} = \frac{0,050 \text{ MVA}}{10 \text{ MVA}} = 0,005$$

Ausgehend von $d_{\text{Kom}} = 0,10$ findet man mit Hilfe von **Bild 6-3** für die relative Kurzschlussspannung der *Reaktanz* X_{Kom} :

$$u_{k\text{Kom}} \geq 0,04$$

Dem entspricht laut Gl. (6-3) eine Induktivität der *Netzdrossel* von:

$$L_{\text{Kom}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot u_{k\text{Kom}} \cdot \frac{U^2}{S_{r\text{Str}}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz}} \cdot 0,04 \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{50.000 \text{ VA}} = 0,4 \text{ mH}$$

Weiters sind die Bedingungen hinsichtlich *Oberschwingungen* (**Kap. 5**) einzuhalten.

6.4.3 Skilift

Beschreibung der Anlage des Netzbenutzers

Aus einer Transformatorstation ($S_{rT} = 250 \text{ kVA}$, $u_{kT} = 4 \%$) werden über ein 200 m langes Al-Kabel mit einem Querschnitt von 150 mm^2 ein Skilift mit einer Leistung von $S_{rStr} = 100 \text{ kVA}$ und ein betriebsfremdes Restaurant versorgt. Der Betreiber des Liftes plant, den vorhandenen Asynchronmotor durch einen Stromrichterantrieb zu ersetzen. Der neue Antrieb soll aus einer 6-pulsigen gesteuerten Drehstrombrücke mit Gleichstrommotor bestehen.

Beurteilung

Mit Hilfe von **Kap. 3** erhält man für die *Kurzschlussleistung* am *Verknüpfungspunkt*:

$$S_{kV} = 3 \text{ MVA}$$

Das Verhältnis Stromrichterleistung zu *Kurzschlussleistung* beträgt somit:

$$\frac{S_{rStr}}{S_{kV}} = \frac{0,1 \text{ MVA}}{3 \text{ MVA}} = 0,033$$

Für diesen hohen Wert wäre eine *Reaktanz* X_{Kom} entsprechend der relativen Kurzschlussspannung $u_{kKom} = 0,25$ erforderlich. Mit einer derart hohen *Reaktanz* X_{Kom} ist ein Stromrichter nicht mehr vernünftig betreibbar. Abhilfe würde der Einsatz eines leistungselektronischen Kompensators oder die Erhöhung der (Netz-) *Kurzschlussleistung* am *Verknüpfungspunkt V* schaffen.

Versorgungsvariante

Es wird ein separates Kabel von der Transformatorstation zum Lift verlegt und die Transformatorleistung von $S_{rT} = 250 \text{ kVA}$ auf 400 kVA erhöht. Der *Verknüpfungspunkt* befindet sich nun am *Niederspannungsverteiler* in der Transformatorstation.

Beurteilung

Die *Kurzschlussleistung* am *Verknüpfungspunkt* (neu) beträgt:

$$S_{kV} = 10 \text{ MVA}$$

Daraus resultiert ein Leistungsverhältnis:

$$\frac{S_{rStr}}{S_{kV}} = \frac{0,1 \text{ MVA}}{10 \text{ MVA}} = 0,01$$

Um $d_{Kom} = 0,10$ einzuhalten, ist nach **Bild 6-3** eine *Reaktanz* X_{Kom} entsprechend der relativen Kurzschlussspannung von

$$u_{kKom} = 0,08$$

ausreichend. Dem entspricht laut Gl. (6-3) eine Induktivität der *Netzdrossel* von:

$$L_{Kom} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot u_{kKom} \cdot \frac{U^2}{S_{rStr}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz}} \cdot 0,08 \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{100.000 \text{ VA}} = 0,4 \text{ mH}$$

Die tatsächliche *Netzdrossel* kann kleiner ausfallen, wenn man berücksichtigt, dass eine ohnehin notwendige Kompensationsanlage dazu beiträgt, die Tiefe der *Kommutierungseinbrüche* zu verringern.

6.4.4 Seilbahn

Beschreibung der Anlage des Netzbenutzers

Es soll ein Seilbahnantrieb mit einer Leistung von $S_{r\text{ Str}} = 500 \text{ kVA}$ über einen Transformator mit einer Leistung von $S_{r\text{ T}} = 630 \text{ kVA}$ ($u_{k\text{ T}} = 4 \%$) an das *Mittelspannungsnetz* angeschlossen werden. Der Antrieb des Gleichstrommotors erfolgt über einen gesteuerten *netzgeführten Stromrichter* in Drehstrombrückenschaltung (6-pulsig). Die *Kurzschlussleistung* am *Verknüpfungspunkt* (*Mittelspannungsseite* der Transformatorstation) beträgt 60 MVA.

Beurteilung

Das Verhältnis Stromrichterleistung zu *Kurzschlussleistung* beträgt:

$$\frac{S_{r\text{ Str}}}{S_{k\text{ V}}} = \frac{0,5 \text{ MVA}}{60 \text{ MVA}} = 0,008$$

Dieses Leistungsverhältnis erfordert nach **Bild 6-3** eine relative Kurzschlussspannung $u_{k\text{ Kom}}$ der *Reaktanz* X_{Kom} von:

$$u_{k\text{ Kom}} \geq 0,13$$

Mit Hilfe der Gl. (6-4) erhält man für die Mindestinduktivität der *Netzdrossel* auf der 400-V-Seite:

$$\begin{aligned} L_D &= \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot \left(u_{k\text{ Kom}} \cdot \frac{U^2}{S_{r\text{ Str}}} - u_{k\text{ T}} \cdot \frac{U^2}{S_{r\text{ T}}} \right) = \\ &= \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz}} \cdot \left(0,13 \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{500.000 \text{ VA}} - 0,04 \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{630.000 \text{ VA}} \right) = 0,1 \text{ mH} \end{aligned}$$

Die tatsächliche *Netzdrossel* kann kleiner ausfallen, wenn man davon ausgeht, dass zur Einhaltung der Bedingungen hinsichtlich *Oberschwingungen* (**Kap. 5**) eine Saugkreisanlage notwendig sein wird.

7 Zwischenharmonische Spannungen

7.1 Allgemeines

Eine zwischenharmonische Spannung ist eine sinusförmige Spannung, deren Frequenz zwischen denen der Oberschwingungen liegt, d.h. ihre Frequenz ist kein ganzzahliges Vielfaches der Grundschwingungsfrequenz [5]. Diese Spannungen werden in der Regel durch folgende *Betriebsmittel* verursacht:

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

Die Einprägung von Strömen beliebiger Frequenz hat einen dem Frequenzgang der Netzimpedanz entsprechenden Spannungsabfall zur Folge.

Durch Modulation von Strömen beliebiger Frequenz mit der *Netzfrequenz* an anderen *Betriebsmitteln* mit nichtlinearer Strom- Spannungscharakteristik entstehen weitere *zwischenharmonische Spannungen* in Form von Spiegelfrequenzen im Abstand von $(n \cdot 50 \text{ Hz})$, von welchen jene im Abstand von $\pm 100 \text{ Hz}$ von Belang sein können.

Zwischenharmonische Spannungen können vornehmlich *Flicker* verursachen oder die Funktion von Rundsteueranlagen beeinträchtigen.

7.2 Beurteilung

7.2.1 Flicker

Zwischenharmonische Spannungen können Amplitudenschwankungen im flickerkritischen Bereich hervorrufen. Liegt die Frequenz der *zwischenharmonischen Spannungen* in der Nähe von 40 Hz bzw. 60 Hz, dann kann bereits ein Pegel von $u_{\mu} = 0,15 \%$ Flicker verursachen (u_{μ} ...*Pegel der zwischenharmonische Spannung*).

Nähere Informationen zu „Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen“ sind in [9] zu finden.

7.2.2 Beeinflussung der Tonfrequenzrundsteuerung

Zwischenharmonische Spannungen mit annähernd gleicher Frequenz wie die Rundsteuerfrequenz können Störungen des Tonfrequenzrundsteuersystems bewirken, sofern der Pegel der Zwischenharmonischen Spannungen den Pegelwert der Nichtfunktionsspannung der Tonfrequenzrundsteuerempfänger übersteigt ($u_{\mu} > 0,3 \%$). Daher wird für *zwischenharmonische Spannungen* ein Pegel

$$u_{\mu} = 0,2 \%$$

als *Verträglichkeitspegel* definiert. Richtwerte für Zwischenharmonische-Pegel im Niederspannungsnetz finden sich im Annex B2 der [9].

Für ein einzelnes Betriebsmittel kann eine Emission $u_{\mu} = 0,1 \%$ zugelassen werden.

Bei den Nebenfrequenzen von ± 100 Hz zur Rundsteuerfrequenz darf u_{μ} den Wert von $0,3 \%$ nicht überschreiten.

Zwei Anwendungsfälle sind hier als typisch zu nennen:

- Frequenzumrichter für den Anschluss im *Niederspannungsnetz* sind üblicherweise als Spannungsumrichter ausgelegt. Störende Rundsteuerbeeinflussungen sind nicht zu erwarten, wenn die *Kurzschlussleistung* S_{kV} *am Verknüpfungspunkt* mindestens das 100fache der Umrichterleistung S_{um} beträgt:

$$\frac{S_{kV}}{S_{um}} \geq 100 \quad (7-1)$$

S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V, in VA
 S_{um} Umrichterleistung (Geräte und Anlagen), in VA

- Bei pulsbreitenmodulierten Gleichrichtern sind keine Rundsteuerbeeinflussungen zu erwarten, wenn die Taktfrequenz der Modulation oder ein Vielfaches von ihr nicht in den Bereich der Rundsteuerfrequenz ($0,7 f_{TRA} \dots 1,3 f_{TRA}$) fällt oder die (Netz-)Kurzschlussleistung S_{kV} *am Verknüpfungspunkt* mehr als das 1000-fache der Leistung S_{um} der Geräte und Anlagen beträgt.

$$\frac{S_{kV}}{S_{um}} \geq 1000 \quad (7-2)$$

7.3 Maßnahmen

- Verlegen des Anschlusses zu einem *Verknüpfungspunkt* mit höherer *Kurzschlussleistung*.
- Anhebung der (Netz-)Kurzschlussleistung am *Verknüpfungspunkt* S_{kV} , z.B. durch Leitungsverstärkungen, die Installation einer eigenen Leitung zur Transformatorstation, die Erhöhung der Transformatorleistung oder den Anschluss an das übergeordnete *Netz*.
- Verbesserung der Glättung im Zwischenkreis von Umrichtern.

8 Tonfrequenzrundsteuerungen (TRA) – Beeinflussungen

8.1 Beeinflussung einer Tonfrequenzrundsteueranlage (TRA) durch Netzurückwirkungen

Siehe auch „Tonfrequenz-Rundsteuerung; Empfehlung zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen“ des Hauptabschnittes D3 der TOR.

8.2 Gegenseitige Beeinflussung von verschiedenen TRA

Die von den einzelnen *Netzbetreibern* verwendeten TRA-Frequenzen werden im Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) koordiniert, um eine gegenseitige Beeinflussung der TRA verschiedener *Netzbetreiber* zu vermeiden.

Trotzdem kann es infolge von Netzresonanzen auch über mehrere Netzebenen hinweg zu solchen Beeinflussungen kommen, wenn die Frequenzen der betroffenen TRA gleich sind oder einen Abstand von ± 100 Hz zueinander aufweisen.

Abhilfemaßnahmen:

- Codierung der Telegramme und Absprache der Sendezeiten
- Sendewiederholung bei nicht plausiblen Abläufen
- Einbau von Saugkreisen am *Verknüpfungspunkt*
- Reduktion der Sendepiegel im störenden *Netz*
- Vermeidung von erkannten kritischen Schaltzuständen.

8.3 Störende Beeinflussung von Betriebsmitteln durch TRA

Tonfrequenz-(TF-)Impulse können besonders bei hohen Pegeln Betriebsmittel stören. In nachstehender **Tabelle 8-1** sind international empfohlene obere Sendepiegel für TRA angegeben.

Frequenz	Pegel	Frequenz	Pegel
Hz	%	Hz	%
110	1,7	317	3
168	1,7	383	3
183	3	425	3
194	2	485	4
206	2	600	4
217	3	750	4
228	2	1050	3
270	3	1350	3
283	3	1600	2,5

Tabelle 8-1: Nenn-Steuerfrequenzen und obere Sendepiegel (empfohlene Werte)

Der tatsächliche TF-Signalpegel kann an bestimmten Stellen eines *Netzes* gegenüber dem Sendepiegel durch Resonanzerscheinungen erheblich angehoben werden. Auf *Mittelspannungsleitungen* mit wechselnden Freileitungs- und Kabelstrecken sind bei den oberen Tonfrequenzen in Netzausläufern hohe Pegel möglich. Unzulässig hohe TF-Signalpegel führen zu Störungen bei der Bild- und Tonwiedergabe von Geräten der Unterhaltungselektronik, stören elektrische Uhren und führen zu zusätzlicher Beanspruchung von Glühlampen.

Der zulässige Höchstwert der TF-Spannung zwischen Außen- und Neutralleiter (L – N) in *Niederspannungsnetzen* ist durch die Meisterkurve [9] (**Bild 8-1**) festgelegt.

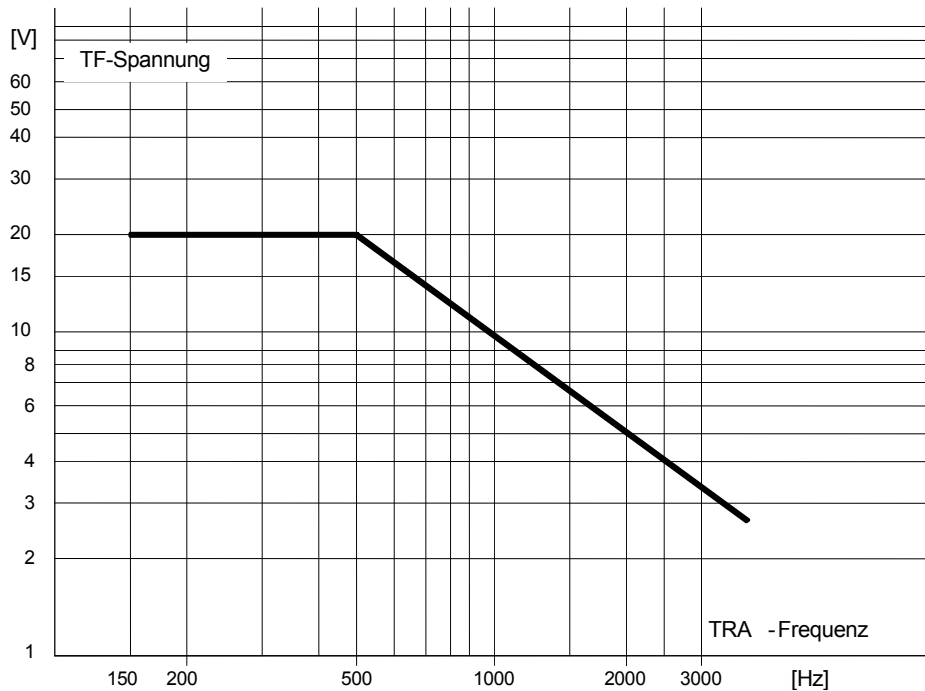


Bild 8-1: Meisterkurve [9]

Abhilfemaßnahmen:

- Senken des Sendepiegels
- Änderung des Schaltzustandes
- Verstimmen der Netzresonanz durch Kondensatoren
- Einbau von TF-Sperren bei bestimmten *Netzbenutzern*
- Einbau von Saugkreisen

Anmerkung 1: Bei Einbau von Saugkreisen für TF können ungewollte Parallelresonanzen für benachbarte Frequenzen entstehen.

Anmerkung 2: Auch bei zulässigen TF-Pegeln kann es während der TR-Sendung zum Flackern von Leuchtstofflampen und gedimmten Glühlampen kommen. Abhilfe ist durch spezielle Vorschaltgeräte oder Siebkreise möglich.

9 Erzeugungsanlagen

9.1 Allgemeines

Anschlussbeurteilung und *Emissionsgrenzwerte* gemäß diesem Kapitel sind auf *Erzeugungsanlagen* mit einem *Verknüpfungspunkt* im *Nieder- und Mittelspannungsnetz* anzuwenden. Für die Netzeinbindung von *Erzeugungsanlagen*, die vornehmlich zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung der Stromversorgung dienen, sind in der Regel auch zusätzliche Aspekte maßgebend.

Die Anschlussbeurteilung und Festlegung von *Emissionsgrenzwerten* für *Anlagen der Netzbenutzer* ist auf die längerfristige Einhaltung der [5] abgestimmt. Dabei wird von der Voraussetzung ausgegangen, dass die elektrische Energie möglichst ohne Störpegel erzeugt wird und dass sich die Summe der zulässigen *Netzurückwirkungen* auf alle angeschlossenen bzw. zukünftig anzuschließenden *Anlagen von Netzbenutzern* aufteilt.

Falls nun auch *Erzeugungsanlagen Netzurückwirkungen* in einem Maße verursachen würden, die den *Netzurückwirkungen* der üblichen *Anlagen von Netzbenutzern* (Verbraucher) entsprechen, käme es zu einer unzulässigen Beeinträchtigung der *Spannungsqualität*. Aus diesem Grund müssen von *Erzeugungsanlagen*, ausgenommen Kleinanlagen, niedrigere *Emissionsgrenzwerte* als von den üblichen *Anlagen von Netzbenutzern* (Verbraucher) eingehalten werden.

Der Betreiber der *Erzeugungsanlage* sollte grundsätzlich darauf achten, dass auch in der eigenen Anlage die Einhaltung der *Spannungsqualität* nach [5] sichergestellt ist. Andernfalls könnten übliche elektrische *Betriebsmittel* (auch die in der eigenen Anlage) gestört werden.

Erzeugungsanlagen für *Niederspannung* mit Einspeisestromstärken bis 16 A sind so auszulegen, dass bezüglich Störemission eines einzelnen Betriebsmittels jedenfalls die Grenzwerte gemäß [1] und [2] eingehalten werden. Anforderungen betreffend die Summenwirkung von Betriebsmitteln in einem bestimmten Netzbereich betreffend Merkmale der *Spannungsqualität* sind in den Hauptabschnitten D1, D2, D3, D4 der TOR, zur Frage der zulässigen Anhebung der Versorgungsspannung am *Verknüpfungspunkt* sind die diesbezüglichen Anforderungen in **Pkt. 9.2.2** festgelegt.

Der Anschluss von Photovoltaikanlagen bis 4,6 kVA je Außenleiter und weitere technische Aspekte für *Erzeugungsanlagen*, wie Netzanschluss, Entkupplungseinrichtung, Schutzeinrichtungen, Blindleistungs- und Spannungsregelung, werden im Hauptabschnitt D4 der TOR behandelt.

Unter *Verknüpfungspunkt* wird, falls nichts anderes angemerkt, immer der *Verknüpfungspunkt* der betrachteten *Anlage des Netzbenutzers* verstanden.

9.2 Beurteilung

9.2.1 Allgemeines

Aus der Sicht der *Netzurückwirkungen* sind beim Parallelbetrieb von *Erzeugungsanlagen* folgende Punkte von Bedeutung:

- Spannungsanhebung
- Schaltbedingte Spannungsänderungen
- Flicker
- Oberschwingungen
- Kommutierungseinbrüche
- Unsymmetrie
- Blindleistungskompensation
- Rückwirkungen auf Einrichtungen zur Signalübertragung über das Stromversorgungsnetz (z.B. TRA)

Je nach Art der *Erzeugungsanlage* (z.B. Generator mit direkter Netzeinspeisung, Netzeinspeisung über Umrichter) entstehen schwerpunktmäßig unterschiedliche *Netzurückwirkungen*.

Der Betrieb einer *Erzeugungsanlage* ist hinsichtlich *Netzurückwirkungen* zulässig, wenn die in diesem Abschnitt genannten Bedingungen eingehalten werden. Falls die Beurteilung zu einem negativen Ergebnis führt, ist es zweckmäßig, bereits in der Planungsphase entsprechende Abhilfemaßnahmen zwischen dem *Netzbetreiber* und dem vorgesehenen Betreiber der *Erzeugungsanlage* zu vereinbaren.

Die messtechnische Überprüfung der Einhaltung der *Emissionsgrenzwerte* ist im realen Betrieb der *Erzeugungsanlage* nicht immer ganz einfach. Vielfach überlagern sich nämlich bestimmte Beurteilungskriterien, wie die *Spannungsanhebung* und der *Flicker*, mit den Rückwirkungen anderer *Anlagen von Netzbenutzern*. Nur in jenen Fällen, in denen die *Netzurückwirkungen* der *Erzeugungsanlage* deutlich dominieren, ist eine messtechnische Überprüfung mit ausreichender Genauigkeit möglich. In allen anderen Fällen soll auf die Rechen- bzw. Simulationsergebnisse vertraut werden.

Bild 9-1 zeigt als Beispiel den Zusammenhang zwischen der kurzzeitigen *Spannungsänderung* ΔU , verursacht durch die Zuschaltung eines Asynchrongenerators (schaltbedingte *Spannungsänderung*), und der stationären *Spannungsanhebung* ΔU_{An} durch die Einspeisung:

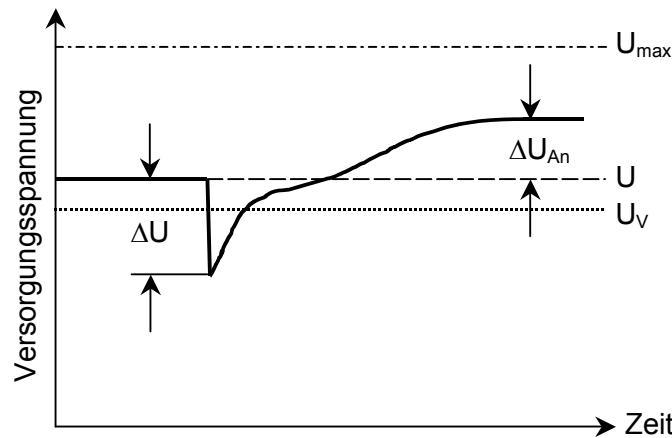


Bild 9-1: Zusammenhang zwischen kurzzeitiger *Spannungsänderung* ΔU und stationärer *Spannungsanhebung* ΔU_{An}

- U_{max} maximale Versorgungsspannung, in V
- U_V Spannung am Verknüpfungspunkt, in V
- U Versorgungsspannung, in V
- ΔU_{An} Spannungsanhebung (hier bezogen auf die Versorgungsspannung), in V
- ΔU Spannungsänderung, in V

Anmerkung: Es können auch kurzzeitige Spannungsänderungen ΔU auftreten, wenn z.B. die Polzahl eines Asynchrongenerators während der Einspeisung umgeschaltet (erhöht) wird. Der Rush-Effekt bleibt bei der Spannungsänderungsbewertung unberücksichtigt.

In der Regel werden ΔU_{An} bzw. ΔU auf die *Spannung am Verknüpfungspunkt* U_V bezogen und mit Δu_{An} bzw. d bezeichnet.

9.2.2 Spannungsanhebung

Allgemeines

Spannungsänderungen ergeben sich durch Leistungsänderungen aller *Verbraucher* und *Erzeugungsanlagen* in den Knoten des Netzes.

Jede einzelne Leistungsänderung in einem Knoten verursacht nicht nur eine *Spannungsänderung* in diesem Knoten, sondern auch in allen übrigen Knoten des Netzes. Die Spannungsverhältnisse in einem Knoten (Spannungsniveau, *Spannungsänderungen*, usw.) hängen daher von den Leistungsverhältnissen bzw. -änderungen in allen Knoten des Netzes ab.

Neben der Betrachtung der Störemission des einzelnen *Netzbenutzers* ist die kumulative Betrachtung aller *Netzbenutzer* für die Beurteilung der Spannungsverhältnisse notwendig.

Beurteilungsgrundlagen

Das Spannungsniveau (das heißt die Spannungen in den einzelnen Knoten des Netzes) ist von den Leistungen (unter Berücksichtigung von Wirk- und Blindanteil bzw. des *Verschiebungsfaktors* $\cos \varphi$ bzw. *Leistungsfaktor* λ - Blindleistungsmanagement) aller *Verbraucher* und *Erzeuger* in den einzelnen *Verknüpfungspunkt* abhängig.

Für die Beurteilung des Spannungsniveaus bzw. der *Spannungsänderungen* im *Verteilernetz* sind folgende kritische Extremsituationen zu berücksichtigen:

- Starklast des Netzes mit minimaler Einspeisung (niedrigste Spannung)
- Schwachlast des Netzes mit maximaler Einspeisung (höchste Spannung)

Für beide Extremsituationen muss in allen Punkten des *Verteilnetzes* das Spannungstoleranzband eingehalten werden.

Berechnungsgrundlagen

Für die Berechnung des Spannungsniveaus sowie der *Spannungsänderungen* (Spannungsabfälle bzw. *Spannungsanhebungen*) gilt das Superpositionsprinzip. Die Leistungsänderung eines einzelnen *Verbrauchers/Erzeugers* bewirkt eine *Spannungsänderung* in seinem *Verknüpfungspunkt* sowie auch „übertragene“ *Spannungsänderungen* in allen übrigen *Verknüpfungspunkten*, die sich den dort bestehenden Spannungen in den *Verknüpfungspunkten* überlagern. Die *Spannungsänderungen* in den einzelnen *Verknüpfungspunkten* sind einerseits abhängig von der Leistungsänderung des verursachenden Verbrauchers/Erzeugers in dessen *Verknüpfungspunkt*, andererseits von den Netzimpedanz- bzw. Kurzschlussleistungsverhältnissen.

Im Folgenden werden Näherungsformeln angegeben, welche die Berechnung folgender *Spannungsänderungen* erlauben:

- (1) *Spannungsanhebung* Δu_{AnV} im *Verknüpfungspunkt V* durch eine Einspeisung am *Verknüpfungspunkt V*
- (2) *Übertragene Spannungsanhebung* Δu_{AnT} an der Transformatorschiene durch eine Einspeisung am *Verknüpfungspunkt V*
- (3) *Spannungsanhebung* an der Transformatorschiene durch die Gesamtheit aller *Erzeugungsanlagen*
- (4) *Spannungsanhebung* an beliebigen *Verknüpfungspunkten* durch die Gesamtheit aller *Erzeugungsanlagen*

Bei Einspeisung von mehreren *Erzeugungsanlagen* an **mehreren** *Verknüpfungspunkten* und vor allem bei komplizierten Netztopologien, wie Ringnetzen und vermaschten Netzen, sind die *relativen Spannungsanhebungen* Δu_{An} in den jeweiligen *Verknüpfungspunkten* sowie in den anderen Netzpunkten über eine Lastflussberechnung zu ermitteln.

Anmerkung: Die Spannungsänderung eines Netzpunktes ist die Differenz der Spannungsbeträge vor und nach der Zuschaltung des Verbrauchers bzw. Erzeugers. Diese Spannungsdifferenz entspricht näherungsweise der mit Näherungsformeln berechenbaren Längsspannungsänderung. Soll die Gesamtspannungsanhebung (Längs- und Querspannungsänderung, Transformatorregelung) berücksichtigt werden, so ist für eine genauere Berechnung der Spannungsanhebung die Verwendung eines Lastflussberechnungsprogrammes vorteilhaft.

- (1) *Relative Spannungsanhebung* Δu_{AnV} im *Verknüpfungspunkt V* durch eine Einspeisung am *Verknüpfungspunkt V*

Die *relative Spannungsanhebung* einer *Erzeugungsanlage* in Hinblick auf die *relative Spannungsanhebung* Δu_{AnV} im *Verknüpfungspunkt V* durch das Zuschalten bzw. die Leistungsänderung eines (oder mehrerer) *Netzbutzer* im *Verknüpfungspunkt* kann mit Hilfe der Näherungsformeln (9-1) oder (9-2) berechnet werden.

$$\Delta u_{AnV} = \frac{S_{rE\max V}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi_V - \varphi_E) \quad (9-1)$$

$$\Delta u_{AnV} = \frac{\Delta P_V \cdot R_V + \Delta Q_V \cdot X_V}{U_V^2} \quad (9-2)$$

Δu_{AnV} relative Spannungsanhebung im Verknüpfungspunkt, in V

S_{kV} Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt, in VA

ψ_V Netzimpedanzwinkel im Verknüpfungspunkt (**Pkt. 3.3**)

R_V Wirkanteil der Netzimpedanz im Verknüpfungspunkt, in Ω

X_V Blindanteil der Netzimpedanz im Verknüpfungspunkt, in Ω

$S_{rE\max V}$ maximale Einspeiseleistung im Verknüpfungspunkt, in VA

φ_E Einspeisewinkel, Winkel zwischen Wirk- und Scheinleistung der Erzeugungsanlage (bei maximaler Einspeiseleistung)

ΔP_V Wirkleistungsänderung im Verknüpfungspunkt, in W
(positives Vorzeichen bedeutet Wirkleistungseinspeisung, d.h. Generator)

ΔQ_V Blindleistungsänderung im Verknüpfungspunkt, in var
(positives Vorzeichen bedeutet induktive Blindleistungseinspeisung)

U_V Außenleiterspannung am Verknüpfungspunkt (verkettete Spannung), in V

Anmerkung: Für die Beurteilung der Spannungsanhebung durch das Zu- bzw. Abschalten einer Einspeisung sind ΔP_V bzw. ΔQ_V dem Wirk- bzw. Blindanteil der maximalen Einspeiseleistung $S_{rE\max V}$ gleichzusetzen.

Die Vorzeichenfestlegung entspricht dem *Erzeugerzählpfeilsystem*:

- Bei *Erzeugungsanlagen*, die (induktive) Blindleistung in das *Netz* liefern (z.B. übererregte Synchrongeneratoren, Pulsumrichter), gilt:

$$P > 0 \text{ und } Q > 0$$

$$0^\circ \leq \varphi_E \leq 90^\circ$$

- Bei *Erzeugungsanlagen*, die (induktive) Blindleistung aus dem *Netz* beziehen (z.B. Asynchrongeneratoren, untererregte Synchrongeneratoren, netzgeführte Wechselrichter), gilt:

$$P > 0 \text{ und } Q < 0$$

$$270^\circ \leq \varphi_E \leq 360^\circ \text{ (-}90^\circ \leq \varphi_E \leq 0^\circ)$$

Anmerkung: Kompensationskondensatoren sind dabei zu berücksichtigen.

Formel (9-2) erlaubt eine detaillierte Betrachtung der Spannungsanhebung in Hinblick auf die getrennte Auswirkung von Wirk- und Blindleistungsanteil der Einspeisung. Die Netzimpedanz im *Verknüpfungspunkt* wird in dieser Formel durch ihren Wirkanteil R_V und den Blindanteil X_V berücksichtigt. Formel (9-2) ist vorteilhaft (siehe auch Abschnitt 9.3.1), wenn die Auswirkungen des angewendeten bzw. eines möglichen Blindleistungsmanagements genauer untersucht werden sollen.

(2) Übertragene Spannungsanhebung Δu_{AnT} an der Transformatorschiene durch eine Einspeisung am Verknüpfungspunkt V

Die übertragene *Spannungsanhebung* Δu_{AnT} an der Transformatorschiene durch eine Einspeisung am *Verknüpfungspunkt* V kann näherungsweise berechnet werden, wenn man vereinfachend annimmt, dass die Leistung der *Erzeugungsanlage* direkt an der Transformatorschiene eingespeist wird. Vernachlässigt werden hierbei der Einfluss der ohmschen und induktiven Verluste in der Anspeiseleitung zwischen Erzeugungsanlage und Transformatorschiene sowie der Einfluss der Leitungskapazitäten. Die Näherungsformeln (9-3) und (9-4) entstehen aus den Formeln (9-1) bzw. (9-2) durch Änderung von Kurzschlussleistung und -winkel bzw. von Netzresistanz und -reaktanz.

$$\Delta u_{AnT} = \frac{S_{rE \max V}}{S_{kT}} \cdot \cos(\psi_T - \varphi_E) \quad (9-3)$$

$$\Delta u_{AnT} = \frac{\Delta P_V \cdot R_T + \Delta Q_V \cdot X_T}{U_T^2} \quad (9-4)$$

Δu_{AnT} relative Spannungsanhebung an der Transformatorschiene, in V

S_{kT} Kurzschlussleistung an der Transformatorschiene, in VA

ψ_T Netzimpedanzwinkel an der Transformatorschiene (**Pkt. 3.3**)

R_T Wirkanteil der Netzimpedanz an der Transformatorschiene, in Ω

X_T Blindanteil der Netzimpedanz an der Transformatorschiene, in Ω

$S_{rE \max V}$ maximale Einspeiseleistung im Verknüpfungspunkt, in VA

φ_E Einspeisewinkel, Winkel zwischen Wirk- und Scheinleistung der Erzeugungsanlage (bei maximaler Einspeiseleistung)

ΔP_V Wirkleistungsänderung im Verknüpfungspunkt, in W
(positives Vorzeichen: Wirkleistungseinspeisung – Generator)

ΔQ_V Blindleistungsänderung im Verknüpfungspunkt, in var
(positives Vorzeichen: induktive Blindleistungseinspeisung)

U_T Außenleiterspannung an der Transformatorschiene (verkettete Spannung, in V

(3) Spannungsanhebung Δu_{An} an der Transformatorschiene durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen

Die *Spannungsanhebung* Δu_{An} an der Transformatorschiene durch die Gesamtheit aller *Erzeugungsanlagen*, die in das vom Transformator versorgte Netz einspeisen, entsteht durch Superposition, d.h. durch lineare Summation aller von den Einzelanlagen an die Transformatorschiene übertragenen Spannungsanhebungen. Unter den in Punkt (2) genannten Voraussetzungen kann die gesamte Einspeiseleistung aller *Erzeugungsanlagen* (Wirk- und Blindleistung) konzentriert an der Transformatorschiene (9-5) angenommen werden und damit die Gesamtspannungsanhebung (9-6) berechnet werden.

Aus Formel (9-4) folgt mit

$$\Delta P_{V_{ges}} = \sum_1^K \Delta P_{V_k} \quad k = 1 \dots K \quad \text{und} \quad \Delta Q_{V_{ges}} = \sum_1^K \Delta Q_{V_k} \quad k = 1 \dots K \quad (9-5)$$

$$\Delta u_{AnT_{ges}} = \frac{\Delta P_{V_{ges}} \cdot R_T + \Delta Q_{V_{ges}} \cdot X_T}{U_T^2} \quad (9-6)$$

ΔP_{V_k} Wirkleistungsänderung der Einspeisung im Verknüpfungspunkt V_k , in W
(positives Vorzeichen: Wirkleistungseinspeisung – Generator)

ΔQ_{V_k} Blindleistungsänderung der Einspeisung im Verknüpfungspunkt V_k , in var
(positives Vorzeichen: induktive Blindleistungseinspeisung)

R_T Wirkanteil der Netzimpedanz an der Transformatorschiene, in Ω

X_T Blindanteil der Netzimpedanz an der Transformatorschiene, in Ω

U_T Außenleiterspannung an der Transformatorschiene (verkettete Spannung), in V

Setzt man in Formel (9-6) die jeweiligen Maximalwerte aller Einspeisungen ein, so stellt die so berechnete Gesamtspannungsanhebung der *Erzeugungsanlagen* nur einen (oft unrealistischen) Rechenwert dar. Realistische Werte der Gesamtspannungsanhebung entstehen, wenn die Gleichzeitigkeit der Einspeisungen sowie Blindleistungsmanagementmöglichkeiten berücksichtigt werden.

Die Betrachtung von Formel (9-6) zeigt deutlich die Bedeutung der an der Transformatorschiene herrschenden Blindleistungsverhältnisse. Da an der Transformatorschiene der ohmsche Anteil der Netzimpedanz R_T wesentlich geringer ist als deren induktiver Anteil X_T , wird die über den Transformator übertragene Blindleistung in Hinblick auf die Spannungsänderung stärker gewichtet als die übertragene Wirkleistung. Die Bedeutung einer Leistungsübertragung mit dem *Leistungsfaktor* $\lambda = 1$ wird daraus ersichtlich.

(4) Spannungsanhebung Δu_{An} durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen in beliebigen Verknüpfungspunkten

Die *Spannungsanhebung* Δu_{An} durch die Gesamtheit aller *Erzeugungsanlagen* kann durch die Anwendung des Überlagerungsprinzips (Helmholtz) ermittelt werden. Dabei werden die am betrachteten *Verknüpfungspunkt* durch die einzelnen *Erzeugungsanlagen* verursachten *Spannungsanhebungen* summiert.

Man geht beim Überlagerungsprinzip von der Überlegung aus, dass zunächst jeweils nur jede einzelne *Erzeugungsanlage* als wirksam angenommen wird und damit die *Spannungsanhebung* durch jede einzelne *Erzeugungsanlage* in jedem *Verknüpfungspunkt* berechnet wird – siehe Gleichung (9-7) und (9-8). Schließlich erhält man für jede *Erzeugungsanlage* und jeden *Verknüpfungspunkt* eine „anteilige“ *Spannungsanhebung* in den berechneten *Verknüpfungspunkten*. Die beschriebenen Berechnungen basieren auf den Gleichungen (9-1) und (9-2) – siehe auch Beispiel 9.3.6. Die *Spannungsanhebungen* der einzelnen *Erzeugungsanlagen* werden für den betrachteten *Verknüpfungspunkt* V_k addiert.

Für die Bewertung komplexer bzw. ausgedehnter Netztopologien ist eine Lastflussberechnung (z.B. mittels Knotenpunktadmittanzmatrix) die geeignete Methode und der Einsatz entsprechender Berechnungsprogramme zweckmäßig.

$$\Delta u_{Ank} = \sum_{i=1}^k \frac{S_{rE \max Vi} \cdot \cos(\psi_{Vi} - \varphi_{Ei})}{S_{kVi}} + \sum_{i>k}^n \frac{S_{rE \max Vi} \cdot \cos(\psi_{Vk} - \varphi_{Ei})}{S_{kVk}} \quad (9-7)$$

$$\Delta u_{Ank} = \sum_{i=1}^k \frac{\Delta P_{Vi} \cdot R_{Vi} + \Delta Q_{Vi} \cdot X_{Vi}}{U_{Vi}^2} + \sum_{i>k}^n \frac{\Delta P_{Vi} \cdot R_{Vk} + \Delta Q_{Vi} \cdot X_{Vk}}{U_{Vk}^2} \quad (9-8)$$

Δu_{Ank} relative Spannungsanhebung im betrachteten Verknüpfungspunkt V_k , in V

S_{kVi} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V_i , in VA

ψ_{Vi} Netzimpedanzwinkel im Verknüpfungspunkt V_i (**Pkt. 3.3**)

R_{Vi} Wirkanteil der Netzimpedanz im Verknüpfungspunkt V_i , in Ω

X_{Vi} Blindanteil der Netzimpedanz im Verknüpfungspunkt V_i , in Ω

$S_{rE \max Vi}$ maximale Einspeiseleistung im Verknüpfungspunkt V_i , in VA

φ_{Ei} Einspeisewinkel, Winkel zwischen Wirk- und Scheinleistung der Erzeugungsanlage (bei maximaler Einspeiseleistung) am Verknüpfungspunkt V_i

ΔP_{Vi} Wirkleistungsänderung im Verknüpfungspunkt V_i , in W
(positives Vorzeichen bedeutet Wirkleistungseinspeisung, d.h. Generator)

ΔQ_{Vi} Blindleistungsänderung im Verknüpfungspunkt V_i , in var
(positives Vorzeichen bedeutet induktive Blindleistungseinspeisung), bezogen auf den betrachteten Netzknoten i

U_{Vi} Außenleiterspannung am Verknüpfungspunkt V_i (verkettete Spannung), in V

Anmerkung: Zur richtigen Anwendung der Gleichungen (9-7) und (9-8) muss die Indizierung i der Verknüpfungspunkte bei jenem mit höchster (Netz-)Kurzschlussleistung (z.B. Sammelschiene im Umspannwerk oder in der Ortsnetzstation) beginnend mit $i = 1$ und fortlaufend dem Leitungszug folgend bis $i = n$ eingesetzt werden – siehe auch Beispiel 9.3.6.

Beurteilung

Die *relative Spannungsanhebung*, welche durch die Gesamtheit aller *Erzeugungsanlagen* in einem betrachteten Netz verursacht wird, darf an keinem *Verknüpfungspunkt* dieses Netzes folgende Grenzwerte überschreiten:

<i>Niederspannungsnetz:</i>	$\Delta u_{An, zul} = 3 \%$
<i>Mittelspannungsnetz:</i>	$\Delta u_{An, zul} = 2 \%$

Anmerkung: In Sonderfällen kann der Netzbetreiber davon abweichende, höhere Grenzwerte vorgeben, wenn die Art und Betriebsweise des Netzes dies erlauben, bzw. muss der Netzbetreiber geringere Werte vorgeben, wenn die Art und Betriebsweise des Netzes oder das im Netz z.B. bereits durch andere Erzeugungsanlagen verursachte, vorherrschende Spannungsniveau dies erfordern. Im Falle einer Grenzwertreduktion wird dem betroffenen Netzbenutzer ein ausführlicher Nachweis (z.B. Netzdaten, Lastflussberechnungen, Blindleistungsmanagement) durch den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt.

Kann die geplante Erzeugungsleistung (auch unter Berücksichtigung eines möglichen Blindleistungsmanagements) nicht zur Gänze über den vorgesehenen oder vorhandenen Netzanschlusspunkt in das Netz eingespeist werden, so legt der Netzbetreiber die mögliche Einspeiseleistung fest. Darüber hinaus schlägt der Netzbetreiber technische Alternativen für die Einspeisung der Gesamtleistung vor (siehe auch TOR Hauptabschnitt D4).

Anmerkung: Sind mehrere Erzeugungsanlagen an ein Umspannwerk oder eine Umspannstation angeschlossen, so empfiehlt es sich die detaillierten Berechnungen über komplexe Lastflussberechnungsprogramme durchzuführen (unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit der Einspeisung, der Type der Erzeugungsanlage, dem Blindleistungsmanagement, usw.). Bei den zu Grunde gelegten Knotenleistungen (Verbrauch und Einspeisung) ist insbesondere die jeweilige Blindleistung zu berücksichtigen. Diese kann bei Erzeugungsanlagen auch variabel vorgegeben werden – siehe z.B. nachfolgendes Beispiel in Abschnitt 9.3.6.

Hierbei darf in keinem Netzpunkt unter Berücksichtigung

- der Situation Schwachlast mit Starkeinspeisung,
- der Gleichzeitigkeit der Einspeisungen,
- des Einsatzes von Blindleistungsmanagement und
- der Reserve für geplante bzw. absehbare weitere Erzeugungsanlagen

das Spannungstoleranzband verletzt werden.

Für diese Werte gilt, dass bei der Ermittlung der *Spannungsanhebung* die Gleichzeitigkeit der Einspeisungen, der mögliche Einsatz von Blindleistungsmanagement und im Mittelspannungsnetz der Einfluss der Transformatorregelung berücksichtigt werden müssen.

Anmerkung: Wenn wegen der Spannungsanhebung ein Betrieb der Erzeugungsanlage nicht möglich ist, bieten sich folgende Maßnahmen an:

- *Steuerung bzw. Regelung der Blindleistung (Blindleistungsmanagement)*
- *Beschränkung der maximal möglichen Einspeiseleistung*
- *Anschluss an einen Verknüpfungspunkt mit höherer Kurzschlussleistung*
- *Erhöhung der Netzkurzschlussleistung S_{kV} durch netztechnische Maßnahmen*

*Die Spannungsanhebung kann theoretisch auch negativ sein (Spannungsabsenkung), wenn bei Wirkleistungseinspeisung gleichzeitig eine entsprechend hohe (induktive) Blindleistung aus dem Netz bezogen wird (Blindleistungsmanagement). Da sowohl eingespeiste als auch entnommene Blindleistungen die Verluste im Netz wie auch in der Erzeugungsanlage verändern, ist eine von $\lambda = 1$ abweichende Betriebsweise nur ausnahmsweise in Betracht zu ziehen (unter Berücksichtigung des **Hauptabschnittes D4** der TOR).*

Die stationäre Spannungsanhebung oder -absenkung im Mittelspannungsnetz wird bei Einspeisungen in Umspannwerksnähe durch den Umspanner zumindest teilweise ausgeregelt.

9.2.3 Schaltbedingte Spannungsänderung

Emissionsgrenzwerte

Beim Zu- oder Abschalten von *Erzeugungsanlagen* an das Netz (z.B. Zuschalten von Generatoren, Polumschaltung von Asynchrongeneratoren) darf am *Verknüpfungspunkt* der betrachteten *Erzeugungsanlage* der Betrag der relativen *Spannungsänderung* d den zulässigen Wert nicht überschreiten.

Für *Spannungsänderungen* mit einer *Wiederholrate* r von z.B. $r < 0,1 \text{ min}^{-1}$ (1 Änderung in 10 Minuten) gilt:

Niederspannungsnetz:	$d_{zul} = 3 \%$
Mittelspannungsnetz:	$d_{zul} = 2 \%$

Für eine selten auftretende kurzzeitige *Spannungsänderung* (z.B. seltener Anlaufvorgang nicht häufiger als einige Male pro Tag, Wiederholrate $r_i < 0,01 \text{ min}^{-1}$) kann im Ausnahmefall ein höherer Wert zugelassen werden:

Niederspannungsnetz:	$d_{zul} = 6 \%$
Mittelspannungsnetz:	$d_{zul} = 3 \%$

Berechnung

Mit Hilfe der folgenden Formel (siehe auch **Pkt. 4.2.1**) kann die *relative Spannungsänderung* d berechnet werden:

$$d = \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi) \quad (9-9)$$

d relative Spannungsänderung

ΔS_A Laständerung (Scheinleistungsänderung), in VA

S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt, in VA

ψ Netzimpedanzwinkel (**Pkt. 3.3**)

φ Winkel der Laständerung

Anmerkung: Erfolgt die Berechnung im Verbraucherzählpfeilsystem, so bedeutet ein positives d eine Spannungsabsenkung.

Für die *Laständerung* ΔS_A ist je nach Art der *Erzeugungsanlage* ein dem Schaltvorgang entsprechender Wert einzusetzen. Es gelten folgende Richtwerte:

○ **Einspeisung über Umrichter oder Wechselrichter**

Die Zuschaltung bewirkt bei Einhaltung der üblichen Synchronisierkriterien keine nennenswerte *Laständerung* ΔS_A . Beim Abschaltvorgang entspricht die *Laständerung* ΔS_A ca. der Nennleistung der Erzeugungseinheit.

○ **Synchrongeneratoren**

Die Generatorzuschaltung bewirkt bei Einhaltung der üblichen Synchronisierkriterien keine nennenswerte *Laständerung* ΔS_A . Beim Abschaltvorgang entspricht die *Laständerung* ΔS_A ca. der Nennleistung der Erzeugungseinheit.

○ **Asynchrongeneratoren**

Bei Asynchrongeneratoren, die motorisch hochgefahren werden, kann ΔS_A bis zum 10fachen der Nennleistung betragen. Falls der genaue Wert nicht bekannt ist, wird üblicherweise mit dem Faktor 8 gerechnet.

Bei Asynchrongeneratoren, die bei annähernd synchroner Drehzahl zugeschaltet werden, liegt die *Laständerung* ΔS_A meist unter dem 4fachen der Generatornennleistung.

Bei der Polumschaltung von Asynchrongeneratoren tritt eine ähnlich hohe *Laständerung* ΔS_A wie beim motorischen Hochlauf auf.

Für die Schaltvorgänge bei Windenergieanlagen findet man im Prüfbericht einen „netzabhängigen Schaltstromfaktor“ $k_{i\psi}$, der für verschiedene Netzimpedanzwinkel ψ (**Pkt. 3.3**) angegeben wird. Mit diesem kann zusammen mit der Leistung der *Erzeugungseinheit* $S_{rE\max}$ eine fiktive relative *Spannungsänderung* wie folgt ermittelt werden:

$$d = \frac{k_{i\psi} \cdot S_{rE\max}}{S_{kV}} \quad (9-10)$$

d relative Spannungsänderung

$S_{rE\max}$.. maximale Einspeiseleistung, in VA

S_{kV} Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt, in VA

$k_{i\psi}$ netzabhängiger Schaltstromfaktor

Das Ergebnis muss ebenfalls den zutreffenden *Emissionsgrenzwert* d_{zul} einhalten.

Wenn der Winkel φ nicht bekannt ist, muss er entweder auf Grund von Erfahrungswerten festgelegt werden oder man macht eine worst-case-Abschätzung, indem man den "cos-Ausdruck" gleich 1 setzt.

Die Vorzeichenfestlegung entspricht dem *Verbraucherzählpeilsystem*. Für den wichtigen Fall des Schaltens von Asynchrongeneratoren ergeben sich für φ folgende Winkelbereiche:

- Bezug von Wirkleistung und Bezug von (induktiver) Blindleistung (z.B. Zuschalten von Asynchrongeneratoren):

$$P > 0 \text{ und } Q > 0$$

$$0^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$$

- Lieferung von Wirkleistung und Bezug von (induktiver) Blindleistung (z.B. Abbremsen bei der Polumschaltung von Asynchrongeneratoren):

$$P < 0 \text{ und } Q > 0$$

$$90^\circ \leq \varphi \leq 180^\circ$$

Maßnahmen

Verminderung der schaltbedingten *Spannungsänderung* ΔU bei Asynchrongeneratoren:

- Reduzierung des Schaltstromes durch
 - Drosseln,
 - Widerstände,
 - Anlasstransformator oder
 - Drehstromsteller,
 die nach dem Schaltvorgang überbrückt werden.
- Sonderausführung des Asynchrongenerators
- Anschluss an einem Verknüpfungspunkt mit höherer Kurzschlussleistung
- Erhöhung der Netzkurzschlussleistung S_{kV} durch netztechnische Maßnahmen

Erläuterungen

Die Behandlung der *Spannungsänderungen* baut auf den Festlegungen in **Kap. 4** auf.

Die Beurteilung schaltbedingter *Spannungsänderungen* ist vor allem beim Zuschalten von Asynchrongeneratoren notwendig.

Gleichzeitige Schaltvorgänge in einer *Erzeugungsanlage* mit mehreren Generatoren sind im Sinne einer Minimierung der *Netzurückwirkungen* durch eine geeignete Verriegelung und Zeitverzögerung (> 1 min) zu vermeiden.

9.2.4 Flicker

Emissionsgrenzwerte

Der zulässige Wert für die Langzeit-Flickerstärke P_{it} (2-Stunden-Intervall), den die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen am ungünstigsten Verknüpfungspunkt in einem Netz erzeugen darf, beträgt:

$$P_{it\ zul} = 0,46 \text{ p.u.}$$

Berechnung

a) Netz mit nur einer flickerrelevanten Erzeugungsanlage

Wenn der Anlagenflickerbeiwert c und der flickerrelevante Phasenwinkel φ_f der Erzeugungseinheit bekannt sind (z.B. aus dem Prüfbericht der Windenergieanlage) kann zusammen mit den Netzdaten die Flickeremission am Verknüpfungspunkt berechnet werden:

$$P_{it} = c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \cdot |\cos(\psi + \varphi_f)| \quad (9-11)$$

- P_{it} Langzeit-Flickerstärke, in p.u.
- S_{rE} Bemessungsleistung der Erzeugungseinheit, in VA
- S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt, in VA
- ψ Netzimpedanzwinkel (**Pkt. 3.3**)
- c Anlagenflickerbeiwert
- φ_f flickerrelevanter Phasenwinkel (siehe nachfolgende Ausführungen)

Anmerkung: Ist im Prüfzertifikat der Anlage der Flickerbeiwert c auf den Netzimpedanzwinkel ψ berechnet und somit nur der Wert c_ψ gegeben, so wird dieser Flickerbeiwert verwendet. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass in diesem Fall der "cos-Ausdruck" nicht mehr berücksichtigt bzw. gleich 1 gesetzt wird.

Für eine einfache Abschätzung der Flickeremission oder wenn φ_f nicht bekannt ist, kann der "cos-Ausdruck" gleich 1 gesetzt werden:

$$P_{it} \leq c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (9-12)$$

- P_{it} Langzeit-Flickerstärke, in p.u.
- S_{rE} Bemessungsleistung der Erzeugungseinheit, in VA
- S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt, in VA
- c Anlagenflickerbeiwert

- b) **Mehrere** flickerrelevante *Erzeugungsanlagen* bzw. -einheiten an **einem** Verknüpfungspunkt
Besteht die *Erzeugungsanlage* aus mehreren Einheiten mit den Bemessungsleistungen S_{rEi} , ist die Langzeit-Flickerstärke P_{lti} für jede Einheit separat wie oben angeführt zu berechnen. Der resultierende *Flicker* kann dann mit Hilfe folgender Formel bestimmt werden:

$$P_{lt} = \sqrt{\sum_{i=1}^n P_{lti}^2} \quad (9-13)$$

P_{lt} Langzeit-Flickerstärke, in p.u.
 i Erzeugungseinheit

Bei einer *Erzeugungsanlage* mit n gleichen Einheiten beträgt der resultierende *Flicker*:

$$P_{lt} = \sqrt{n} \cdot P_{lti} = \sqrt{n} \cdot c \cdot \frac{S_{rEi}}{S_{kV}} \quad (9-14)$$

P_{lt} Langzeit-Flickerstärke, in p.u.
 S_{rEi} Bemessungsleistung der Erzeugungseinheit, i in VA
 S_{kV} (Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt, in VA
 i Erzeugungseinheit
 n Anzahl gleicher Erzeugungseinheiten

Der resultierende *Flicker* muss am *Verknüpfungspunkt* unter P_{ltzul} liegen.

- c) **Mehrere** flickerrelevante *Erzeugungsanlagen* an **verschiedenen** Verknüpfungspunkten

- Einseitig gespeister Abzweig mit n *Erzeugungsanlagen*:

P_{ltjk} bezeichnet jenen *Flicker*, den die *Erzeugungsanlage* j , die am *Verknüpfungspunkt* j einspeist, am *Verknüpfungspunkt* k erzeugt, wobei für $j, k = 1, 2, \dots, n$ gilt.

Der resultierende *Flicker* kann wie folgt abgeschätzt werden:

- (1) Für jede *Erzeugungsanlage* j wird der *Flicker* P_{ltjj} an ihrem *Verknüpfungspunkt* $k = j$ nach a) und b) ermittelt.
- (2) Für jede *Erzeugungsanlage* j wird der Flickerbeitrag P_{ltjk} an den übrigen *Verknüpfungspunkten* $k \neq j$ berechnet (**Pkt. 4.2.4**):

$$S_{kVj} < S_{kVk} : \quad P_{l_{jk}} = P_{l_{jj}} \cdot \frac{S_{kVj}}{S_{kVk}} \quad (9-15)$$

$$S_{kVj} \geq S_{kVk} : \quad P_{l_{jk}} = P_{l_{jj}} \quad (9-16)$$

S_{kVj} Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt j, in VA

S_{kVk} Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt k, in VA

$P_{l_{}}$ Langzeit-Flickerstärke, in p.u.

(3) Der resultierende *Flicker* am *Verknüpfungspunkt k* beträgt:

$$P_{l_{k}} = \sqrt{\sum_{j=1}^n P_{l_{jk}}^2} \quad (9-17)$$

Der resultierende *Flicker* muss an allen *Verknüpfungspunkten* unter $P_{l_{zul}}$ liegen.

- Bei komplizierten Netztopologien, wie Ringnetzen und vermaschten *Netzen*, muss der resultierende *Flicker* über eine Simulationsrechnung ermittelt werden.

Maßnahmen

Wenn wegen des *Flickers* ein Betrieb der *Erzeugungsanlage* nicht möglich ist, bieten sich folgende Maßnahmen an:

- Auswahl einer Anlagentype mit einem geringeren *Anlagenflickerbeiwert*
- Anschluss an einem *Verknüpfungspunkt* mit höherer *Kurzschlussleistung*
- Erhöhung der Netzkurzschlussleistung S_{kV} durch netztechnische Maßnahmen
- Einsatz einer dynamischen Kompensationsanlage

Erläuterungen

Die Behandlung des *Flickers* baut auf den Festlegungen in **Kap. 4** auf.

Eine Flickerbeurteilung ist normalerweise nur bei Windenergieanlagen notwendig, da der *Anlagenflickerbeiwert* – vor allem bei solchen mit Asynchrongeneratoren – bis 50 betragen kann.

Im Gegensatz zum kubischen Überlagerungsgesetz in **Pkt. 4.2.4** wird hier die quadratische Addition angewendet. Praktische Untersuchungen hinsichtlich des Zusammenwirkens mehrerer Windenergieanlagen zeigten nämlich, dass es sich bei den *Spannungsänderungen* um stochastische Ereignisse handelt, die sich – ebenso wie bei der Bildung des Effektivwertes von Wechselspannungen unterschiedlicher Frequenz – quadratisch überlagern.

Im Gegensatz zu den Formeln für die Berechnung der *Spannungsanhebung* und der schaltbedingten *Spannungsänderungen* weist diese Formel ein Pluszeichen im “cos-Ausdruck“ auf. Es gilt also für die Wirkleistung das *Erzeugerzählpeilsystem* und für die Blindleistung das *Verbraucherzählpeilsystem*, d.h. die Wirkleistung P, die in das *Netz* geliefert wird, und die (induktive) Blindleistung Q, die aus dem *Netz* bezogen wird, sind positiv. Durch diese Vorzeichenfestlegung ist es möglich, den flickerrelevanten Winkel aus dem Prüfbericht von Windenergieanlagen direkt in die Formel einzusetzen.

9.2.5 Oberschwingungen

Emissionsgrenzwerte

Für *Erzeugungsanlagen* sind 50 % der nach **Pkt. 5.2** ermittelten *Emissionsgrenzwerte* zulässig.

Erläuterung

Eine Beurteilung hinsichtlich *Oberschwingungen* ist nur dann erforderlich, wenn die Einspeisung über Umrichter oder Wechselrichter erfolgt. Weitere Informationen über *Oberschwingungen* findet man in **Kap. 5**.

Bei Eigenanlagen ist darauf zu achten, dass durch eine getrennte Beurteilung der in dieser *Anlage* angeschlossenen *elektrischen Betriebsmittel* und *Erzeugungsanlagen* ein nicht zu hoher Oberschwingungsemissionswert festgelegt wird, welcher zu einer unzulässigen *Spannungsqualität* im betrachteten Netzbereich führen könnte. In diesem Fall sind von den hier aufgeführten Festlegungen abweichende Regelungen zu treffen.

9.2.6 Kommutierungseinbrüche

Emissionsgrenzwerte

Für *Erzeugungsanlagen* sind 50 % der in **Pkt. 6.2** angegebenen *Emissionsgrenzwerte* zulässig, nämlich:

Niederspannungsnetz:	$d_{\text{Kom}} = 0,05$
Mittelspannungsnetz:	$d_{\text{Kom}} = 0,025$

Erläuterung

Kommutierungseinbrüche sind nur bei solchen Anlagen von Bedeutung, bei denen die Energie über netzgeführte Wechselrichter eingespeist wird (siehe **Kap. 6**).

9.2.7 Einphasige Erzeugungsanlagen

Im Niederspannungsnetz sind einphasige *Erzeugungseinheiten* einer *Erzeugungsanlage* so anzuschließen, dass die Unsymmetrie im Betrieb maximal 4,6 kVA beträgt.

Erläuterung

Die Unsymmetrie ist vor allem dann von Bedeutung, wenn eine *Erzeugungsanlage* (z.B. Photovoltaikanlage) aus einer Vielzahl einphasiger *Erzeugungseinheiten* besteht. In Niederspannungsnetzen ist der Anschluss einphasiger *Erzeugungseinheiten* bis zu einer Bemessungsleistung von 4,6 kVA zulässig. Weitere Informationen über die Unsymmetrie findet man in **Pkt. 4.4**.

9.2.8 Blindleistungskompensation

Zur Vermeidung von Resonanzen bei Oberschwingungsfrequenzen (siehe **Pkt. 5.5.4**) und unzulässiger Rückwirkungen auf Tonfrequenzrundsteueranlagen (TRA) des *Netzbetreibers* können für den Anschluss von Kondensatoren (z.B. für die Bereitstellung der Blindleistung von Asynchrongeneratoren) zusätzliche Maßnahmen (z.B. Verdrosselung der Kompensationskondensatoren) erforderlich sein (siehe Hauptabschnitt D3 der TOR).

9.2.9 Beeinflussung der Signalübertragung im Verteilernetz

Erzeugungsanlagen können den Betrieb von Einrichtungen zur Signalübertragung über das 50-Hz-*Verteilernetz* auf zweierlei Art und Weise gefährden (siehe auch **Kap. 8** oder TOR Hauptabschnitt D1):

- Die *Erzeugungsanlage* weist bei der Übertragungsfrequenz eine niedrige Impedanz auf (z.B. direkt angeschlossener Asynchrongenerator, Blindleistungskompensation). Dadurch kann vor allem bei den tiefen Steuerfrequenzen der Tonfrequenzrundsteueranlagen (TRA) der Nutzpegel unzulässig abgeschwächt werden (Saugwirkung).
Aber nicht nur die *Erzeugungsanlage* selbst, sondern auch die dadurch zusätzlich anschließbaren *Anlagen von Netzbenutzern* belasten die Sendeeinrichtungen.
- Die *Erzeugungsanlage* erzeugt im Bereich der Übertragungsfrequenzen hohe Störpegel (z.B. bei Einspeisung über Umrichter), welche die Signalübertragung beeinträchtigen.

Hinweise dazu, wie solche Störungen im Frequenzbereich der TRA zwischen 100 Hz und 2 kHz vermieden werden können, findet man in – Hauptabschnitt D3 der TOR.

Weiters sollte darauf geachtet werden, dass in dem für *Netzbetreiber* gewidmeten Frequenzbereich für Informationsübertragung zwischen 3 kHz und 95 kHz (siehe Europeanorm EN 50065) die Störemission der *Erzeugungsanlagen* einen störungsfreien Betrieb entsprechender Einrichtungen zur Signalübertragung ermöglicht.

9.3 Beispiele

9.3.1 Anschluss mehrerer Windenergieanlagen an ein 20-kV-Netz – Beispiel 1

Beschreibung des Verteilernetzes und der Erzeugungsanlage

An ein 20-kV-Mittelspannungsnetz ($U_V = U_c = 20,2 \text{ kV}$; $S_{kV} = 280 \text{ MVA}$; $\psi = 70^\circ$) soll ein Windenergiepark, bestehend aus 7 baugleichen Windenergieanlagen (WEA) mit je 2.000 kW, angeschlossen werden.

Daten der Windenergieanlage (lt. Datenblatt):

Bemessungsleistung:	$P_{rG} = 2.000 \text{ kW}$
Anlagenanzahl:	$n = 7$
1-min-Mittelwert:	$p_{1\text{min}} = 1,05$
10-min-Mittelwert:	$p_{10\text{min}} = 1,01$
Momentanwert:	$p_{\text{mom}} = 1,2$
Bemessungsspannung:	$U_r = 400 \text{ V}$ (der WEA)
Bemessungsstrom:	$I_r = 2887 \text{ A}$ (der WEA)
Flickerbeiwert:	$c = 4$
Flickerrelevanter Winkel:	$\varphi_f = 11^\circ$
Leistungsfaktor:	$\cos \varphi_E = 1 \approx \lambda$ (am Verknüpfungspunkt)
Schaltstromfaktor ($\psi = 70^\circ$):	$k_{i\psi} = 0,5$

Die Kompensation ist so ausgelegt, dass bei voller Leistung $\cos \varphi_E = 1$ gefahren werden kann. Aufgrund des Anlagenkonzeptes besteht keine Netzbeeinflussung durch Schaltvorgänge (direktgetriebener Synchron-Ringgenerator). Der Oberschwingungspegel ist aufgrund der Technologie und laut Prüfbericht zu vernachlässigen. Die Beurteilung konzentriert sich auf die Berechnung der *Spannungsanhebung*, der schaltbedingten *Spannungsänderung* und des *Flickers*.

Berechnung der Netzurückwirkungen

- **Bemessung der Betriebsmittel**

Die Netzbetriebsmittel (wie beispielsweise das Anschlusskabel) müssen mindestens für den 10-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung ($S_{E \max 10 \min}$) aller Windenergieanlagen ($S_{rE \text{ ges } 10 \min}$) bemessen sein:

$$S_{rE \text{ ges } 10 \min} = n \cdot S_{rE \max 10 \min} = \frac{n \cdot P_{rG} \cdot p_{10 \min}}{\cos \varphi_E} = \frac{7 \cdot 2 \text{ MW} \cdot 1,01}{1} = 14,14 \text{ MVA}$$

- **Spannungsanhebung**

Die Rechnung hierfür basiert auf dem 1-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung aller Windenergieanlagen ($S_{rE \text{ ges } 1 \min}$):

$$S_{rE \text{ ges } 1 \min} = n \cdot S_{rE \max 1 \min} = \frac{n \cdot P_{rG} \cdot p_{1 \min}}{\cos \varphi_E} = \frac{7 \cdot 2 \text{ MW} \cdot 1,05}{1} = 14,7 \text{ MVA}$$

Der Einspeisewinkel beträgt ($\cos \varphi_E = 1 \approx \lambda$):

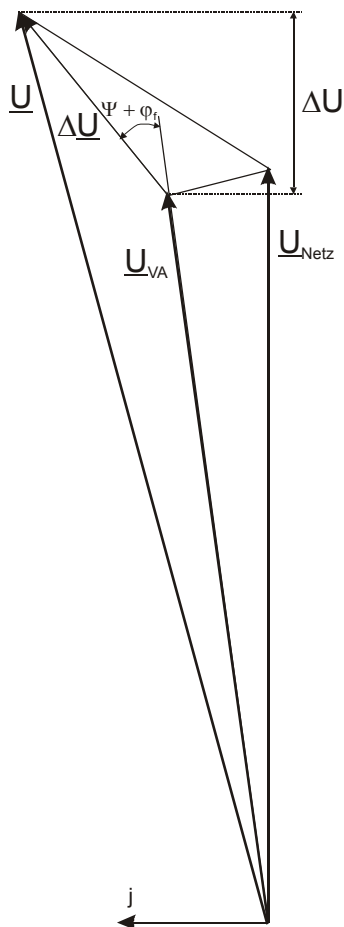
$$\varphi_E = \arccos \varphi_E = \arccos(1) = 0^\circ$$

Die relative Spannungsanhebung errechnet sich folgend (für alle Windenergieanlagen):

$$\Delta u_{An} = \frac{S_{rE \text{ ges } 1 \min}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) = \frac{14,7 \text{ MVA}}{280 \text{ MVA}} \cdot \cos(70^\circ - 0^\circ) = 0,018 \Rightarrow 1,8 \% < 2 \%$$

Die *relative Spannungsanhebung* liegt im Mittelspannungsnetz unter dem zulässigen Wert (siehe **Pkt. 9.2.2**) von 2 %.

Anmerkung: Leistungsänderungen erzeugen je nach Eigenschaft des Generatorsystems



komplexe Spannungsänderungen, bestehend aus Wirk und Blindanteil, ΔP und ΔQ . Diese wiederum bewirken an den Netzimpedanzen, bestehend aus dem Wirkanteil R und Blindanteil X , schwankende Spannungsänderungen $\Delta \underline{U}$, wobei die Spannung am Verknüpfungspunkt V des Netzes ebenfalls schwankt.

Graphisch kann beispielhaft für eine Leistungsänderung die Spannungsänderung von einer Spannung \underline{U}_{VA} zu \underline{U} nebenstehend veranschaulicht werden.

Bei Kenntnis der Leistungswerte der Erzeugungsanlage und der Wirk- bzw. Blindanteile der Netzimpedanz kann die Spannungsänderung einfach ermittelt werden.

$$\Delta U = \frac{\Delta P \cdot R + \Delta Q \cdot X}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Netz}}}$$

- ΔU Spannungsänderung pro Außenleiter, in V
- ΔP Wirkleistungsänderung pro Außenleiter, in W
- ΔQ Blindleistungsänderung pro Außenleiter, in var
- R Wirkanteil der Netzimpedanz pro Außenleiter, in Ω
- X Blindanteil der Netzimpedanz pro Außenleiter, in Ω
- U_{Netz} Netzspannung (Phasenspannung), in V

Hieraus ist ersichtlich, dass sich Wirkleistungsänderungen vor allem an den ohmschen Netzimpedanzen auswirken, Blindleistungsänderungen erzeugen hingegen an dem induktiven Anteil der Netzimpedanz Spannungsänderungen. Das bedeutet, dass reine Wirkleistungsänderungen an einem reinen induktiven Netz keine bzw. nur geringe Spannungsänderungen erzeugen würde. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Spannungsänderungen auch über die Änderung der Blindleistung, im Konkreten über die eingespeiste oder bezogene Blindleistung, beeinflusst werden.

- **Schaltbedingte Spannungsänderungen**

Der höchste Strom, der beim Schalten der 7 Windenergieanlagen auftritt, ist laut Prüfbericht über die momentane Leistung p_{mom} mit 1,2 angegeben. Die daraus resultierende *Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt* errechnet sich vereinfacht zu:

$$d = \frac{\Delta S_{rE \text{ ges mom}}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) = \frac{\left(\frac{n \cdot P_{rG} \cdot p_{\text{mom}}}{\cos \varphi_E} \right)}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) =$$

$$= \frac{\left(\frac{7 \cdot 2 \text{ MW} \cdot 1,2}{1} \right)}{280 \text{ MVA}} \cdot \cos(70^\circ - 0^\circ) = 0,0205 \Rightarrow 2,05 \% < 3 \%$$

Hinsichtlich *schaltbedingter Spannungsänderungen* (siehe **Pkt. 9.2.3**) wird die Bedingung $d \leq 3 \%$ eingehalten.

Anmerkung: Diese schaltbedingte Spannungsänderung bezieht sich auf alle 7 Erzeugungsanlagen (zeitgleich) und stellt somit einen theoretischen Maximalwert dar, der jedoch durch eine zeitlich gestaffelte Zu- bzw. Abschaltung der Erzeugungsanlagen verringert werden kann. Für den Einzelfall muss die Berechnung für eine Anlage vorgenommen werden – siehe nachfolgende Berechnung. Wird der Wert von $d \leq 3 \%$ in Falle einer Notabschaltung des gesamten Windparks überschritten, so wird dies nicht bewertet.

*Weiters ist ersichtlich, dass über den Verschiebungsfaktor (induktiv, ohmsch, kapazitiv) diese schaltbedingte Spannungsänderung als auch die Spannungsanhebung (siehe auch die Definition zu Zählpfeilsystem und **Pkt. 9.2.2** – Berechnung) beeinflusst werden kann und somit eine individuelle Spannungsbewertung pro Erzeugungsanlage und Verknüpfungspunkt vorzunehmen ist. Diese Variation des Verschiebungsfaktors ist jedoch durch die Type bzw. Art der Erzeugungsanlage beschränkt.*

Für die Berechnung der *Spannungsänderung* beim Zuschalten einer WEA mit der Bemessungsleistung wird der Anlaufwinkel φ_a der WEA mit 60° angenommen:

$$d = \frac{\Delta S_{rE}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_a) = \frac{\Delta \left(\frac{P_{rG}}{\cos \varphi_a} \right)}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_a) =$$

$$= \frac{\left(\frac{2 \text{ MW}}{\cos(60^\circ)} \right)}{280 \text{ MVA}} \cdot \cos(70^\circ - 60^\circ) = 0,0141 \Rightarrow 1,41 \% < 3 \%$$

Eine Berechnung für die Zuschaltung ist auch über den maximalen Schaltstromfaktor $k_{i\max}$, der vom „netzabhängigen Schaltstromfaktor“ $k_{i\psi}$ ausgeht, möglich, sofern dieser verfügbar ist. So ergibt sich die nachfolgende schaltbedingte *Spannungsänderung* – für ei-ne Anlage (S_{rE} ... Bemessungsleistung der *Erzeugungseinheit*):

$$d = \frac{k_{i\psi} \cdot S_{rE}}{S_{kV}} = \frac{k_{i\psi} \cdot \left(\frac{P_{rG}}{\cos \varphi_E} \right)}{S_{kV}} = \frac{0,5 \cdot \left(\frac{2 \text{ MW}}{1} \right)}{280 \text{ MVA}} = 0,00357 \Rightarrow 0,357 \% < 3 \%$$

Die Schaltvorgänge verursachen keine unzulässigen *Spannungsänderungen*, wenn gewährleistet ist, dass die einzelnen Schaltvorgänge in einem zeitlichen Abstand gestaffelt erfolgen. Die Notabschaltung aller WEA wird vernachlässigt.

- **Flicker**

Da es sich um sieben baugleiche Anlagen handelt, errechnet sich der *Langzeitflicker* (siehe **Pkt. 9.2.4**) zu:

$$\begin{aligned} P_{lt} &= \sqrt{n} \cdot c \cdot \frac{S_{rE \max 1 \min}}{S_{kV}} \cdot |\cos(\psi + \varphi_f)| = \sqrt{n} \cdot c \cdot \frac{\left(\frac{P_{rG} \cdot p_{1 \min}}{\cos \varphi_E} \right)}{S_{kV}} \cdot |\cos(\psi + \varphi_f)| = \\ &= \sqrt{7} \cdot 4 \cdot \frac{\left(\frac{2 \text{ MW} \cdot 1,05}{1} \right)}{280 \text{ MVA}} \cdot |\cos(70^\circ + 11^\circ)| = 0,012 \text{ p.u.} < 0,46 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

Der vom Windenergiepark erzeugte *Flicker* bleibt weit unter dem zulässigen Wert von 0,46 p.u. (siehe **Pkt. 9.2.4**). Diese Berechnung zeigt auch den großen Einfluss des Flickerbeiwertes c , des Netzimpedanzwinkels ψ und des flickerrelevanten Winkels φ_f auf die tatsächlich auftretenden Netzzrückwirkungen.

- **Beurteilung**

Bei Einhaltung folgender Bedingungen ist der Betrieb des Windenergieparks am vorgesehenen *Verknüpfungspunkt* möglich:

- Die maximal zulässige *Versorgungsspannung* (zu vereinbarendem Wert – entsprechend **Pkt. 9.2.2**) darf am Verknüpfungspunkt nicht überschritten werden.
- Als Sollwert für die Spannungsregelung, die über die Wirk- oder Blindleistung erfolgen kann, kann ein Spannungswert vertraglich vorgegeben werden.

- Um die Einhaltung der maximal zulässigen *Versorgungsspannung* unabhängig von der internen Spannungsregelung sicherzustellen, ist zusätzlich der Einbau einer jederzeit überprüfbaren Spannungsüberwachung (Überspannungsrelais) an der *Übergabestelle* erforderlich. Diese Maßnahme bewirkt, dass in Abhängigkeit von der Dauer der Überschreitung einzelne *Erzeugungseinheiten* sukzessive vom Netz getrennt werden.
- Ein gleichzeitiges Schalten mehrerer Windenergieanlagen muss durch eine Verriegelung und eine Zeitstaffelung von mindestens 1 min verhindert werden.

Es ist ersichtlich, dass für jeden Verknüpfungspunkt von *Erzeugungsanlagen* individuelle Bewertungen durchgeführt werden müssen.

Siehe auch Berechnungsbeispiel **Pkt. 9.3.2.**

9.3.2 Anschluss mehrerer Windenergieanlagen an ein 20-kV-Netz – Beispiel 2

Beschreibung des Netzes und der Erzeugungsanlage

Es sind 12 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Generatormennleistung von je 2,5 MVA geplant. Die einzelnen WEA sind mit einer Kompensationsanlage ausgestattet, sodass die Bemessungsleistung S_{rE} einer WEA $2,3 \text{ MW} = 2,3 \text{ MVA}$ beträgt.

Bei diesen 12 WEA handelt es sich um polumschaltbare Asynchrongeneratoren, welche über ein zweistufiges Getriebe durchschnittlich – je nach Windangebot – etwa 6-mal täglich geschaltet werden.

Ein Prüfzertifikat liegt vor.

Aufgrund der Gesamtleistung $S_{rE \text{ ges}}$ aller 12 WEA von 27,6 MW ist der Anschluss an die vorhandene 20-kV-Leitung aufgrund der thermischen Belastbarkeit nicht möglich.

Das bestehende 110-kV-Netz hat noch die erforderlichen Reserven.

Die Beurteilung der Netzurückwirkungen für den Verknüpfungspunkt erfolgt für die 20-kV-Sammelschiene des betreffenden Umspannwerkes.

Daten für die Berechnung:

Bemessungsleistung der Erzeugungseinheit:	$S_{rE} = 2.300 \text{ kVA}$
Anlagenanzahl:	$n = 12$
1-min-Mittelwert:	$p_{1\text{min}} = 1,1$
Momentanwert:	$p_{\text{mom}} = 1,3$
Bemessungsspannung:	$U_r = 660 \text{ V (der WEA)}$
Flickerbeiwert ($\psi = 87^\circ$):	$c_\psi = 4$
Schaltstromfaktor ($\psi = 87^\circ$):	$k_{i\psi} = 0,3$
bezogener Oberschwingungsstrom $v = 5$:	$I_5 / I_A = 2,62 \%$
Leistungsfaktor:	$\cos \varphi_E = 1 \approx \lambda$ (am Verknüpfungspunkt)
Netzkurzschlussleistung:	$S_{kV} = 204 \text{ MVA}$ (20-kV-Sammelschiene)
Netzimpedanzwinkel:	$\psi = 87^\circ$ (20-kV-Sammelschiene)

Berechnung der Netzurückwirkungen

- **Spannungsanhebung**

Für die Berechnung der Spannungsanhebung wird zuerst die Scheinleistung aller 12 WEA, bezogen auf den 1-Minuten-Mittelwert bestimmt.

$$S_{rE \text{ ges } 1 \text{ min}} = n \cdot S_{rE \text{ max } 1 \text{ min}} = n \cdot S_{rE} \cdot p_{1\text{min}} = 12 \cdot 2,3 \text{ MVA} \cdot 1,1 = 30,36 \text{ MVA}$$

Der Einspeisewinkel beträgt ($\cos \varphi_E = 1 \approx \lambda$):

$$\varphi_E = \arccos \varphi_E = \arccos(1) = 0^\circ$$

Die relative Spannungsanhebung errechnet sich folgend (für alle WEA):

$$\Delta u_{An} = \frac{S_{rE \text{ ges } 1 \text{ min}}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) = \frac{30,36 \text{ MVA}}{204 \text{ MVA}} \cdot \cos(87^\circ - 0^\circ) = 0,0078 \Rightarrow 0,78 \% < 2 \%$$

Die *relative Spannungsanhebung* (für alle WEA) liegt im Mittelspannungsnetz unter dem zulässigen Wert (siehe **Pkt. 9.2.2**) von 2 %.

• Schaltbedingte Spannungsänderung

a) Berechnung bezogen auf die Polumschaltung

Nachdem die 12 WEA als polumschaltbare Asynchrongeneratoren ausgeführt sind, muss die maximale *Spannungsänderung* über die *Wiederholrate* r (12 WEA, 2stufiges Getriebe, ca. 6 Umschaltungen täglich) ermittelt werden.

$$r = \frac{N}{T} = \frac{12 \cdot 2 \cdot 6}{24 \cdot 60} = 0,1 \text{ min}^{-1}$$

Die maximal zulässige *Spannungsänderung* für $r = 0,1 \text{ min}^{-1}$ ist unter Anwendung des Beurteilungsschemas **Pkt. 4.3.1** für MS zu ermitteln.

$$d_{\text{grenz}} = 2 \%$$

Die Beurteilung der schaltbedingten *Spannungsänderung*, unter Berücksichtigung von $d_{\text{grenz}} = 2 \%$, ergibt:

$$d = \frac{k_{i\psi} \cdot S_{rE}}{S_{kV}} = \frac{0,3 \cdot 2,3 \text{ MVA}}{204 \text{ MVA}} = 0,0034 \Rightarrow 0,34\% \leq 2 \%$$

b) Berechnung bezogen das Zu- und Abschalten

Der höchste Strom, der beim Schalten der 12 WEA auftritt, ist laut Prüfbericht über die momentane Leistung p_{mom} mit 1,3 angegeben. Die daraus resultierende *Spannungsänderung* am *Verknüpfungspunkt* errechnet sich vereinfacht zu:

$$d = \frac{\Delta S_{rE \text{ ges mom}}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) = \frac{n \cdot S_{rE} \cdot p_{\text{mom}}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) =$$

$$= \frac{12 \cdot 2,3 \text{ MVA} \cdot 1,3}{204 \text{ MVA}} \cdot \cos(87^\circ - 0^\circ) = 0,0092 \Rightarrow 0,92 \% < 3 \%$$

Hinsichtlich *schaltbedingter Spannungsänderungen* (siehe **Pkt. 9.2.3**) wird die Bedingung $d \leq 3 \%$ eingehalten.

Anmerkung: Diese schaltbedingte Spannungsänderung (Zu- und Abschalten) bezieht sich auf alle 12 Erzeugungsanlagen (zeitgleich) und stellt somit einen theoretischen Maximalwert dar, der jedoch durch eine zeitlich gestaffelte Zu- bzw. Abschaltung der Erzeugungsanlagen verringert werden kann. Für den Einzelfall muss die Berechnung für eine Anlage vorgenommen werden – siehe nachfolgende Berechnung. Wird der Wert von $d \leq 3 \%$ im Falle einer Notabschaltung des gesamten Windparks überschritten, so wird dies nicht bewertet.

*Weiters ist ersichtlich, dass über Verschiebungsfaktor (induktiv, ohmsch, kapazitiv) diese schaltbedingte Spannungsänderung als auch die Spannungsanhebung (siehe auch die Definition zu Zählpeilsystem und **Pkt. 9.2.2** – Berechnung) beeinflusst werden kann und somit eine individuelle Spannungsbewertung pro Erzeugungsanlage und Verknüpfungspunkt vorzunehmen ist. Diese Variation des Verschiebungsfaktors ist jedoch durch die Type bzw. Art der Erzeugungsanlage beschränkt.*

Für die Berechnung der *Spannungsänderung* beim Zuschalten einer WEA wird der Anlaufwinkel φ_a mit 60° angenommen:

$$d = \frac{\Delta S_{rE}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_a) = \frac{2,3 \text{ MVA}}{204 \text{ MVA}} \cdot \cos(87^\circ - 60^\circ) = 0,01 \Rightarrow 1 \% < 3 \%$$

Eine Berechnung für die Zuschaltung ist auch über den maximalen Schaltstromfaktor $k_{i \text{ max}}$, der vom „netzabhängigen Schaltstromfaktor“ $k_{i \psi}$ ausgeht, möglich, sofern dieser verfügbar ist. So ergibt sich die nachfolgende schaltbedingte *Spannungsänderung* – für eine Anlage (S_{rE} ... Bemessungsleistung der Erzeugungseinheit):

$$d = \frac{k_{i \psi} \cdot S_{rE}}{S_{kV}} = \frac{0,3 \cdot 2,3 \text{ MVA}}{204 \text{ MVA}} = 0,00338 \Rightarrow 0,338 \% < 3 \%$$

Die Schaltvorgänge (bezogen auf die Polumschaltung und die Zu- und Abschaltung) verursachen keine unzulässigen *Spannungsänderungen*, wenn gewährleistet ist, dass die einzelnen Schaltvorgänge in einem zeitlichen Abstand gestaffelt erfolgen. Die Notabschaltung aller WEA wird vernachlässigt.

- **Flicker**

Der Flickerbeiwert $c_\psi = 4$ ist auf den Netzimpedanzwinkel $\psi = 87^\circ$ bezogen, somit kann in der Berechnung für die Langzeit-Flickerstärke der "cos-Ausdruck" gleich 1 gesetzt werden.

$$\begin{aligned}
 P_{\text{lt}} &= \sqrt{n} \cdot c \cdot \frac{S_{\text{rE max 1min}}}{S_{\text{kV}}} \cdot |\cos(\psi + \varphi_f)| = \sqrt{n} \cdot c_\psi \cdot \frac{S_{\text{rE max 1min}}}{S_{\text{kV}}} \cdot 1 = \sqrt{n} \cdot c_\psi \cdot \frac{S_{\text{rE}} \cdot p_{1\text{min}}}{S_{\text{kV}}} \cdot 1 = \\
 &= \sqrt{12} \cdot 4 \cdot \frac{2,3 \text{ MVA} \cdot 1,1}{204 \text{ MVA}} \cdot 1 = 0,17 \text{ p.u.} < 0,46 \text{ p.u.}
 \end{aligned}$$

Die Langzeitflickeremission liegt mit 0,17 p.u. weit unter dem Grenzwert (siehe **Pkt. 9.2.4**) von $P_{\text{lt}} = 0,46 \text{ p.u.}$

- **Oberschwingung** (siehe **Pkt. 9.2.5**)

Die Berechnung erfolgt hier nur für den Oberschwingungsstrom mit der Ordnungszahl 5

$$\frac{I_5}{I_A} = 2,62\%$$

Die Berechnung des Emissionsgrenzwertes basiert auf den Werten laut **Pkt. 5.2**, wobei nach Pkt. 9.2.5 für Erzeugungsanlagen nur 50 % zulässig sind.

$$\frac{p_5}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{kV}}}{S_{\text{rE ges}}}} = \frac{p_5}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{kV}}}{n \cdot S_{\text{rE}}}} = \frac{15}{1000} \cdot \sqrt{\frac{204 \text{ MVA}}{12 \cdot 2,3 \text{ MVA}}} = 0,0408 \Rightarrow 4,08\% \cdot 0,5 = 2,04 \%$$

$$\frac{I_5}{I_A} \leq \frac{p_5}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{kV}}}{S_{\text{rE ges}}}}$$

$$2,62\% \geq 2,04\%$$

Die Oberschwingungsemissionen aller Windenergieanlagen (12 WEA) liegen über dem zulässigen Wert von 2,04 %. Es sind daher Abhilfemaßnahmen vorzusehen.

- **Tonfrequenzrundsteuerung (TRA)**

Laut TOR D3 **Pkt. 9.2** können bei *Erzeugungsanlagen* mit einer Summenleistung am *Verknüpfungspunkt* von über 500 kVA besondere Maßnahmen erforderlich werden.

Erzeugungsanlagen, die über statische Umrichter ohne Filterkreis an das elektrische *Netz* angeschaltet werden, verursachen idR keine unzulässigen Rückwirkungen auf die TRA. Aus Sicht der TRA sind daher im Allgemeinen auch keine Leistungsbegrenzungen für den Anschluss dieser *Erzeugungsanlagen* erforderlich, allerdings sind die zulässigen Grenzwerte hinsichtlich der Störspannung von *Anlagen der Netzbutzer* im Bereich der Rundsteuerfrequenz einzuhalten (siehe TOR D3 **Pkt. 3.4**). Auch wenn derartige *Erzeugungsanlagen* im Allgemeinen aus Sicht der TRA unkritisch sind, sollte mit dem Netzbetreiber eine Abstimmung erfolgen.

- **Beurteilung**

Bei Einhaltung folgender Bedingungen ist der Betrieb der Windenergieanlagen am vorgesehenen *Verknüpfungspunkt* möglich:

- Austausch der vorhandenen 20-MVA- gegen 40-MVA-Umspanner aufgrund der ungenügenden Übertragungskapazität (thermische Belastung).
- Einbau von Oberschwingungsfilttern, weil der Grenzwert verletzt wird.
- Ein gleichzeitiges Schalten mehrerer Windenergieanlagen muss durch eine Verriegelung und eine Zeitstaffelung von mindestens 1 min (Vorschlag: unter Berücksichtigung der Flickeremission z.B. 3 min) verhindert werden.

Es ist ersichtlich, dass für jeden *Verknüpfungspunkt* von *Erzeugungsanlagen* individuelle Bewertungen durchgeführt werden müssen.

Siehe auch Berechnungsbeispiel **Pkt. 9.3.1**.

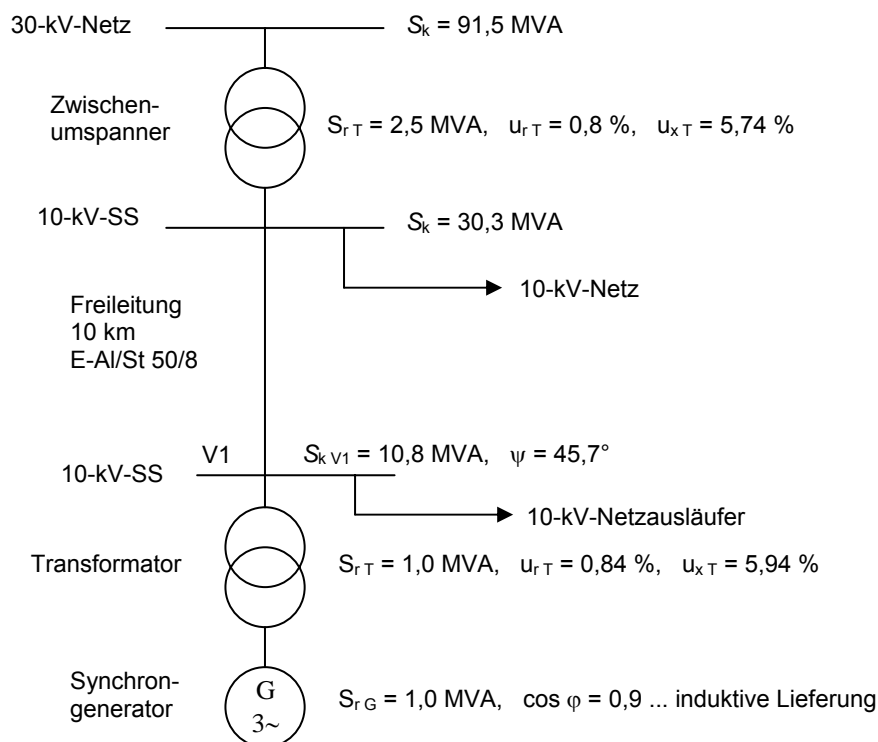
9.3.3 Parallelbetrieb eines Kleinwasserkraftwerkes

Beschreibung der Erzeugungsanlage und des Verteilernetzes

Wasserkraftwerk: Synchronmaschine $S_{rE} = 1,0 \text{ MVA}$

Die Erzeugung von jährlich ca. 5.500 MWh (maximal 0,9 MW von April bis Juli) wird zur Gänze in das Netz des *Netzbetreibers* eingespeist. Im Netzzugangsvertrag ist eine Energielieferung mit einem Leistungsfaktor $\cos \varphi_E = 0,9$ (induktive Blindleistungslieferung) vereinbart.

Das bestehende Mittelspannungsnetz, in welches eingeliefert wird, wird mit 10 kV betrieben. In 10 km Entfernung vom Wasserkraftwerk erfolgt eine Zwischenumspannung auf 30 kV.



Berechnung der Netzurückwirkungen

Bei dieser Art von *Erzeugungsanlagen* ist vor allem die *Spannungsanhebung* durch die Einspeiseleistung zu beachten.

Der Einspeisewinkel bei Lieferung (induktive Lieferung) mit dem geforderten $\cos \varphi_E = 0,9$ beträgt:

$$\varphi_E = \arccos(0,9) = 25,8^\circ$$

Anmerkung: Da (induktive) Blindleistung eingespeist wird, ergibt sich entsprechend dem Erzeugerzählpfeilsystem ein positiver Winkel.

Damit errechnet sich die *Spannungsanhebung* am *Verknüpfungspunkt V1* zu (siehe **Pkt. 9.2.2**):

$$\Delta u_{An} = \frac{S_{rE}}{S_{kV1}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) = \frac{1,0 \text{ MVA}}{10,8 \text{ MVA}} \cdot \cos(45,7^\circ - 25,8^\circ) = 0,0871 \Rightarrow 8,71\% > 2\%$$

Beurteilung

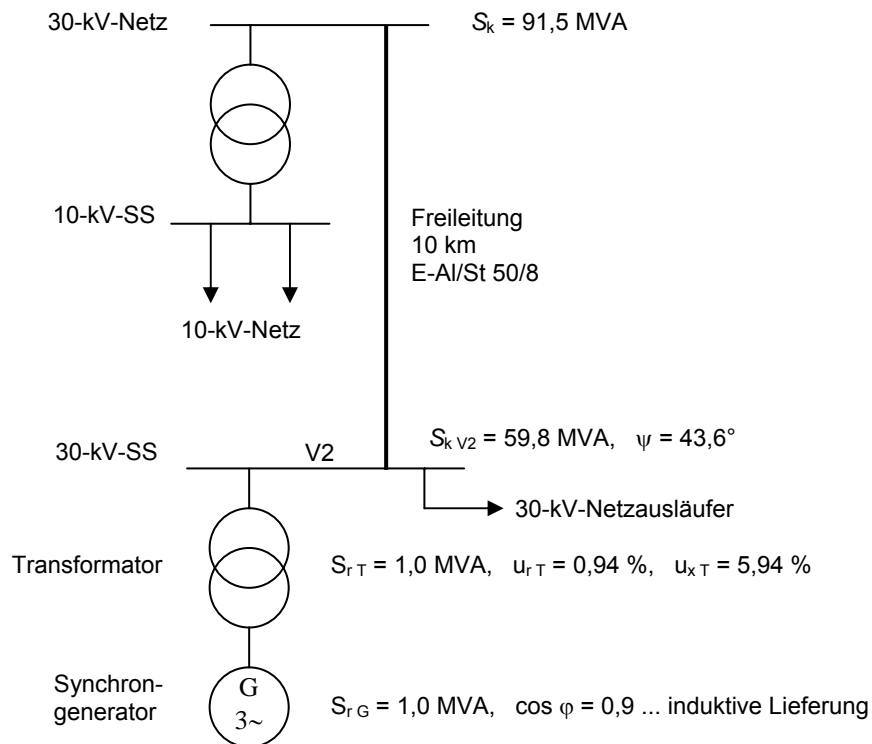
Der *Netzbetreiber* dimensioniert seine Mittelspannungsnetze so, dass an den Netzrändern die *Spannungsänderung* zwischen Starklast und Schwachlast unter 6 % liegt. Einspeisungen von Kleinkraftwerken fallen üblicherweise in einem ungünstigen jahreszeitlichen Verhältnis zu den witterungsbedingten Nachfrageschwankungen an, sollen jedoch die Schwankungsbreite der *Versorgungsspannung* möglichst nicht vergrößern. Für die *Erzeugungsanlage* kann unter den gegebenen Netzverhältnissen eine *Spannungsänderung* $\Delta u_{An} \leq 2\%$ innerhalb der vorgesehenen Schwankungsbreite zugelassen werden.

Der Rechenwert von 8,71 % liegt erheblich über diesem Wert. Ein Betrieb der *Erzeugungsanlage* ist daher in dieser Form nicht zulässig.

Mögliche Abhilfemaßnahmen

- **in der Erzeugungsanlage**
 - Beschränkung der Erzeugung auf 300 kW Lieferung bei $\cos\varphi = 1$, nur April bis Juli wirksam.
Anmerkung: Dieser Vorschlag hat eine erhebliche Ertragseinbuße zur Folge und stellt die Wirtschaftlichkeit der gesamten Investition in Frage.
- **im Mittelspannungsnetz**

Umrüstung der 10-kV-Freileitung auf 30 kV und Anschluss an das 30-kV-Netz (Erhöhung der Kurzschlussleistung):



Die *Spannungsanhebung* am *Verknüpfungspunkt V2* beträgt:

$$\Delta u_{An} = \frac{S_{rE}}{S_{k V2}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) = \frac{1,0 \text{ MVA}}{59,8 \text{ MVA}} \cdot \cos(43,6^\circ - 25,8^\circ) = 0,0159 \Rightarrow 1,59 \% < 2 \%$$

Beurteilung

Durch die Umstellung eines Abzweiges des Mittelspannungsnetzes von 10 kV auf 30 kV ist der Betrieb des Kleinkraftwerks ohne Einschränkung möglich. Es könnten in diesem Netzabschnitt sogar noch weitere Einspeisungen zugelassen werden.

9.3.4 Anschluss eines Blockheizkraftwerkes (BHKW)

Beschreibung des Netzes und der Erzeugungsanlage

- **10-kV-Netz:**
Die *Kurzschlussleistung* beträgt 15,7 MVA bei einem Netzimpedanzwinkel von $\psi = 42,1^\circ$.
- **Transformatorstation:**
Zwei Transformatoren zu je $S_{rT} = 250$ kVA parallel, $u_{kT} = 5,65$ %, $P_k = 3,71$ kW
- **Öffentliches Niederspannungsnetz, Leitung bis zum Hausanschluss:**
135 m Kabel E-PKBU 4 x 70 mm²

Der bestehende Hausanschluss ist der *Verknüpfungspunkt*.

Das BHKW ist als 2-Maschinen-Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung konzipiert und für 2 x 5,0 kW elektrisch ($P_{rG\text{ ges}}$) und 2 x 11,0 kW thermisch ausgelegt. Es wird erwartet, dass die elektrische Erzeugung dieser *Anlage* hauptsächlich in der *Anlage des Netzbenutzers* umgesetzt wird und nur ein allfälliger Überschuss in das *Verteilernetz* eingespeist werden muss.

- **Asynchrongenerator:**
Generatordaten: $S_{rG} = 6,2$ kVA; $\cos \varphi = 0,9$; $U_r = 400$ V; $I_r = 9$ A; $n_r = 3.045$ U/min
Gleichstromstart (ΔS_{ASl}): 12,0 kVA
Asynchrone Zuschaltung (ΔS_{AAs}): 62,0 kVA (= 10 x S_{rG})

Das Aggregat wird mit einem netzgespeisten Gleichrichter 12 V und einem 1,2-kW-Startermotor hochgefahren und zwischen 95 % und 105 % der synchronen Drehzahl spannungslos direkt zugeschaltet.

Berechnung der Netzurückwirkungen

Die *Kurzschlussleistung* am *Verknüpfungspunkt* errechnet sich zu (siehe **Pkt. 4.6**):

$$S_{kV} = 2,56 \text{ MVA} \quad \text{und} \quad \psi = 34,7^\circ$$

Es wird angenommen, dass die beiden Aggregate nicht gleichzeitig gestartet werden und diese Startvorgänge als seltene Ereignisse im Sinne von **Pkt. 9.2.3** zu betrachten sind.

- **Gleichstromstart**

Für die Berechnung wird der Winkel $\varphi_{St} = 0^\circ$ gesetzt ($\Delta S_{ASt} = 12 \text{ kVA}$ – laut Angabe):

$$d_{St} = \frac{\Delta S_{ASt}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_{St}) = \frac{12,0 \text{ kVA}}{2,56 \text{ MVA}} \cdot \cos(34,7^\circ - 0^\circ) = 0,0038 \Rightarrow 0,38 \% < 6 \%$$

- **Asynchrone Zuschaltung**

Als Anlaufwinkel φ_a wird 60° angenommen ($\Delta S_{AAs} = 62 \text{ kVA}$ – laut Angabe):

$$d_{As} = \frac{\Delta S_{AAs}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_a) = \frac{62,0 \text{ kVA}}{2,56 \text{ MVA}} \cdot \cos(34,7^\circ - 60^\circ) = 0,0219 \Rightarrow 2,19 \% < 6 \%$$

- **Spannungsanhebung (siehe Pkt. 9.2.2)**

Die Berechnung der *Spannungsanhebung* beruht auf folgenden Daten:

Verschiebungsfaktor:	$\cos \varphi_E = 0,9$
Wirkleistung:	$P_{rG \text{ ges}} = 2 \times 5,0 \text{ kW} = 10,0 \text{ kW}$
Scheinleistung:	$S_{rE \text{ ges}} = \frac{P_{rG \text{ ges}}}{\cos \varphi_E} = \frac{10 \text{ kW}}{0,9} = 11,1 \text{ kVA}$
Blindleistung:	$Q_{1 \text{ max}} = 5,12 \text{ kvar}$ Bezug

Mit dem Einspeisewinkel (induktiver Bezug)

$$\varphi_E = -\arccos(0,9) = -25,8^\circ$$

erhält man für die *Spannungsanhebung*:

$$\Delta u_{An} = \frac{S_{rE \text{ ges}}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) = \frac{11,1 \text{ kVA}}{2,56 \text{ MVA}} \cdot \cos(34,7^\circ + 25,8^\circ) = 0,0021 \Rightarrow 0,21 \% < 3 \%$$

Anmerkung: Gemäß dem *Erzeugerzählpfeilsystem* ist der Bezug (induktiver) Blindleistung negativ zu zählen.

Beurteilung

Die *Spannungsänderungen* sowohl für den Gleichstromstart als auch für die asynchrone Zuschaltung liegen unter dem zulässigen Wert von 6 %.

Die zu erwartende *Spannungsanhebung* liegt mit 0,21 % deutlich unter dem zulässigen Wert von 3 %.

Laut Herstellerangaben werden sowohl hinsichtlich *Flicker* als auch hinsichtlich *Oberschwingungsströmen* die *Emissionsgrenzwerte* gemäß **Kap. 4** bzw. **Kap. 5** eingehalten.

Dem Betrieb des BHKW am Hausanschluss kann somit hinsichtlich *Netzurückwirkungen* **zugestimmt werden.**

9.3.5 Anschluss einer Biogasanlage

Beschreibung des Netzes und der Erzeugungsanlage

- **20-kV-Netz:**

Die *Kurzschlussleistung* beträgt 50,6 MVA bei einem Netzimpedanzwinkel von $\psi = 55,7^\circ$.

- **Transformatorstation:**

Transformator $S_{rT} = 250$ kVA, $u_{kT} = 4,11$ %, $P_k = 3,69$ kW

- **Öffentliches Niederspannungsnetz, Leitung bis zum Hausanschluss:**

465 m Kabel E-XA2Y 4 x 150 mm²

Der bestehende Hausanschluss ist als *Verknüpfungspunkt* vorgesehen.

Die geplante Biogasanlage speist die gesamte elektrische Erzeugung in das Verteilernetz.

- **Asynchrongenerator:**

Generatordaten: $S_{rG} = 125$ kVA; $\cos \varphi = 0,8$; $U_r = 400$ V;

Anlaufstrom (Asynchrone Zuschaltung): $I_{aAs} = 472,5$ A

Das Aggregat wird mit dem Gasmotor hochgefahren und zwischen 95 % und 105 % der synchronen Drehzahl spannungslos direkt zugeschaltet.

Berechnung der Netzurückwirkungen

Die *Kurzschlussleistung* am *Verknüpfungspunkt* (Niederspannung) errechnet sich zu (siehe **Pkt. 4.6**):

$$S_{kV} = 1329 \text{ kVA} \quad \text{und} \quad \psi = 29,5^\circ$$

- **Asynchrone Zuschaltung** (siehe **Pkt. 9.2.3**)

Die *Laständerung* (*Scheinleistungsänderung*) ΔS_{AAs} (asynchrone Zuschaltung) errechnet sich für die asynchrone Zuschaltung folgend:

$$\Delta S_{AAs} = \sqrt{3} \cdot U_r \cdot I_{aAs} = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 472,5 = 327.358 \text{ VA} = 327,35 \text{ kVA}$$

Als Anlaufwinkel φ_a wird 60° angenommen:

$$d_{As} = \frac{\Delta S_{AAs}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_a) = \frac{327,35 \text{ kVA}}{1329 \text{ kVA}} \cdot \cos(29,5^\circ - 60^\circ) = 0,2122 \Rightarrow 21,2\% > 6\%$$

Für den Fall der Verlegung eines Erdkabels E-XA2Y 4 x 150 mm² von der Sammelschiene der Niederspannungsseite der Transformatorstation zum bestehenden Anschlusspunkt (mögliche Abhilfemaßnahme, weitere siehe **Pkt. 9.2.3**) soll die *Spannungsänderung* nochmals berechnet werden.

So ergibt sich die *Kurzschlussleistung* zu (*Verknüpfungspunkt* bei Transformatorstation):

$$S_{kV2} = 5405 \text{ kVA} \quad \text{und} \quad \psi_2 = 72,3^\circ$$

$$d_{As2} = \frac{\Delta S_{AAs}}{S_{kV2}} \cdot \cos(\psi_2 - \varphi_{As}) = \frac{327,35 \text{ kVA}}{5405 \text{ kVA}} \cdot \cos(72,3^\circ - 60^\circ) = 0,0592 \Rightarrow 5,92\% < 6\%$$

In diesen Fall wird gemäß **Pkt. 9.2.3** die maximale *Spannungsänderung* eingehalten.

- **Spannungsanhebung** (siehe **Pkt. 9.2.2**)

Die Berechnung der *Spannungsanhebung* beruht auf folgenden Daten:

Verschiebungsfaktor: $\cos \varphi_E = 0,9$

Wirkleistung: $P_{rG \text{ ges}} = 100 \text{ kW}$

Scheinleistung: $S_{rE \text{ ges}} = \frac{P_{rG \text{ ges}}}{\cos \varphi_E} = \frac{100 \text{ kW}}{0,9} = 111,11 \text{ kVA}$

Blindleistung: $Q_{1 \text{ max}} = 48,4 \text{ kvar}$ Bezug

Mit dem Einspeisewinkel (induktiver Bezug)

$$\varphi_E = -\arccos(0,9) = -25,84^\circ$$

erhält man für die *Spannungsanhebung* an der Sammelschiene in der Transformatorstation (*Verknüpfungspunkt*):

$$\Delta u_{An} = \frac{S_{rE \text{ ges}}}{S_{kV2}} \cdot \cos(\psi_2 - \varphi_E) = \frac{111,11 \text{ kVA}}{5405 \text{ kVA}} \cdot \cos(72,3^\circ + 25,84^\circ) = -0,0029 \Rightarrow -0,29\% < 3\%$$

Anmerkung: Gemäß dem Erzeugerzählpfeilsystem ist der Bezug (induktiver) Blindleistung negativ zu zählen.

Beurteilung

Die *Spannungsänderungen* für die asynchrone Zuschaltung liegt unter dem zulässigen Wert von 6 %.

Die *Spannungsanhebung* wird negativ, das heißt, es kommt zu einer Spannungsabsenkung von 0,29 % welcher deutlich unter dem zulässigen Wert von 3 % liegt.

Dem Betrieb der Biogasanlage am Verknüpfungspunkt Trafostation (laut Beispiel) kann somit hinsichtlich *Netzurückwirkungen* **zugestimmt werden**.

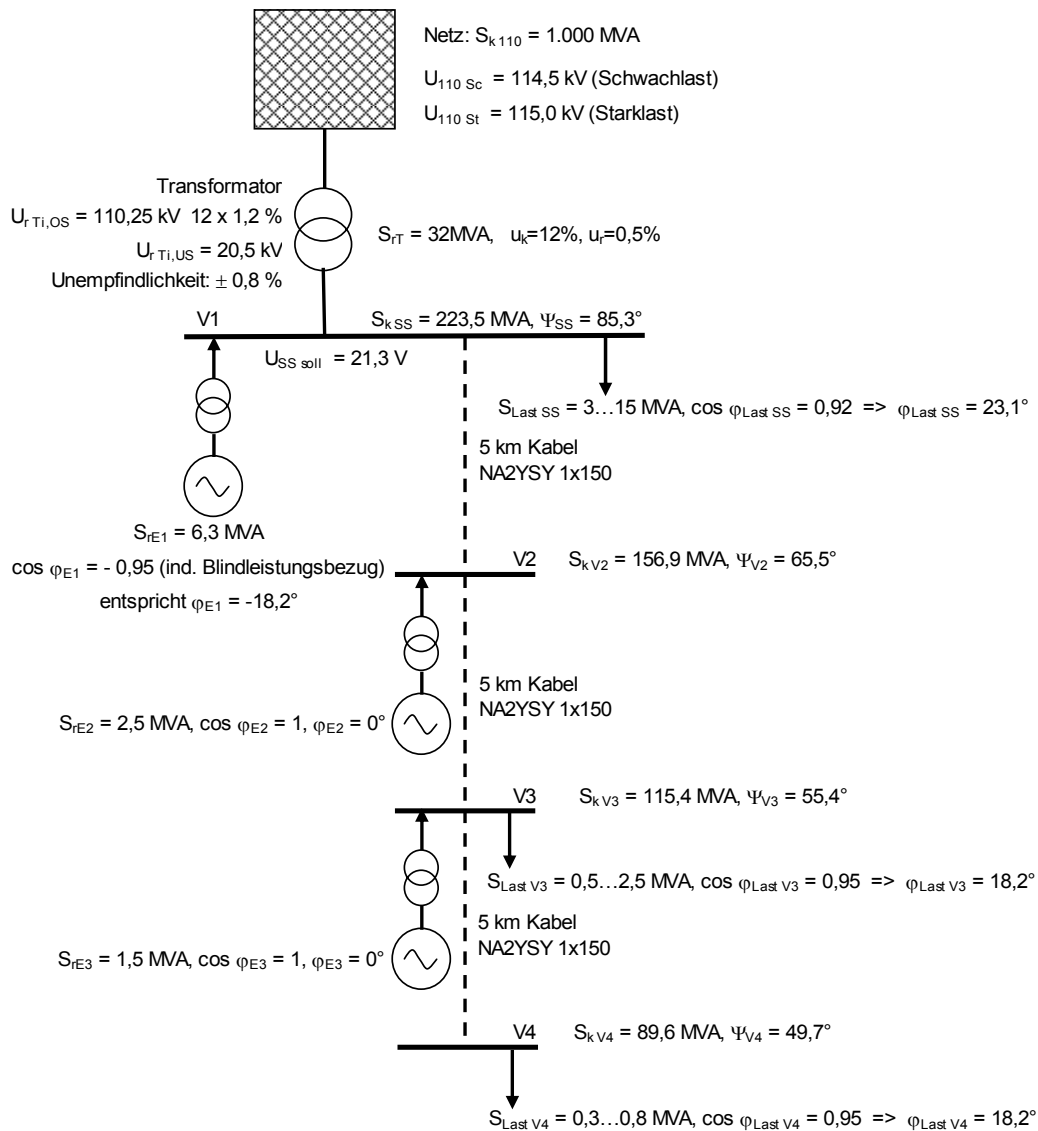
Beim Betrieb der Biogasanlage am *Verknüpfungspunkt* Transformatorstation (laut Beispiel) werden die Grenzwerte für die Beurteilung der *Netzurückwirkungen* eingehalten.

*Anmerkung: Das Beispiel zeigt jedoch, dass in der Anlage des Netzbenutzers die Spannungsqualität nach EN 50160 nicht gegeben ist und daraus Einschränkungen für den Betrieb der Erzeugungsanlage resultieren können. Aufgrund dessen sind weitere Möglichkeiten (siehe **Kap. 9.2.3**) z.B. verbrauchsnahe Transformatorstation in Erwägung zu ziehen.*

9.3.6 Berechnung der *relativen Spannungsanhebung* Δu_{An} im Netz durch mehrere *Erzeugungsanlagen* am jeweiligen Verknüpfungspunkt in einem Netz

Beschreibung des Netzes und der Erzeugungsanlagen

In einem 20-kV-Mittelspannungsnetz, an dem bereits Erzeugungsanlagen mit ähnlicher Einspeisecharakteristik angeschlossen sind und betrieben werden (an V1 und V2), soll eine weitere Erzeugungsanlage (an V3) angeschlossen werden. Hiefür sollen die individuellen relativen Spannungsanhebungen an den Verknüpfungspunkten ermittelt und beurteilt werden. Für das Blindleistungsmanagement und im Zusammenhang mit dem Spannungsband im Netzabschnitt wurde mit dem Betreiber Einspeisung E1 vereinbart, induktive Blindleistung mit einem $\cos \varphi$ von 0,95 zu beziehen. Details siehe nachfolgende Übersichtsdarstellung.



Berechnung der *relativen Spannungsanhebungen*

Zur Ermittlung der relativen Spannungsanhebungen werden die Spannungen in den Verknüpfungspunkten und am fernen Generator (für die Berechnungsannahme – Einspeisung im 110-kV-Netz) mit minimaler und maximaler Einspeisung aller Erzeugungsanlagen sowohl für Schwachlast als auch für Starklast berechnet und die Werte miteinander verglichen.

Berechnung der Spannungen und Spannungsänderungen bei Starklast mit minimaler (ohne) Einspeisung

Knoten V1:

Leerlaufspannung auf der 20-kV-Sammelschiene:

$$\ddot{u}_{Ti} = \frac{U_{rTi,OS}}{U_{rTi,US}} \cdot \frac{110.250}{20.500} = 5,378$$

$$U_{0SSSt} = \frac{U_{110St}}{\ddot{u}_{Ti}} = \frac{115.000}{5,378} = 21.383V$$

Spannung auf der 20-kV-Sammelschiene bei Starklast:

$$\Delta U_{SSSt} =$$

$$\begin{aligned}
 &= \frac{S_{LastSS}}{S_{kSS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{LastSS}) + \frac{S_{LastV3}}{S_{kSS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{LastV3}) + \frac{S_{LastV4}}{S_{kSS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{LastV4}) = \\
 &= \frac{15}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 23,1) + \frac{2,5}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 18,2) + \frac{0,8}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 18,2) = \\
 &= 0,0313 + 0,0044 + 0,0014 = 0,0371 \rightarrow 3,71\%
 \end{aligned}$$

$$\rightarrow U_{SSSt} = U_{0SSSt} \cdot (1 - \Delta U_{SSSt}) = 21.383 \cdot (1 - 0,0371) = 20.590V$$

Hinweis: In diesem Beispiel ist der Spannungsregler des 110/20-kV-Umspanners auf einen Sollwert von 21.300 V eingestellt. Der Regler muss so justiert werden, dass die Unempfindlichkeit größer ist als die Spannungsänderung bei der Umschaltung einer Reglerstufe. Andernfalls könnte es zu einer ständigen Umschaltung zwischen den Stufen kommen. Abhängig von der vorgegebenen Betriebsspannung des 110-kV-Netzes (hier für Stark- und Schwachlast unterschiedlich) liegt die 20-kV-Sammelschienenenspannung in diesem Beispiel bei einem Sollwert von 21.300 V und einer Unempfindlichkeit des Reglers von ± 0,8 % im Bereich von 21.130 V und 21.470 V.

Bei der errechneten Sammelschienenspannung von 20.590 V bei Starklast wird daher die Sekundärspannung um 3 Stufen ($z = 3$, bei einer Stufung um $p_z = 1,2\%$) hochgeregelt und so die neue, nachgeregelte Sammelschienenspannung ($U_{SSR\text{St}}$) eingestellt.

$$\rightarrow U_{SSR\text{St}} = U_{0SS\text{St}} + z \cdot p_z \cdot U_{rTi,US} = 20.590 + 3 \cdot 0,012 \cdot 20.500 = 21.328\text{V}$$

Im Folgenden wird daher mit $U_{SSR\text{St}} = 21.328\text{ V}$ als Leerlaufspannung gerechnet.

Knoten V2:

$$\begin{aligned} \Delta u_{V2\text{St}} &= \frac{S_{\text{Last SS}}}{S_{k\text{ SS}}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{\text{Last SS}}) + \frac{S_{\text{Last V3}}}{S_{k\text{ V2}}} \cdot \cos(\psi_{V2} - \varphi_{\text{Last V3}}) + \frac{S_{\text{Last V4}}}{S_{k\text{ V2}}} \cdot \cos(\psi_{V2} - \varphi_{\text{Last V4}}) = \\ &= \frac{15}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 23,1) + \frac{2,5}{156,9} \cdot \cos(65,5 - 18,2) + \frac{0,8}{156,9} \cdot \cos(65,5 - 18,2) = \\ &= 0,0313 + 0,0108 + 0,0035 = 0,0456 \rightarrow 4,56\% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \rightarrow U_{V2\text{St}} &= U_{SSR\text{St}} \cdot (1 - \Delta u_{V2\text{St}}) + z \cdot p_z \cdot U_{rTi,US} = 21.328 \cdot (1 - 0,0456) + 3 \cdot 0,012 \cdot 20.500 = \\ &= 21.093\text{V} \end{aligned}$$

Knoten V3:

$$\begin{aligned} \Delta u_{V3\text{St}} &= \frac{S_{\text{Last SS}}}{S_{k\text{ SS}}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{\text{Last SS}}) + \frac{S_{\text{Last V3}}}{S_{k\text{ V3}}} \cdot \cos(\psi_{V3} - \varphi_{\text{Last V3}}) + \frac{S_{\text{Last V4}}}{S_{k\text{ V3}}} \cdot \cos(\psi_{V3} - \varphi_{\text{Last V4}}) = \\ &= \frac{15}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 23,1) + \frac{2,5}{115,4} \cdot \cos(55,4 - 18,2) + \frac{0,8}{115,4} \cdot \cos(55,4 - 18,2) = \\ &= 0,0313 + 0,0173 + 0,0055 = 0,0541 \rightarrow 5,41\% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \rightarrow U_{V3\text{St}} &= U_{SSR\text{St}} \cdot (1 - \Delta u_{V3\text{St}}) + z \cdot p_z \cdot U_{rTi,US} = 21.328 \cdot (1 - 0,0541) + 3 \cdot 0,012 \cdot 20.500 = \\ &= 20.912\text{V} \end{aligned}$$

Knoten V4:

$$\begin{aligned} \Delta u_{V4\text{St}} &= \frac{S_{\text{Last SS}}}{S_{k\text{ SS}}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{\text{Last SS}}) + \frac{S_{\text{Last V3}}}{S_{k\text{ V3}}} \cdot \cos(\psi_{V3} - \varphi_{\text{Last V3}}) + \frac{S_{\text{Last V4}}}{S_{k\text{ V4}}} \cdot \cos(\psi_{V4} - \varphi_{\text{Last V4}}) = \\ &= \frac{15}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 23,1) + \frac{2,5}{115,4} \cdot \cos(55,4 - 18,2) + \frac{0,8}{89,6} \cdot \cos(49,7 - 18,2) = \\ &= 0,0313 + 0,0173 + 0,0076 = 0,0562 \rightarrow 5,62\% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \rightarrow U_{V3} &= U_{SSR\text{St}} \cdot (1 - \Delta u_{V4\text{St}}) + z \cdot p_z \cdot U_{rTi,US} = 21.328 \cdot (1 - 0,0562) + 3 \cdot 0,012 \cdot 20.500 = \\ &= 20.867\text{V} \end{aligned}$$

Berechnung der Spannungen und Spannungsänderungen bei Schwachlast mit maximaler Einspeisung

Knoten V1:

Leerlaufspannung auf der 20-kV-Sammelschiene:

$$\ddot{u}_{Ti} = \frac{U_{rTi,OS}}{U_{rTi,US}} \frac{110.250}{20.500} = 5,378$$

$$U_{0SS Sc} = \frac{U_{110 Sc}}{\ddot{u}_{Ti}} = \frac{114.500}{5,378} = 21.290V$$

Spannung auf der 20-kV-Sammelschiene bei Schwachlast:

$$\Delta u_{SS Sc} = \frac{S_{Last SS}}{S_{k SS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{Last SS}) + \frac{S_{Last V3}}{S_{k SS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{Last V3}) + \frac{S_{Last V4}}{S_{k SS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{Last V4}) =$$

$$= \frac{3}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 23,1) + \frac{0,5}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 18,2) + \frac{0,3}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 18,2) =$$

$$= 0,0063 + 0,0009 + 0,0005 = 0,0077 \rightarrow 0,77\%$$

$$\rightarrow U_{SS Sc} = U_{0SS Sc} \cdot (1 - \Delta u_{SS Sc}) = 21.290 \cdot (1 - 0,0077) = 21.126V$$

Bei der errechneten Sammelschienenspannung von 21.126 V bei Schwachlast wird die Sekundärspannung um 1 Stufe ($z=1$, bei einer Stufung um $p_z = 1,2\%$) hochgeregelt und so die neue, nachgeregelte Sammelschienenspannung ($U_{SSR Sc}$) eingestellt.

$$\rightarrow U_{SSR Sc} = U_{SS Sc} + z \cdot p_z \cdot U_{rTi,US} = 21.126 + 1 \cdot 0,012 \cdot 20.500 = 21.372V$$

Im Folgenden wird daher mit $U_{SSR Sc} = 21.372V$ als Leerlaufspannung gerechnet

Knoten V2:

$$\Delta u_{V2 Sc} = \frac{S_{Last SS}}{S_{k SS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{Last SS}) + \frac{S_{Last V3}}{S_{k V2}} \cdot \cos(\psi_{V2} - \varphi_{Last V3}) + \frac{S_{Last V4}}{S_{k V2}} \cdot \cos(\psi_{V2} - \varphi_{Last V4}) =$$

$$= \frac{3}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 23,1) + \frac{0,5}{156,9} \cdot \cos(65,5 - 18,2) + \frac{0,3}{156,9} \cdot \cos(65,5 - 18,2) =$$

$$= 0,0063 + 0,0022 + 0,0013 = 0,0098 \rightarrow 0,98\%$$

$$\rightarrow U_{V2 Sc} = U_{SSR Sc} \cdot (1 - \Delta u_{V2 Sc}) + z \cdot p_z \cdot U_{rTi,US} = 21.372 \cdot (1 - 0,0098) + 1 \cdot 0,012 \cdot 20.500 =$$

$$= 21.409V$$

Knoten V3:

$$\begin{aligned}\Delta u_{V3 Sc} &= \frac{S_{Last SS}}{S_{k SS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{Last SS}) + \frac{S_{Last V3}}{S_{k V3}} \cdot \cos(\psi_{V3} - \varphi_{Last V3}) + \frac{S_{Last V4}}{S_{k V3}} \cdot \cos(\psi_{V3} - \varphi_{Last V4}) = \\ &= \frac{3}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 23,1) + \frac{0,5}{115,4} \cdot \cos(55,4 - 18,2) + \frac{0,3}{115,4} \cdot \cos(55,4 - 18,2) = \\ &= 0,0063 + 0,0035 + 0,0021 = 0,0119 \rightarrow 1,19\%\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\rightarrow U_{V3 Sc} &= U_{SSR Sc} \cdot (1 - \Delta u_{V3 Sc}) + z \cdot p_z \cdot U_{r Ti, US} = 21.372 \cdot (1 - 0,0119) + 1 \cdot 0,012 \cdot 20.500 = \\ &= 21.364V\end{aligned}$$

Knoten V4:

$$\begin{aligned}\Delta u_{V4 Sc} &= \frac{S_{Last SS}}{S_{k SS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{Last SS}) + \frac{S_{Last V3}}{S_{k V3}} \cdot \cos(\psi_{V3} - \varphi_{Last V3}) + \frac{S_{Last V4}}{S_{k V4}} \cdot \cos(\psi_{V4} - \varphi_{Last V4}) = \\ \Delta u &= \frac{3}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 23,1) + \frac{0,5}{115,4} \cdot \cos(55,4 - 18,2) + \frac{0,3}{89,6} \cdot \cos(49,7 - 18,2) = \\ &= 0,0063 + 0,0035 + 0,0029 = 0,0127 \rightarrow 1,27\%\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\rightarrow U_{V4 Sc} &= U_{SSR Sc} \cdot (1 - \Delta u_{V4 Sc}) + z \cdot p_z \cdot U_{r Ti, US} = 21.372 \cdot (1 - 0,0127) + 1 \cdot 0,012 \cdot 20.500 = \\ &= 21.347V\end{aligned}$$

Berechnung der relativen Spannungsänderung durch die Erzeugungsanlagen

Die Einspeisung der drei Erzeugungsanlagen wird aufgrund des gleichen Primärenergieträgereinsatzes und der gleichen Einsatzcharakteristik dieser drei Erzeugungsanlagen in diesem Beispiel als Gleichzeitigkeit angenommen. Die maximale Einspeiseleistung ergibt sich somit über den zeitgleichen Betrieb der Erzeugungsanlagen mit deren Bemessungsleistung.

Knoten V1:

$$\begin{aligned}\Delta u_{An SS} &= \frac{S_{rE1}}{S_{k SS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{E1}) + \frac{S_{rE2}}{S_{k SS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{E2}) + \frac{S_{rE3}}{S_{k SS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{E3}) = \\ &= \frac{6,3}{223,5} \cdot \cos(85,3 - (-18,2)) + \frac{2,5}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 0) + \frac{1,5}{223,5} \cdot \cos(85,3 - 0) = \\ &= -0,0066 + 0,0009 + 0,0006 = -0,0051 \rightarrow -0,51\%\end{aligned}$$

$$\rightarrow \text{Schwachlast: } U_{An SS, E Sc} = U_{SSR Sc} \cdot (1 + \Delta u_{An SS}) = 21.372 \cdot (1 + (-0,0051)) = 21.263V$$

$$\rightarrow \text{Starklast: } U_{An SS, E St} = U_{SSR St} \cdot (1 + \Delta u_{An SS}) = 21.328 \cdot (1 + (-0,0051)) = 21.219V$$

In diesem Beispiel ist die 20-kV-Sammelschienenspannung auf einen Sollwert von 21.300 V eingestellt. Bei der eingestellten Unempfindlichkeit des Reglers von $\pm 0,8\%$ wird im Bereich von 21.130 V und 21.470 V der Regler nicht aktiv.

Durch die Einspeisung der drei Erzeugungsanlagen sinkt bei Schwachlast die Sammelschienenspannung auf 21.263 V. Daher wird kein zusätzlicher Regelvorgang ausgelöst.

Bei Starklast befindet sich der Transformatorregler ebenfalls im Unempfindlichkeitsbereich, sodass durch die drei Erzeugungsanlagen die Sammelschienenspannung von 21.328 V (Starklast ohne Einspeisung) auf 21.219 V (-0,51% - Starklast mit Einspeisung) sinkt.

Knoten V2:

$$\begin{aligned}\Delta u_{\text{An V2}} &= \frac{S_{rE1}}{S_{kSS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{E1}) + \frac{S_{rE2}}{S_{kV2}} \cdot \cos(\psi_{V2} - \varphi_{E2}) + \frac{S_{rE3}}{S_{kV2}} \cdot \cos(\psi_{V2} - \varphi_{E3}) = \\ &= \frac{6,3}{223,5} \cdot \cos(85,3 - (-18,2)) + \frac{2,5}{156,9} \cdot \cos(65,5 - 0) + \frac{1,5}{156,9} \cdot \cos(65,5 - 0) = \\ &= -0,0066 + 0,0066 + 0,0040 = 0,0040 \rightarrow 0,40\%\end{aligned}$$

$$\rightarrow \text{Schwachlast: } U_{\text{An V2,E Sc}} = U_{V2 \text{ Sc}} \cdot (1 + \Delta u_{\text{An V2}}) = 21.409 \cdot (1 + 0,0040) = 21.495 \text{ V}$$

$$\rightarrow \text{Starklast: } U_{\text{An V2,E St}} = U_{V2 \text{ St}} \cdot (1 + \Delta u_{\text{An V2}}) = 21.093 \cdot (1 + 0,0040) = 21.177 \text{ V}$$

Knoten V3:

$$\begin{aligned}\Delta u_{\text{An V3}} &= \frac{S_{rE1}}{S_{kSS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{E1}) + \frac{S_{rE2}}{S_{kV2}} \cdot \cos(\psi_{V2} - \varphi_{E2}) + \frac{S_{rE3}}{S_{kV3}} \cdot \cos(\psi_{V3} - \varphi_{E3}) = \\ &= \frac{6,3}{223,5} \cdot \cos(85,3 - (-18,2)) + \frac{2,5}{156,9} \cdot \cos(65,5 - 0) + \frac{1,5}{115,4} \cdot \cos(55,4 - 0) = \\ &= -0,0066 + 0,0066 + 0,0074 = 0,0074 \rightarrow 0,74\%\end{aligned}$$

$$\rightarrow \text{Schwachlast: } U_{\text{An V3,E Sc}} = U_{V3 \text{ Sc}} \cdot (1 + \Delta u_{\text{An V3}}) = 21.364 \cdot (1 + 0,0074) = 21.522 \text{ V}$$

$$\rightarrow \text{Starklast: } U_{\text{An V3,E St}} = U_{V3 \text{ St}} \cdot (1 + \Delta u_{\text{An V3}}) = 20.912 \cdot (1 + 0,0074) = 21.067 \text{ V}$$

Knoten V4:

$$\begin{aligned}\Delta u_{\text{An V4}} &= \frac{S_{rE1}}{S_{kSS}} \cdot \cos(\psi_{SS} - \varphi_{E1}) + \frac{S_{rE2}}{S_{kV2}} \cdot \cos(\psi_{V2} - \varphi_{E2}) + \frac{S_{rE3}}{S_{kV3}} \cdot \cos(\psi_{V3} - \varphi_{E3}) = \\ &= \frac{6,3}{223,5} \cdot \cos(85,3 - (-18,2)) + \frac{2,5}{156,9} \cdot \cos(65,5 - 0) + \frac{1,5}{115,4} \cdot \cos(55,4 - 0) = \\ &= -0,0066 + 0,0066 + 0,0074 = 0,0074 \rightarrow 0,74\%\end{aligned}$$

$$\rightarrow \text{Schwachlast: } U_{\text{An V4,E Sc}} = U_{V4 \text{ Sc}} \cdot (1 + \Delta u_{\text{An V3}}) = 21.347 \cdot (1 + 0,0074) = 21.505 \text{ V}$$

$$\rightarrow \text{Starklast: } U_{\text{An V4,E St}} = U_{V4 \text{ St}} \cdot (1 + \Delta u_{\text{An V3}}) = 20.867 \cdot (1 + 0,0074) = 21.021 \text{ V}$$

Zusammenfassung

	Verknüpfungspunkte		V1		V2		V3		V4		ferner Generator
	Berechnungsmethode		SP	LF	SP	LF	SP	LF	SP	LF	
	Kurzschlussleistung S_k	MVA	223,5		156,9		115,4		89,6		
	Netzimpedanzwinkel Ψ	°	85,3		65,5		55,4		49,7		
Schwachlast	Verbraucherleistung	MVA	3		0		0,5		0,3		
	Lastwinkel	°	23,1		0		18,2		18,2		
Starklast	Verbraucherleistung	MVA	15		0		2,5		0,8		
	Lastwinkel	°	23,1		0		18,2		18,2		
Schwachlast	Einspeiseleistung	MVA	6,3		2,5		1,5		0		
	Einspeisewinkel	°	-18,2		0		0		0		
Starklast	Einspeiseleistung	MVA	6,3		2,5		1,5		0		
	Einspeisewinkel	°	-18,2		0		0		0		
Schwachlast	Spannung <u>ohne</u> Einspeisung	V	21372	21260	21409	21229	21364	21192	21347	21178	114.500
Starklast			21328	21402	21093	21230	20912	21054	20867	21012	115.000
Schwachlast	Spannung <u>mit</u> Einspeisung	V	21263	21403	21495	21565	21522	21601	21505	21587	114.500
Starklast			21219	21316	21177	21341	21067	21239	21021	21198	115.000
Schwachlast	Spannungsänderung <u>ohne</u> Einspeisung	%	0 ^x	-0,19	0,17	-0,33	-0,04	-0,51	-0,12	-0,57	
Starklast			0 ^x	0,48	-1,1	-0,33	-1,95	-1,15	-2,16	-1,35	
Schwachlast	Spannungsänderung <u>mit</u> Einspeisung	%	-0,51	0,67	0,40	1,58	0,74	1,92	0,74	1,92	
Starklast			-0,51	-0,40	0,40	0,52	0,74	0,87	0,74	0,87	

Angaben zum Beispiel und Spannungen bzw. Spannungsänderungen in den maßgebenden Verknüpfungspunkten ohne Einspeisung und aufgrund der Einspeisung von Erzeugungsanlagen.

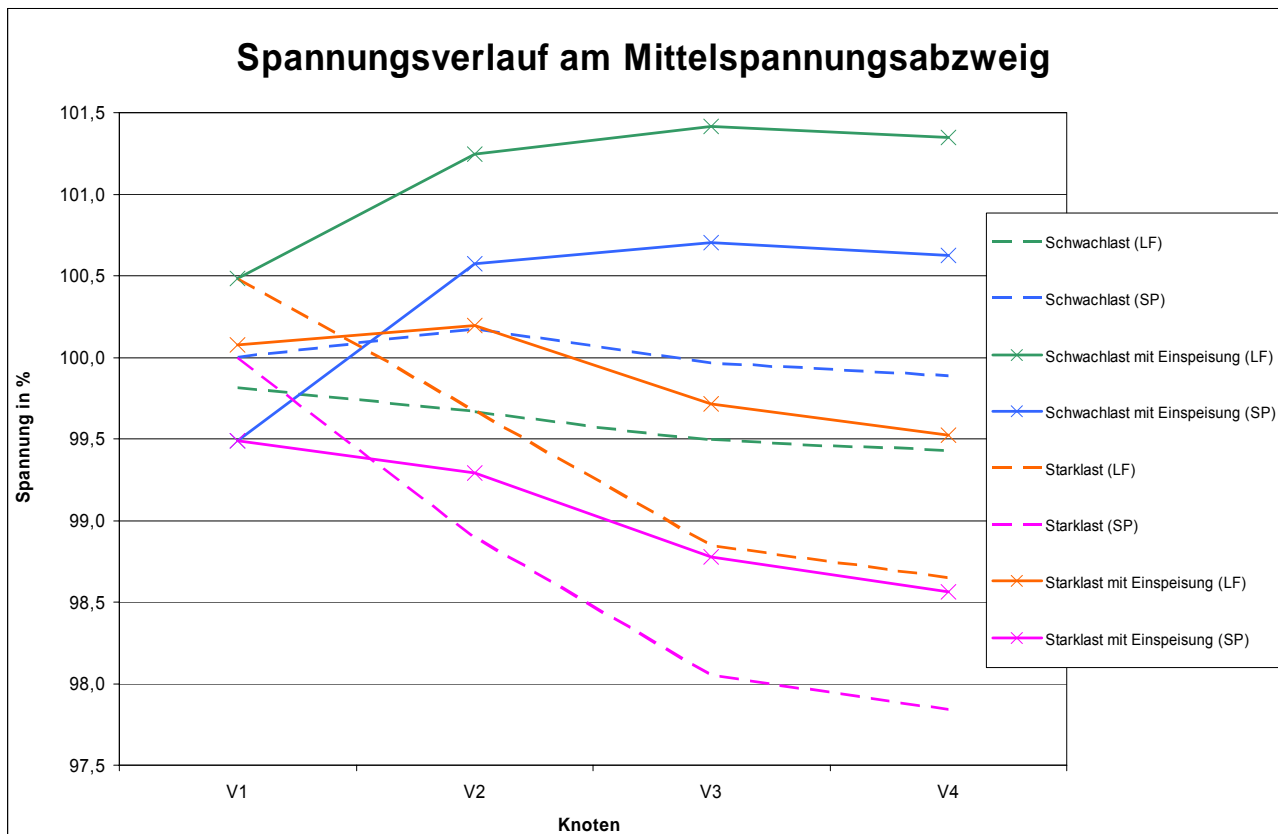
LF.....Berechnung mit Lastflussberechnungsprogramm

SP.....Berechnung nach dem Superpositionsprinzip

^x.....Aufgrund des aktiven Transformatorreglers werden die Sammelschienenspannungen auf $U_{SSRSc} = 21.372 \text{ V}$ (Schwachlast) und $U_{SSRSt} = 21.328 \text{ V}$ (Starklast) geregelt – die nachfolgenden angegebenen Werte beziehen sich auf diese Spannungen – siehe auch nachfolgenden Spannungsverlauf am Mittelspannungsabzweig

Anmerkung: Die Berechnung der Spannungsanhebung und der Spannungen mit einem Lastflussberechnungsprogramm oder nach dem Superpositionsprinzip wurden unabhängig voneinander durchgeführt. Obwohl daher geringfügige Unterschiede in den Berechnungsannahmen nicht ausgeschlossen werden können, sind die Ergebnisse sehr ähnlich. Die Abweichungen lassen sich u.a. über die Berücksichtigung der Spannung an der Sammelschiene (beim Lastflussprogramm mit konstant 21.300 V angenommen) und den Spannungen an den jeweiligen Netzpunkten erklären, im Zweifelsfall empfiehlt es sich für komplexe Aufgabenstellungen ein Lastflussberechnungsprogramm zu verwenden und sich an diese Ergebnisse zu richten.

Nachfolgend ist der Spannungsverlauf von der Sammelschiene im Umspannwerk bis zum Verknüpfungspunkt V4 für die unterschiedlichen Berechnungen dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Spannungsänderungen in den einzelnen Knoten grundsätzlich vom Lastzustand (Starklast/Schwachlast) abhängen, die absolute Höhe der relativen Spannungsänderungen in Abhängigkeit vom Lastzustand jedoch nicht variiert. Es ist jedoch zu beachten, dass je nach Lastannahme die absoluten Spannungen verschieden sind. Außerdem ist zu beachten, dass die Transformatorregelung aktiv werden kann und diese somit ebenfalls einen Einfluss auf die Spannungshöhe ausübt – siehe z.B. auch die Spannungsänderungen am Knoten V1 (Transformator-sammelschiene).



Die oben dargestellten Spannungsverläufe entlang des Mittelspannungsabzweiges beziehen sich auf die ermittelten Sammelschienenspannungen (U_{SS}) bzw. die nachgeregelten Spannungen (siehe Berechnungsergebnisse – Schwachlast $U_{SS R Sc} = 21.372$ V, Starklast $U_{SS R St} = 21.328$ V). In der Lastflussberechnung (LP) wurde mit einer konstanten Sammelschienenspannung von 21.300 V gerechnet.

Beurteilung

Der Anschluss einer weiteren *Erzeugungsanlage* (an V3) ist bezüglich ihrer relativen Spannungsanhebung möglich, weil die *Spannungsanhebungen* aller *Erzeugungsanlagen* in allen *Verknüpfungspunkten* aber auch in den ungünstigsten, hier V3 und V4, mit 1,92 % (laut Lastflussberechnungsprogramm) unter dem Grenzwert von 2 % (siehe Abschnitt 9.2.2) liegen und die Spannungen in den einzelnen *Verknüpfungspunkten* in zulässigen Toleranzen bleibt (maximal 21.600 V in V3). Somit kann dem Anschluss der *Erzeugungsanlagen* an V3 hinsichtlich der *Spannungsanhebung* **zugestimmt werden**.

Es sind jedoch weitere Untersuchungen entsprechend Kapitel 9.2 und Beeinflussung der Rundsteuerung (TOR **Hauptabschnitt D3**) erforderlich.

Anmerkung: Allenfalls könnte ein Blindleistungsmanagement in der Beurteilung berücksichtigt werden, welches z.B. durch induktiven Blindleistungsbezug der Erzeugungsanlagen an V2 und an V3 zu einer Verringerung der Spannungsanhebung führen kann.

10 Anhang A

10.1 Literatur, Quellenverweis

Die in diesem Hauptabschnitt D2 der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) verwendeten Literaturquellen bzw. Referenzierungen, welche in eckigen Klammern [] angegeben werden, sind im Teil A „Allgemeines, Begriffserklärungen, Quellenverweise“ der TOR gesammelt enthalten.

10.2 Weiterführende Literatur, Publikationen

- EURELECTRIC: Report “Power Quality in European Electricity Supply Networks” – 1st edition. February 2002
- EURELECTRIC: Report “Power Quality in European Electricity Supply Networks” – 2nd edition. November 2003
- EURELECTRIC: Power Quality / Service Level Report, Network of Experts for Standardisation – November 2004
- IEC Multilingual Dictionary „Electricity, Electronics and Telecommunications“, 1992
- Mombauer, W.: EMV – Messung von Spannungsschwankungen und Flickern mit dem IEC-Flickermeter, VDE-Schriftenreihe Band 109, VDE-Verlag GmbH Berlin, Offenbach 2000
- Mombauer, W.: Flicker in Stromversorgungsnetzen – Messung, Berechnung, Kompensation, VDE-Schriftenreihe Band 110, VDE-Verlag GmbH Berlin, Offenbach 2005
- Mombauer, W.: Ein neues Summationsgesetz für Flicker, etz Elektrotech. Z., Bd. 8 (2004)
- Mombauer, W.: Netzurückwirkungen von Niederspannungsgeräten - Spannungsschwankungen und Flicker - Theorie, Normung nach DIN EN 61000-3-3 (VDE 0838-3):2002-05 und DIN EN 61000-3-11(VDE 0838-11): 2001-04, VDE-Schriftenreihe Band 111, VDE-Verlag GmbH Berlin, Offenbach 2006
- Mombauer, W.: Flicker caused by interharmonics, etz-Archiv Bd. 12 (1990), H. 12
- UNIPEDÉ DISNORM 12, “Definitions of the Physical Characteristics of Electrical Energy Supplied by Low and Medium Voltage Public Systems”, UNIPEDÉ NORMCOMP, September 1989
- UNIPEDÉ: Report on EMC coordination in electricity supply systems Oktober 1994
- UNIPEDÉ Application Guide to the European Standard EN 50160 on “Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems”, 230.02 NORMCOMP, Ref.: 23002Ren9530, Juli 1995
- UNIPEDÉ Report “Measurement Guide for Voltage Characteristics”, UNIPEDÉ NORMCOMP, 1995
- VSE: Empfehlungen für die Herausgabe von Werkvorschriften über die Erstellung von elektrischen Installationen Ausgabe 1995, VSE 2.8d – 95
- VSE: SN 413724: Leitsätze des SEV/Empfehlungen des VSE Kompensations- und Saugkreisanlagen in Niederspannungsnetzen Teil 1: Bestimmungen Teil 2: Erläuterungen und Berechnungen

11 Anhang B

11.1 Abkürzungen

Die in diesem Hauptabschnitt D2 der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) verwendeten Abkürzungen sind im Teil A „Allgemeines, Begriffserklärungen, Quellenverweise“ der TOR gesammelt enthalten.

12 Anhang C

12.1 Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen

Netzbetreiber

für elektrische Betriebsmittel, welche die Bedingungen des Hauptabschnittes D1 der TOR nicht einhalten.

1 (Erläuternde Hinweise siehe nachfolgende Seite)

Zutreffendes bitte ankreuzen!

Name und Anschrift des Kunden	Telefon-Nr.
	Fax-Nr.
Einsatzbereich und Anschrift der Gerätes/der Anlage	Telefon-Nr.
	Fax-Nr.
Name und Anschrift des ausführenden Unternehmens	Telefon-Nr.
	Fax-Nr.

2

Hersteller	Type
Art des Gerätes/der Anlage	
Anzahl derselben Type	

3

Bemessungsleistung	<input type="checkbox"/> kW <input type="checkbox"/> kVA	Höchste Leistung	<input type="checkbox"/> kW <input type="checkbox"/> kVA
Netzanschluss	<input type="checkbox"/> 230 V <input type="checkbox"/> 400 V <input type="checkbox"/> 3 x 400 V <input type="checkbox"/> sonstige	Ständige Lastwechsel	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> pro 10 min <input type="checkbox"/> nein <input type="checkbox"/> pro s
Betrieb mit Stromrichter	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	Rückspeisung ins Netz	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> kW <input type="checkbox"/> nein <input type="checkbox"/> kVA
Blindstrom-kompensation	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein kvar	Ausführungsart der Kompensation	

4

Direktanlauf Anlaufhilfe Leistungssteuerung

<input type="checkbox"/> Phasenanschnittsteuerung	Pulszahl <i>p</i>	<input type="checkbox"/> Schwingungspaketsteuerung	Einschaltungen pro min	<input type="checkbox"/> Pulssteuerung	Pulsfrequenz Hz
<input type="checkbox"/> Drehstromsteller		<input type="checkbox"/> Frequenzumrichter	Frequenzbereich von	am Umrichter Ausgang Hz bis Hz	
<input type="checkbox"/> Stern-Dreieck-Anlauf		<input type="checkbox"/> Sonstige			
Anfahren unter Last	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	Anzahl der Anlaufvorgänge	<input type="checkbox"/> pro h <input type="checkbox"/> pro min	Verhältnis Anlaufstrom/Bemessungsstrom	

Das ausführende Unternehmen bestätigt hiermit die Richtigkeit der Angaben.

Ort, Datum

Unterschrift

Erläuterungen zum

Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen

1 Allgemeines

Das Datenblatt ist Bestandteil des Netzanschlussantrages und ist – falls erforderlich (siehe **Absatz 2** und **3**) – vom Unternehmen, das die Elektroinstallation in der Anlage des Netzbenutzers ausführt, auszufüllen und zu unterschreiben. Datenblätter können beim Netzbetreiber bezogen werden. Für den Anschluss mehrerer Geräte/Anlagen gleicher Type genügt ein Datenblatt, andernfalls ist je Gerät/Anlage ein eigenes Datenblatt auszufüllen. Gegebenenfalls kann der Netzbetreiber weitere für die Beurteilung erforderliche Daten einholen.

2 Wozu dient ist dieses Datenblatt?

Um eine angemessene Qualität der Netzspannung in den öffentlichen Stromversorgungsnetzen zu gewährleisten, ist es notwendig, dass die zum Anschluss vorgesehenen Geräte und Anlagen hinsichtlich Netzurückwirkungen gewisse Bedingungen einhalten. Durch das Datenblatt soll dem Netzbetreiber die Gelegenheit zu einer Beurteilung der Netzurückwirkungen unter Berücksichtigung der individuellen Netz- bzw. Anschlusssituation gegeben werden.

3 Wann ist diese Datenblatt auszufüllen?

Im Hinblick auf Netzurückwirkungen dürfen Geräte und Anlagen, welche die im Hauptabschnitt D1 der TOR genannten Bedingungen erfüllen, ohne weiteres angeschlossen werden. Für alle anderen Geräte und Anlagen ist dieses Datenblatt auszufüllen. Anhand dieser Angaben und der am Anschlusspunkt vorhandenen Netzdaten entscheidet dann der Netzbetreiber mit Hilfe des Hauptabschnittes D2 der TOR (Richtlinie für die Beurteilung von Netzurückwirkungen), ob dem Anschluss in der beantragten Form zugestimmt werden kann oder welche Maßnahmen zu treffen sind, um dem Netzanschlussantrag entsprechen zu können.

4 Hinweise zum Ausfüllen des Datenblattes

Die folgenden Hinweise sollen eine Hilfestellung zum Ausfüllen der **Abschnitte 1 – 4** des Datenblattes geben:

Abschnitt 1

- Im Feld **Einsatzbereich und Anschrift des Gerätes/der Anlage** ist einzutragen, in welcher Umgebung das Gerät/die Anlage betrieben werden soll, wie z.B. Haushalt, Landwirtschaft, Büro, Rechenzentrum, Arztpraxis, Seilbahnanlage, Sägewerk, Spenglerei, Kunststoffwerk, Diskothek, Papierfabrik, Zementwerk, Tischlerei, Wasserversorgung, Drahtgitterfabrik, Kläranlage und dergleichen. Falls die Anschrift der Anlage nicht mit jener des Kunden (Netzbenutzer) übereinstimmt, ist diese zusätzlich einzutragen.

Abschnitt 2

- Unter **Art des Gerätes/der Anlage** soll die Funktion möglichst genau beschrieben werden. Beispiele dafür sind: Antrieb für Einseilumlaufbahn, Punktschweißgerät, Gattersäge, Hobelmaschine, Mischer, Rührwerk, Papiermaschinenantrieb, Fotovoltaik-, Windenergieanlage, Hackschnitzelmaschine, Betonrüttler, Ofen - für induktive Erwärmung, Elektroschmelzofen, USV-Anlage, Mehrfachkreissäge, Cutter, Röntgengerät, Computertomograf, Kopiergerät, Klimaanlage, Wärmepumpe, Extruder, Schmiedepresse, Aufzug usw. Werden in einer Anlage eines Netzbenutzers mehrere Geräte/Anlagen **derselben Type** angeschlossen, so ist im Feld Anzahl derselben Type die Stückzahl anzugeben.

Abschnitt 3

- Die **Bemessungsleistung** und der **Netzanschluss** sind in der Regel dem Typenschild bzw. den technischen Daten des Gerätes/der Anlage zu entnehmen. Für den Fall, dass kurzzeitig eine höhere Leistung auftritt, wie z.B. bei Punktschweißmaschinen, Röntgengeräten, Computertomografen oder beim Anlassen von Motoren, ist unbedingt auch die **höchste Leistung** anzugeben.
- Die Abfrage „**Ständige Lastwechsel!**“ ist dann zu beantworten, wenn betriebsbedingt mehr als ein Lastwechsel innerhalb von 10 min zu erwarten ist. Einzelne seltene Einschaltvorgänge von Maschinen zählen jedenfalls nicht dazu (siehe **Abschnitt 4**). Ständige Lastwechsel erzeugen z.B. Heizungen mit Thermostat- oder Schwingungspaketsteuerung, Gattersägen, Kreissägewerke, Kopiergeräte, Laserdrucker, Webstühle, Naht-, Punktschweißmaschinen, Kompressoren, Klimageräte usw.
- Wird das Gerät oder die Anlage über eine Stromrichterschaltung zur Reduzierung des Anlaufstromes bei Motorantrieben, zur Leistungssteuerung oder zum Umwandeln der elektrischen Energie eingesetzt, so ist im Feld „**Betrieb mit Stromrichter**“ mit „ja“ zu antworten. Weitere Angaben zur Art des Stromrichters und seiner Steuerung werden im **Abschnitt 4** abgefragt.
- Falls Anlagen elektrische Energie in das Netz zurückspeisen, wie z.B. Kleinwasserkraftwerke, Fotovoltaik-, Windenergieanlagen oder Stromrichterantriebe beim Abbremsen, ist die Abfrage im Feld „**Rückspeisung ins Netz**“ zu bejahen und weiters die maximale Rückspeiseleistung anzugeben.
- Wird im Feld **Blindstromkompensation** „ja“ angekreuzt, so ist ergänzend die maximale **Kompensationsleistung** mit Angabe der Stufung einzutragen, z.B. in der Form 5 x 80 kvar. Das folgende Feld dient zur Angabe der **Ausführungsart der Kompensation** wie z. B. unverdrosselt, verdrosselt (Angabe des Verdrosselungsfaktors) oder Saugkreisanlage.

Abschnitt 4

In der Zeile über dem Datenfeld wird zunächst grundsätzlich die Art des Anlaufes von Motoren bzw. der Einsatzzweck eines allfällig vorhandenen Stromrichters abgefragt.

- Handelt es sich um den Anlauf eines Motors, so ist je nach Anlansart entweder **Direktanlauf** oder **Anlaufhilfe** anzukreuzen. Weiters sind die Fragen in der letzten Zeile zu beantworten, wobei im Feld **Verhältnis Anlaufstrom/Bemessungsstrom** jener Wert einzutragen ist, der sich **mit Berücksichtigung** einer allfälligen Anlaufhilfe ergibt. Beim Direktanlauf entspricht dieser Wert dem Verhältnis Anzugsstrom/Bemessungsstrom des Motors. Die Art die Anlaufeinrichtung (z.B. Stern-Dreieck-Anlauf, Drehstromsteller oder Frequenzumrichter) ist durch Ankreuzen des entsprechenden Feldes zu kennzeichnen. Handelt es sich um eine Anlaufeinrichtung, die hier nicht angeführt ist, so ist diese im Feld „**Sonstige**“ zu beschreiben.

Falls der Anlauf über eine Stromrichterschaltung erfolgt und diese nur während des Anlaufvorganges wirksam ist, genügt das Ankreuzen des Kästchens **Anlaufhilfe**.

- Soll hingegen der Stromrichter auch während des Betriebes z.B. zur Drehzahlsteuerung verwendet werden, so ist zusätzlich das Kästchen Leistungssteuerung in der Überschrift anzukreuzen.

Für Stromrichter, die vornehmlich zur Steuerung der Leistung oder der Drehzahl von Geräten/Anlagen dienen, ist das Kästchen **Leistungssteuerung** in der Überschrift anzukreuzen.

Weiters sind ergänzende Angaben zum Stromrichter in den dafür vorgesehenen Feldern zu machen. Nicht angeführte Stromrichter sind im Feld „**Sonstige**“ aufzulisten.

Anmerkung zum Feld **Pulssteuerung**:

Die Anwendung der Pulssteuerung setzt voraus, dass der Stromrichter mit abschaltbaren Halbleiterventilen ausgerüstet ist. Durch Pulsen mit einer Taktfrequenz (Pulsfrequenz), die um ein Vielfaches höher ist als die Netzfrequenz, kann der Netzstrom besser an die Sinusform angenähert werden. Diese Art der Leistungssteuerung findet man manchmal z.B. bei Wechselrichtern für Fotovoltaik- und Windenergieanlagen, Frequenzumrichtern für Motorantriebe und Ladegeräten für Akkumulatoren.

13 Anhang D

13.1 Oberschwingungsbeurteilung

(Kurzfassung)

Nachdem die Daten der *Anlage des Netzbenutzers* erfasst worden sind, erfolgt die Beurteilung in drei Schritten (siehe **Kap. 5**):

1. Schritt: Leistungsverhältnis $\frac{S_{kV}}{S_A}$

Eine weitergehende Anschlussbeurteilung kann entfallen, wenn das Verhältnis *Kurzschlussleistung* S_{kV} am *Verknüpfungspunkt* zu Anschlussleistung der *Anlage des Netzbenutzers* S_A der zutreffenden Bedingung genügt:

Niederspannung :	$\frac{S_{kV}}{S_A} \geq 150$
Mittelspannung :	$\frac{S_{kV}}{S_A} \geq 300$

2. Schritt: Oberschwingungslastanteil $\frac{S_{OS}}{S_A}$

Die Oberschwingungslast S_{OS} der *Anlage des Netzbenutzers* umfasst neben den neu anzuschließenden Oberschwingungserzeugern auch die bereits vorhandenen. Die Einteilung geschieht in zwei Gruppen, entsprechend dem Oberschwingungsgehalt des Stromes:

Gruppe 1: Hierzu gehören Stromrichter mit einer Pulszahl ≥ 12 , Leuchtstofflampen und andere Gasentladungslampen mit induktivem Vorschaltgerät.

Gruppe 2: Zu dieser Gruppe gehören 6-pulsige Stromrichter, Drehstromsteller, Inverterschweißgeräte, elektronisch geregelte Wechselstrommotoren, Dimmer, TV-Geräte, Computer einschließlich Peripheriegeräte, Kompaktleuchtstofflampen mit elektronischem Vorschaltgerät und Geräte der Unterhaltungselektronik.

Die Leistungen aller Oberschwingungserzeuger sind unter Berücksichtigung der zu erwartenden Gleichzeitigkeit je Gruppe zu $S_{Gr.1}$ bzw. $S_{Gr.2}$ zusammenzufassen. Bei der Summenbildung wird zwischen Leistungsangaben in kW und kVA nicht unterschieden. Den wirksamen *Oberschwingungslastanteil* erhält man schließlich aus:

$\frac{S_{OS}}{S_A} = \frac{0,5 \cdot S_{Gr.1} + S_{Gr.2}}{S_A}$
--

3. Schritt: Bewertung des Oberschwingungslastanteils $\frac{S_{OS}}{S_A}$

Die Bewertung der *Anlage des Netzbenutzers* hinsichtlich *Oberschwingungen* erfolgt mit Hilfe des folgenden Diagramms:

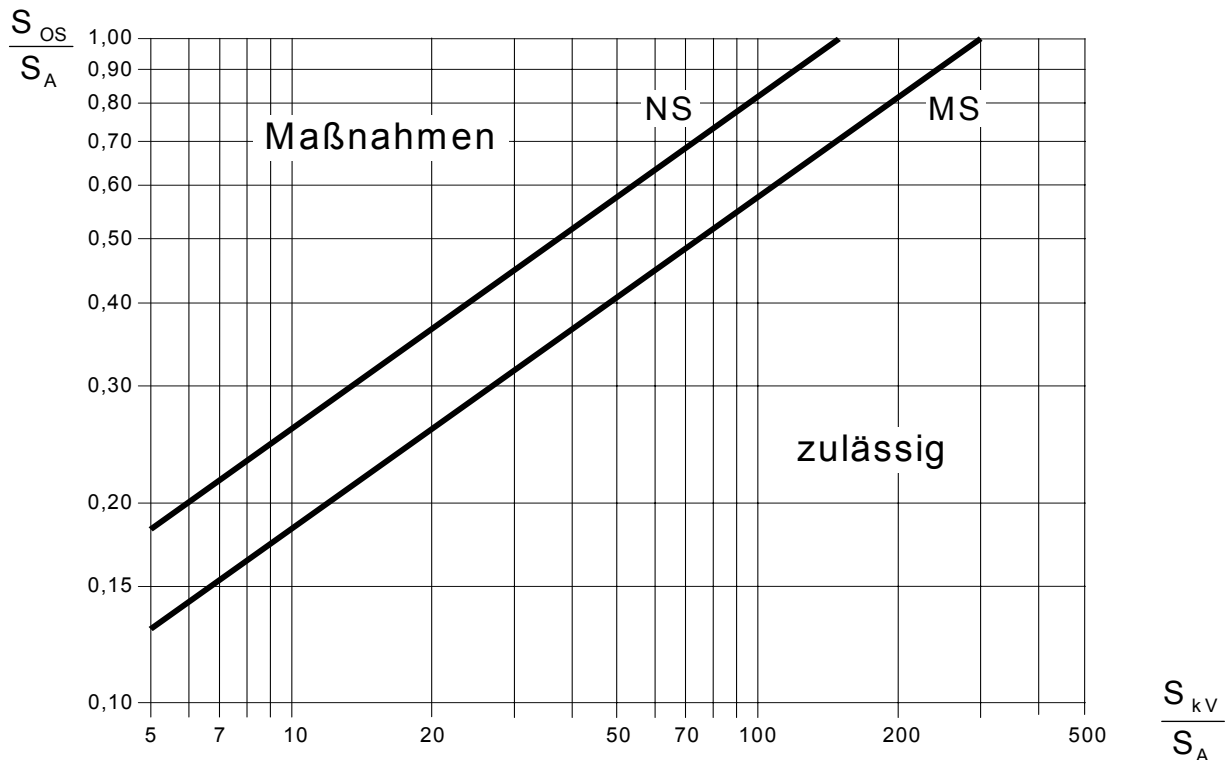


Diagramm zur Bewertung des Oberschwingungslastanteils
(NS ... Niederspannung, MS ... Mittelspannung)

Zunächst wird im Diagramm jene Stelle markiert, die durch die zuvor ermittelten Werte für das Leistungsverhältnis S_{kv}/S_A und den Oberschwingungslastanteil S_{OS}/S_A festgelegt ist.

Für die anschließende Bewertung ist die Lage dieser Stelle in Bezug auf die zutreffende Kurve maßgebend. Je nachdem in welcher Spannungsebene sich der *Verknüpfungspunkt* befindet, kommt entweder die Kurve für die Niederspannung oder jene für die Mittelspannung zur Anwendung:

- Wenn die markierte Stelle im Bereich **unterhalb** der Kurve liegt, sind wahrscheinlich **keine Maßnahmen** erforderlich. Das Gerät oder die Anlage kann in der geplanten Form angeschlossen werden.
- Befindet sich hingegen die markierte Stelle im Bereich **oberhalb** der Kurve, dann sind **Maßnahmen** zur Begrenzung der *Oberschwingungen* notwendig.

14 Anhang E

14.1 Diagramm zur Ermittlung der Kurzschlussimpedanz und Kurzschlussleistung im Niederspannungsnetz

Beispiel zur Anwendung der Grafik

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

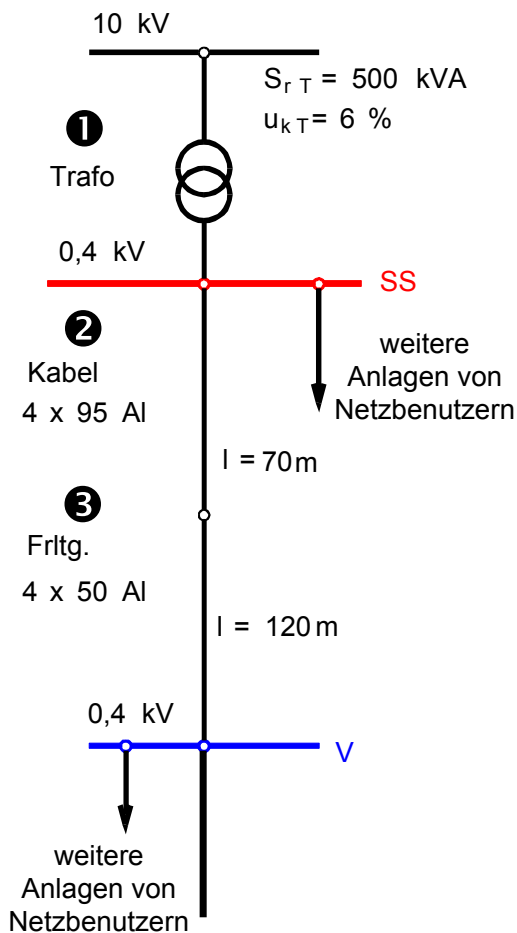


Bild E-1 Netzkonfiguration

Schritt **1** (Transformatorimpedanz):

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

Schritte **2** und **3** (Leitungsimpedanzen):

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

Schritt **4** (Gesamtimpedanz aller Leitungen):

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

Schritt **5** (Kurzschlussimpedanz am *Verknüpfungspunkt*):

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

Schritt **6** (*Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt*):

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

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

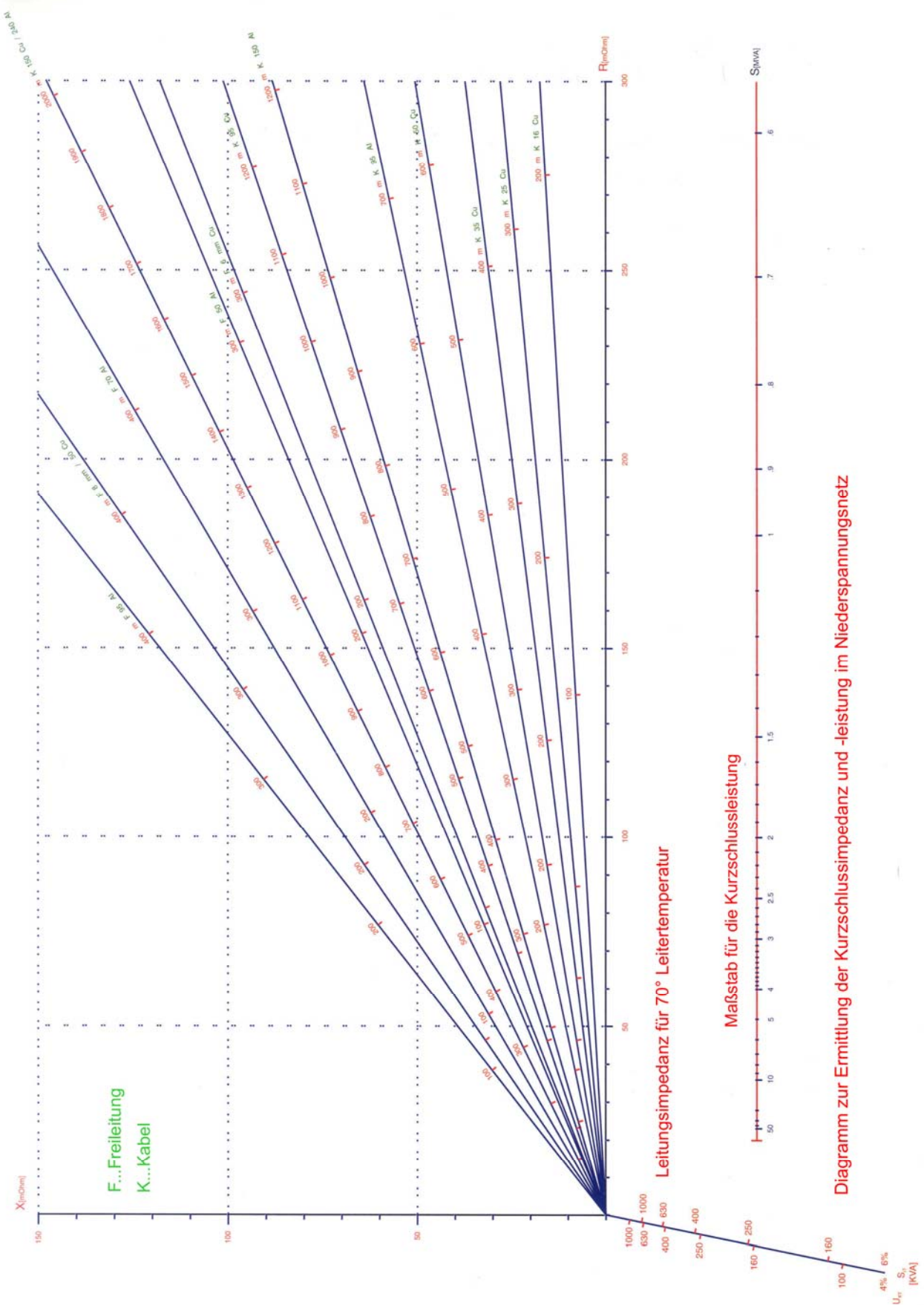


Bild E-3 Diagramm zur Ermittlung der Kurzschlussimpedanz und -leistung im Niederspannungsnetz