Masterarbeit

Untersuchung des frequenzabhängigen Übertragungsverhaltens von Verteilnetzen zur Entwicklung eines passiven Bewertungsverfahrens der Netzanschlusskapazität

vorgelegt beim

Fachgebiet Energieversorgungsnetze und Integration Erneuerbare Energien

des Instituts für Energie- und Automatisierungstechnik

der Technischen Universität Berlin

Prof.-Dr.-Ing. K. Strunz

von

Michél Garg

Matr.-Nr. 326081

Berlin

08. Dezember 2015

Erklärung

Ich versichere an Eides statt, dass die vorliegende Arbeit selbständig und ohne fremde Hilfe angefertigt wurde. Es wurden keine anderen Quellen und Hilfsmittel als die angegebenen genutzt.

Berlin, 08. Dezember 2015

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis I
Abbildungsverzeichnis III
Tabellenverzeichnis V
Abkürzungsverzeichnis VI
1 Einleitung 1
1.1 Motivation 2
2 Theoretische Grundlagen 3
2.1 Aufbau von Drehstromnetzen 3
2.1.1 Mittelspannungsnetze 5
2.2 Harmonische im Energieversorgungsnetz 6
2.3 Frequenzverhalten relevanter Betriebsmittel 13
2.3.1 Leitungen 15
2.3.2 Transformatoren 18
2.4 Fehlerereignisse 20
2.4.1 Überspannung 22
2.4.2 Spannungseinbruch 24
2.5 Netzimpedanzmessung bei 50 Hz 24
2.6 Fourier-Transformation 25
3 Vorgehensweise und Modellierung 27
3.1 Modelle typischer Mittelspannungsnetze 29
3.1.1 Beispielnetz A: Mittelspannungsnetz mit hohem Lastanteil 29
3.1.2 Beispielnetz B: Mittelspannungsnetz mit ausschließlich WKA-Einspeisung 37
3.2 Frequenzeigenschaften des Fehlerereignis 52
3.3 Vergleich der Vorgehensweise mit einem alternativen Verfahren 56
4 Ausbreitung des Anregungssignals 59
4.1 Frequenzabhängige Ausbreitung im Beispielnetz A 59
4.2 Frequenzabhängige Ausbreitung im Beispielnetz B 69
5 Passives Bewertungsverfahren 76
5.1 Anregung durch Spannungsspektren 76
5.2 Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz 77
5.2.1 Bestimmung der Teilimpedanzen 79
6 Zusammenfassung und Ausblick 88
Literaturverzeichnis 91
Internetquellen 92
Anhang 93
Anhang A1: **Beispielnetz A in PowerFactory 93**

Anhang A2: **Beispielnetz B in PowerFactory 94**
Anhang A3: **Netzimpedanzverläufe bis 100 kHz..... 95**
Anhang A4: **Netzimpedanzberechnung am NVP6 beim SZA1 ..... 97**

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Zeigerdiagramm des symmetrischen Drehstromnetzes 3
Abb. 2: Erzeuger von Oberschwingungsströmen nach [24]....7
Abb. 3: abgeschnittene Stromkurve und deren Spektrum 7
Abb. 4: Auswirkung der rückgespeisten Oberschwingungsströme 9
Abb. 5: Ersatzschaltbild der Parallelresonanz nach [24]....10
Abb. 6: Zeigerdiagramm der Scheinleistung....10
Abb. 7: Widerstandsfunktion R(f) und Induktivitätsfunktion L(f) 15
Abb. 8: π-Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung [9]....15
Abb. 9: vereinfachtes π-Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung 16
Abb. 10: Übertragungsverhalten einer beispielhaften HS-Doppelfreileitung....17
Abb. 11: einphasiges Ersatzschaltbild eines Transformators nach [8]....18
Abb. 12: allgemeines Ersatzschaltbild eines Transformators 19
Abb. 13: vereinfachtes Transformatorersatzschaltbild im Lastfall....19
Abb. 14: simuliertes Spannungs- und Stromübertragungsverhalten des Transformators bei Leistungsanpassung....20
Abb. 15: Übersicht der Spannungsabweichungen aus [23] 21
Abb. 16: Zeigerdiagramme bei a) einphasigem und b) zweiphasigem Erdschluss aus [11]....22
Abb. 17: Spannungsverlauf einer transienten Überspannung 23
Abb. 18: Netzimpedanzmessung....24
Abb. 19: Hamming-Fenster....26
Abb. 20: Vorgehensweise der Spektrumsanalyse 28
Abb. 21: Mittelspannungsnetz mit hohem Lastanteil 30
Abb. 22: Netzimpedanzverläufe beim SZA1....33
Abb. 23: Netzimpedanzverläufe beim SZA2....34
Abb. 24: Netzimpedanzverläufe beim SZA3....35
Abb. 25: Netzimpedanzverläufe beim SZA4....37
Abb. 26: reines Einspeisenetz, in Anlehnung an [5] 39
Abb. 27: Netzimpedanzverläufe beim SZB1....42
Abb. 28: Netzvorbelastung beim SZB1....43
Abb. 29: Ausbreitung der Netzvorbelastung beim SZB1 44
Abb. 30: Netzvorbelastung beim SZB2....45
Abb. 31: Ausbreitung der Netzvorbelastung beim SZB2 45
Abb. 32: Netzimpedanzverläufe beim SZB3....46
Abb. 33: Netzvorbelastung beim SZB3....47
Abb. 34: Ausbreitung der Netzvorbelastung beim SZB3 48
Abb. 35: Netzvorbelastung beim SZB4....49
Abb. 36: Ausbreitung der Netzvorbelastung beim SZB4 49
Abb. 37: Netzimpedanzverläufe beim SZB5....50
Abb. 38: Netzvorbelastung beim SZB5....51
Abb. 39: Ausbreitung der Netzvorbelastung beim SZB5 52

Abb. 40: zeitlicher Verlauf des Spannungseinbruchs des 3-phasigen Kurzschlusses .. 53
Abb. 41: Betragsfrequenzgang des Tiefpass-IIR-Filters 8.Ordnung 54
Abb. 42: Gefenstertes Zeitsignal der Phasenspannung..... 54
Abb. 43: Betragsfrequenzspektrum des 3-phasigen Kurzschlusses 55
Abb. 44: Vergleich der Verfahrensweisen..... 56
Abb. 45: Vergleich der Verfahrensweisen ohne Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeiten der Betriebsmittel..... 57
Abb. 46: Spektrum der Spannungen beim SZA1 60
Abb. 47: Vergleich U_{HS} und U_{MS} beim SZA1..... 60
Abb. 48: eingeprägter Strom beim SZA1 61
Abb. 49: Impedanz der nachfolgenden Strukturen beim SZA1: links Hochspannungsnetz, rechts Mittelspannungssammelschiene..... 62
Abb. 50: Spektrum der Spannungen beim SZA2 63
Abb. 51: Vergleich U_{HS} und U_{MS} beim SZA2..... 63
Abb. 52: Mittelspannungsseitig eingeprägte Ströme beim SZA1 und SZA2 64
Abb. 53: Strom- und spannungserzeugende Impedanzen beim SZA1 und SZA2 65
Abb. 54: Spannungsspektren beim SZA3 und SZA4 66
Abb. 55: Übersicht der mittelspannungsseitigen Spannungsspektren bis 5 kHz 67
Abb. 56: Ausbreitungsfaktoren beim Beispielnetz A 68
Abb. 57: Spannungsspektren des Anregungssignals und am PCC für SZB1 und SZB2..... 70
Abb. 58: Spannungsspektren beim PCC am SZB bis SZB5..... 71
Abb. 59: Verhältnis der mittelspannungsseitigen Spannungsspektren bei Netzen mit gleicher Topologie..... 72
Abb. 60: Ausbreitungsfaktoren bei SZB1 bis SZB4 73
Abb. 61: Ausbreitungsfaktoren beim SZB5..... 74
Abb. 62: Reziproker Ausbreitungsfaktor beim SZB5..... 75
Abb. 63: Ausgangssituation der Netzimpedanzmessung..... 78
Abb. 64: vereinfachte Annahme zur Netzimpedanzmessung 78
Abb. 65: Netzimpedanzteilmessung 79
Abb. 66: Berechnete und simulierte Transformatorimpedanz..... 81
Abb. 67: Parameterbestimmung beim Transformator 82
Abb. 68: Berechnete Netzimpedanz am MS-SS beim SZA1 83
Abb. 69: Netzimpedanzbestimmung am NVP6 beim SZA1 84
Abb. 70: Berechnete Netzimpedanz am NVP6 beim SZA1 86
Abb. 71: Beispielnetz A: Aufbau in PowerFactory..... 93
Abb. 72: Beispielnetz B: Aufbau in PowerFactory..... 94
Abb. 73: Netzimpedanzverläufe beim SZA3 bis 100 kHz 95
Abb. 74: Netzimpedanzverläufe beim SZA4 bis 100 kHz 95
Abb. 75: Netzimpedanzverläufe beim SZB3 bis 100 kHz 96

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1: Auf Netzkurzschlussleistung bezogene, zulässige Oberschwingungsströme nach [1] 8
Tab. 2-2: Phasenverschiebung der Oberschwingung bei n=3 11
Tab. 2-3: Phasenverschiebung der Oberschwingungen bei n=4 und n=5 12
Tab. 2-4: Grenzwerte der Oberschwingungsspannung nach DIN EN 50160 [6] 12
Tab. 2-5: Parameter zur Frequenzabhängigkeit von Leitungen aus [8] 16
Tab. 2-6: Parameter zur Frequenzabhängigkeit vom Transformator aus [8] 19
Tab. 2-7: Stirnzeiten und Rückenhalbwertszeiten von Überspannungen (vgl. [12] S. 310 ff.)....23
Tab. 3-1: Daten des Beispielnetzes A mit hohem Lastanteil nach [7]....31
Tab. 3-2: 50-Hz-Netzimpedanz beim Beispielnetz A 31
Tab. 3-3: Exakte Frequenz der Parallelresonanzstelle beim SZA1 33
Tab. 3-4: Exakte Frequenz der Parallelresonanzstelle beim SZA2 35
Tab. 3-5: Daten des Beispielnetzes B (reines Einspeisenetz) 39
Tab. 3-6: Leitungslängen der Mittelspannungskabel beim Beispielnetzes B 40
Tab. 3-7: Übersicht der Veränderungen beim Beispielnetz B 41
Tab. 4-1: Korrelationskoeffizienten beim Beispielnetz A....69
Tab. 5-1: Grenzfrequenzen der mittelspannungsseitigen Spannungen beim Beispielnetz A 76
Tab. 5-2: Grenzfrequenzen der mittelspannungsseitigen Spannungen beim Beispielnetz B 77
Tab. 5-3: Größen und Hilfsgrößen bei der Teilnetzimpedanzbestimmung 80

Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
bzw.	beziehungsweise
DFT	Diskrete Fourier-Transformation
EMT	Elektromagnetische Transienten
FFT	Schnelle Fourier-Transformation
FGW	FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
HGÜ	Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannung
IIR-Filter	Infinite Impulse Response Filter
Kat.	Kategorie
LVRT	Low Voltage Ride Through
MS	Mittelspannung
MS-SS	Mittelspannungssammelschiene
MV	Mittelspannungsverknüpfungspunkt
NS	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
PCC	Point of Common Coupling
PF	PowerFactory von DIgSILENT
RMS	Root-Mean-Square
SZA	Netzszenario beim Beispielnetz A
SZB	Netzszenario beim Beispielnetz B
Tab.	Tabelle
THD_U	Gesamtoberschwingungsgehalt der Spannung
vgl.	vergleiche
WG	Windgenerator
WKA	Windkraftanlage

1 Einleitung

Mit dem Stromeinspeisegesetz aus dem Jahr 1990 wurde die deutsche Energiewende eingeleitet. Es hat zu einem vermehrten Einsatz von regenerativen Energieerzeugungsanlagen geführt. Somit gilt es als Vorläufer des Erneuerbare-Energien-Gesetz aus dem Jahr 2000. Seitdem steigt der Anteil der in das Netz zu integrierenden erneuerbaren Energieanlagen stetig. [16] Den größten Anteil haben dabei die Windenergie und die Photovoltaik. Die installierte Kapazität betrug im Juli 2014 über 70 GW. Dadurch wird bereits ein Viertel des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien bezogen. [17] Gerade diese Erzeuger, wie Windenergie- oder Photovoltaikanalagen, weisen häufig eine leistungselektronische Netzkopplung auf. Dabei speisen die verwendeten Umrichter auch Stromanteile in das Netz, die oberhalb der Netzfrequenz von 50 Hz liegen. Diese beeinflussen die Spannungsqualität im Netz und können zu einer Verzerrung der Spannungsform führen. Dabei sind sowohl die Merkmale der Netzspannung am Netzanschlusspunkt, als auch die Obergrenzen der Aufnahmekapazität der Netze für Erzeugungsanlagen genau festgelegt. [1], [6]

Die jetzigen Bewertungsverfahren führen allerdings häufig dazu, dass die Netzkapazitäten nicht optimal ausgenutzt werden. In der Theorie ergibt sich aufgrund der aktuellen Bewertungsverfahren bei mehreren regenerativen Einspeisern eine geringere Aufnahmekapazität als bei Messungen festgestellt wird. Im Wesentlichen sind dafür folgende Ursachen verantwortlich:

- Der genaue Aufbau des Verteilnetzes ist unbekannt.
- Es findet keine korrekte Erfassung von konstruktiven und destruktiven Überlagerungen der Oberschwingungsströme statt.
- Die Berücksichtigung der Netzvorbelastung ist unzureichend.
- Die frequenzabhängige Netzimpedanz wird nur grob abgeschätzt. Der tatsächliche Verlauf mit möglichen Resonanzstellen findet keine Berücksichtigung.

Kenntnisse über die Netzeigenschaften können daher eine bessere Ausnutzung der Aufnahmekapazitäten des Netzes für erneuerbare Energien ermöglichen.

Ziel dieser Arbeit ist die analytische Ableitung der Netzeigenschaften durch kontinuierliche Beobachtungen des Netzes, bzw. von transienten Ereignissen im Netz. Dabei soll keine Anregung des Netzes von außen stattfinden, wie sie beispielsweise im Rahmen einer aktiven Netzimpedanzmessung bei Do erfolgt. [6] Eine spätere technische Realisierung könnte mit einem synchronisierten Mehrstellen-Messsystem zum Beispiel in den Windkraftanlagen eines Windparks erfolgen, ist allerdings nicht Bestandteil dieser Arbeit. Zunächst werden in dieser Arbeit geeignete Beobachtungspunkte identifiziert und Ereignisse ermittelt, deren Frequenzeigenschaften zur Ermittlung der Netzeigenschaften vielversprechend erscheinen. Danach lässt sich kategorisieren, welche Vorgänge zur Beurteilung der frequenzabhängigen Netzeigenschaften relevant sind. In einem zweiten Schritt wird das frequenzabhängige Übertragungsverhalten von Verteilnetzen untersucht.

Anschließend wird die Ausbreitung der Ereignisse im Verteilnetz betrachtet. Dazu werden zwei typische Beispielnetze in der Simulationsumgebung PowerFactory von DIgSILENT nachgebildet. Es werden Simulationen zur frequenzabhängigen Netzimpedanz angestellt und anschließend wird die Ausbreitung eines aus dem übergeordneten Hochspannungsnetz stammenden Ereignisses betrachtet. Somit soll zum einen simulativ bestimmt werden, inwieweit sich das ausgewählte Ereignis überhaupt eignet und zum anderen wie sich aus der Simulation die frequenzabhängigen Netzeigenschaften bestimmen lassen. In einem nachfolgenden Schritt sollen auf Grundlage der Simulationsergebnisse Rückschlüsse auf die Netzanschlusskapazität von dezentralen Erzeugungseinheiten gezogen werden. Damit könnte auf Basis dieser Arbeit ein passives Bewertungssystem zur Bestimmung der Aufnahmekapazität von Verteilnetzen für dezentrale Erzeugungseinheiten entstehen.

1.1 Motivation

Bisher wird die Bewertung zum Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen allein auf Grundlage von Berechnungen durchgeführt. Da genaue Kenntnisse zu den Netzeigenschaften häufig nicht vorliegen, werden Annahmen getroffen, die in der Regel zu einer zu strengen Bewertung der Aufnahmekapazität am Netzverknüpfungspunkt (NVP) führen. Insbesondere bei der Bewertung der Netzrückwirkungen eingespeister Oberschwingungsströme wird häufig zu streng geurteilt und somit die Aufnahmekapazität nicht optimal ausgenutzt. Ziel ist es daher, die Netzanschlusskapazität durch Messungen möglichst exakt zu bestimmen. An der Helmut-Schmidt-Universität in Hamburg wird ein mobiler Messcontainer entwickelt, der sich zur Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz eignet, aus welcher sich die Netzanschlusskapazität ableiten lässt. Um die Messungen durchzuführen, muss von außen eine Netzanregung stattfinden. Dabei werden Strompulse auf das Netz gegeben und deren Auswirkungen erfasst. Bisher existiert nur eine einzige Messeinrichtung, welche vorrangig zu Forschungszwecken verwendet wird. Ein weit verbreiteter Einsatz des Messcontainers zur optimierten Netzanschlussbewertung dezentraler Erzeugungsanlagen kann derzeit nicht durchgeführt werden. Die Idee dieser Arbeit ist es nun, auf eine aktive, äußere Anregung des Netzes zu verzichten. Es sollen im Energieversorgungsnetz auftretende Ereignisse genutzt werden, um die Netzimpedanzmessung, ähnlich wie bei Do [6] beschrieben, durchzuführen. Im Rahmen dieser Arbeit soll dafür mithilfe von Simulationen der Grundstein gelegt werden.

2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die notwendigen theoretischen Grundlagen für diese Arbeit gelegt. Es wird zunächst der prinzipielle Aufbau von Elektrizitätsversorgungsnetzen beschrieben und dabei insbesondere auf den Aufbau von Mittelspannungsnetzen eingegangen. Im Netz auftretende harmonische Spannungen und Ströme werden nachfolgend charakterisiert. Anschließend werden in diesem Kapitel relevante Betriebsmittel anhand ihrer Frequenzeigenschaften beschrieben. Des Weiteren werden im Netz vorkommende Ereignisse eingeführt und erläutert. Abschließend befasst sich dieses Kapitel mit den für diese Arbeit benötigten mathematischen Grundlagen. Hierbei wird speziell beschrieben, wie aus den simulierten Zeitverläufen das Frequenzspektrum ermittelt wird.

2.1 Aufbau von Drehstromnetzen

Dieser Abschnitt befasst sich mit dem Aufbau eines Energieversorgungsnetzes. Insbesondere wird dabei auf die Verteilnetze eingegangen, da ein Großteil der regenerativen Erzeugungskapazitäten heute ans Verteilnetz angeschlossen ist. In Europa und den meisten Regionen der Welt wird die elektrische Energie mittels Drehstromnetzen mit einer Betriebsfrequenz von 50 Hz übertragen und verteilt. Dafür wird ein Drei- bzw. Vierleitersystem verwendet, bei dem jede Leitung eine um 120° phasenverschobene Spannung trägt. Das Vierleitersystem unterscheidet sich vom Dreileitersystem ausschließlich dadurch, dass hier zusätzlich ein geerdeter Neutralleiter existiert. In Abb. 1 ist das Zeigerdiagramm für das symmetrisch betriebene Drehstromnetz dargestellt.

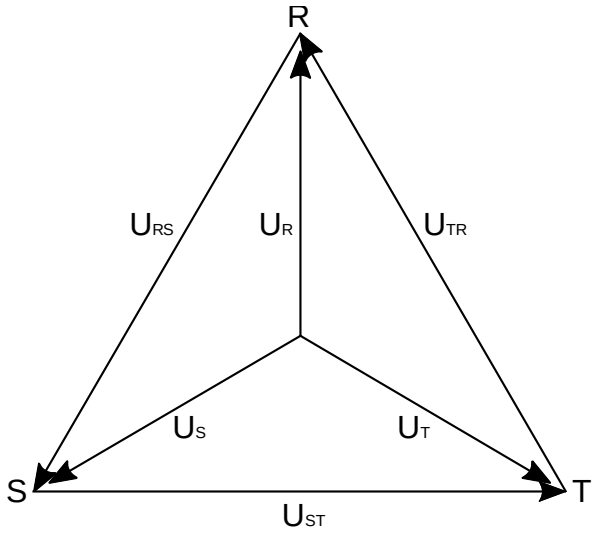


Abb. 1: Zeigerdiagramm des symmetrischen Drehstromnetzes

Der symmetrische Betrieb zeichnet sich dadurch aus, dass die Spannungszeiger der drei Phasen R, S und T exakt gleichlang und um 120° verschoben sind. Für das Vierleitersystem lassen sich mit dem Zeigerdiagramm sowohl die Sternspannungen, als auch die Dreiecksspannungen anzeigen. Das gesamte System rotiert mit einer Frequenz von 50 Hz um den Sternpunkt. (vgl. [12] S. 77 f.)

Zur Anbindung von Offshore-Windparks und vereinzelt zur Energieübertragung über große Strecken auf dem Festland wird die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

(HGÜ) verwendet. Bei der HGÜ entstehen weniger Übertragungsverluste als bei der konventionellen Wechselstromübertragung. Daher ist diese gerade für die Übertragung von großen Leistungen über weite Strecken vorteilhaft. Zusätzlich werden weniger Leiter und keine Anlagen zur Blindleistungskompensation benötig. Allerdings bedeutet die HGÜ einen technischen Mehraufwand, da die elektrische Energie als Wechsel-, bzw. Drehstrom erzeugt wird, zur Übertragung in eine Gleichgröße gewandelt werden muss und letztendlich wieder in ein Wechselspannungsnetz eingespeist wird. Daher ist die HGÜ erst bei langen Strecken wirtschaftlich, bei denen die eingesparten Übertragungsverluste die Verluste der Umwandlung überwiegen. Die HGÜ eignet sich vor allem für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Eine Vermaschung des Netzes ist bei der HGÜ nachteilig, weil sich Fehlerfälle kaum Freischalten lassen. Das liegt darin begründet, dass die Realisierung von Schaltern für hohe Leistungen hier schwieriger ist, da es zu keiner automatischen Lichtbogenlöschung im Nulldurchgang kommen kann. (vgl. [12] S. 80 f.)

Generell ist die Übertragung mittels Drehstromsystemen wesentlich bedeutsamer. Im Laufe der Zeit haben sich hier vier verschiedene Spannungsebenen entwickelt, die nach ihre Nennspannungen unterteilt werden. Tab. 2-1 gibt einen Überblick über die in Deutschland üblichen Spannungsebenen.

Tab. 2-1: Übliche Spannungsebenen in der Bundesrepublik Deutschland (vgl. [12] S. 82)

Bezeichnung	Kurzform	U_n	U_m	Bemerkungen
Höchstspannung	HöS	380 kV[1]	420 kV	400-kv-Ebene
Hochspannung	HS	110 kV	123 kV	Verteilungs-spannungen
Mittelspannung	MS	20 kV	24 kV	
		10 kV	12 kV	
Niederspannung	NS	230 V / 400 V	---	0,4-kV-Ebene

Die Höchstspannungsnetze dienen in Deutschland als Übertragungsebene, das heißt, dass hierbei die Energie über größere Entfernungen übertragen wird. Eine direkte Versorgung der einzelnen Verbraucher findet auf Höchstspannungsebene meistens nicht statt. Größere konventionelle Kraftwerke speisen in diese Spannungsebene ein. Die Übertragung der Energie zu den Abnehmern wird meist mithilfe von Freileitungen durchgeführt. Unterhalb der Übertragungsebene befinden sich die Verteilungsebenen. Hierbei übernehmen die Hochspannungsnetze die Verteilung der elektrischen Energie über größere Entfernungen, während die Mittelspannungsebene für die regionale Verteilung des Stroms zuständig ist. Über Umspannwerke wird die Mittelspannungsebene aus der Hochspannungsebene gespeist. Kleinere Verbraucher werden letztendlich in der Regel durch die Niederspannungsnetze versorgt. Da diese mit einem zusätzlichen vierten Leiter, dem Nullleiter, versehen sind, können hier von den Verbrauchern zwei unterschiedlich hohe

[1] Es wird für die Höchstspannung auch ein Spannungsniveau von 220 kV verwendet. Dieses kommt allerdings zunehmend seltener vor.

Spannungen abgegriffen werden. Je nachdem, ob die Leiter-Erde-Spannung U_{LE} oder die Leiter-Leiter-Spannung U_{LL} verwendet wird, können die elektrischen Endverbraucher mit 230 V, bzw. 400 V betrieben werden. Die Speisung der Niederspannungsnetze findet aus der Mittelspannungsebene über sogenannte Netzstationen statt. In dieser Arbeit werden in Energieversorgungsnetzen auftretende transiente Ereignisse aus Sicht eines Mittelspannungsnetzes untersucht. Daher wird im folgenden Abschnitt die Mittelspannungsebene detaillierter beschrieben (vgl. [12] S. 76 ff.).

2.1.1 Mittelspannungsnetze

Das Mittelspannungsnetz dient in erster Linie zum Verteilen der elektrischen Energie an die Niederspannungsnetze. Es gibt aber auch Endverbraucher, die direkt an die Mittelspannungsebene angeschlossen sind. Mittelspannungsnetze werden aus den übergelagerten Hochspannungsnetzen über Umspannstationen gespeist. Die Bemessungsleistung der Umspanner liegt im Bereich von 20 bis 50 MVA. Abhängig von der Lastdichte und den geografischen Gegebenheiten haben sich bei der Mittelspannung unterschiedliche Bemessungsspannungen entwickelt. Bei geringen Lastdichten und großen Entfernungen werden die Mittelspannungsnetze mit einer Nennspannung von 20 kV betrieben. Das ist vor allem in ländlichen Regionen der Fall. Hier findet man als Übertragungsmittel vornehmlich Freileitungen. In städtischen Gebieten unterscheidet sich das. Hier werden fast ausschließlich Kabel verwendet, die in einer Tiefe von ungefähr 1,20 m unterhalb der Niederspannungsnetze verlegt sind. Die Lastdichte ist in Städten wesentlich größer. Der Abstand zwischen den Netzstationen, die die Niederspannungsnetze speisen, beträgt zumeist nicht mehr als 500 m. Dabei wird häufig eine Nennspannung von 10 kV verwendet. Mittelspannungsnetze werden in der Regel als strahlenförmig betriebene Ringleitungen, bzw. verzweigte Ringleitungen ausgeführt. Ähnlich der Niederspanungsnetze werden diese Ringleitungen dabei im Normalbetrieb mit Hilfe von Trennstellen offen als Strahlennetz betrieben und können bei Bedarf geschlossen werden. So ist im Fehlerfall trotzdem noch eine Versorgung der nachfolgenden Strukturen möglich. Das Mittelspannungsnetz versorgt die Netzstationen, die für die Einspeisung in die Niederspannungsnetze verantwortlich sind. Üblicherweise werden zwischen fünf und zehn Netzstationen von einer Ringleitung eines Mittelspannungsnetzes versorgt. Auch Mittelspannungsnetze können grundsätzlich als vermaschte Netze mit mehreren Einspeisungen betrieben werden. Allerdings werden der Vermaschungsgrad, sowie die Anzahl der Einspeisungen gering gehalten, um Kurzschlussströme zu begrenzen. In der Regel werden Mittelspannungsnetze nur von einer Umspannstation gespeist (vgl. [12] S. 84 ff.).

Mittelspannungsnetze können zudem anhand ihrer Stärke charakterisiert werden. Die Stärke eines Netzes hängt dabei in erster Linie von der Netzimpedanz bei 50 Hz ab. Schwache Netze weisen eine hohe Netzimpedanz auf. Damit kommt es bei schwächeren Netzen zu stärkeren Netzrückwirkungen von dezentralen Einspeisern als bei starken Netzen. Eine Kenngröße, mit der sich die Stärke eines Netzes beschreiben lässt, ist die Kurschlussleistung am Einspeisepunkt. Diese liegt bei starken Netzen deutlich über der Bemessungsleistung der einspeisenden Anlagen. Das Kurzschlussstromverhältnis, das auch als „Short circuit ratio“ (Scr) bezeichnet wird, ist ein Maß, das genau das Verhältnis aus Kurzschlussleistung am Einspeisepunkt und der Anschlussleistung wiedergibt. Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, sollte dieses einen Wert über 10 haben. Ansonsten kann es zum Stabilitätsverlust des Netzes kommen. Bei schwachen Netzen, die eine hohe Netzimpedanz am Netzverknüpfungspunkt aufweisen, kann demnach nur eine geringe Leistung eingespeist werden. Soll dennoch ein Kraftwerk mit höherer Bemessungsleistung angeschlossen werden, so bieten sich zwei Möglichkeiten. Zum einen kann ein anderer Netzanschlusspunkt gesucht werden, der eine geringere Netzimpedanz aufweist und somit eine höhere Kurzschlussleistung besitzt. Zum anderen können Netzverstärkungsmaßnahmen vollzogen werden. Dabei wird vornehmlich versucht die Netzimpedanz zu senken und somit die Kurzschlussleistung zu erhöhen, indem leistungsfähigere Leitungen eingesetzt werden. Dieser Netzausbau ist allerdings mit Kosten für den Netzbetreiber verbunden und wird nach Möglichkeit vermieden. Letztlich bestimmt die Stärke eines Netzes, wie viel Leistung am Anschlusspunkt eingespeist werden kann. Dies ist vor allem bei der Wahl geeigneter Standorte für dezentrale Erzeugungsanlagen von Bedeutung und muss berücksichtigt werden. [2], [3], [4]

Neben der Netzimpedanz bei 50 Hz, aus welcher sich die Kurzschlussleistung des NVP ableiten lässt, hat das Netz aufgrund von induktiven und kapazitiven Bestandteilen der Betriebsmittel auch eine frequenzabhängige Komponente der Netzimpedanz. Diese ist vor allem aus Sicht einer harmonischen Stromeinspeisung relevant.

2.2 Harmonische im Energieversorgungsnetz

Neben der Grundschwingung von 50 Hz treten im Energieversorgungsnetz auch höherfrequente Spannungen und Ströme auf. Besitzen diese eine Frequenz, die ein Vielfaches der Netzfrequenz ist, so werden sie als harmonische Oberschwingungen bezeichnet. Andernfalls handelt es sich um so genannte Zwischenharmonische. Die Oberschwingungsspannungen sind in der Regel unerwünscht, da sie die Betriebsmittel des Energieversorgungsnetzes zusätzlich belasten und Schäden an Verbrauchern hervorrufen können. Daher ist man bestrebt, den Oberschwingungsgehalt so gering wie möglich zu halten. Dies erweist sich als zunehmend schwieriger, da der Anteil der Oberschwingungserzeuger stetig zunimmt. Abb. 2 gibt einen groben Überblick, welche Betriebsmittel Oberschwingungsströme hervorrufen. [22]

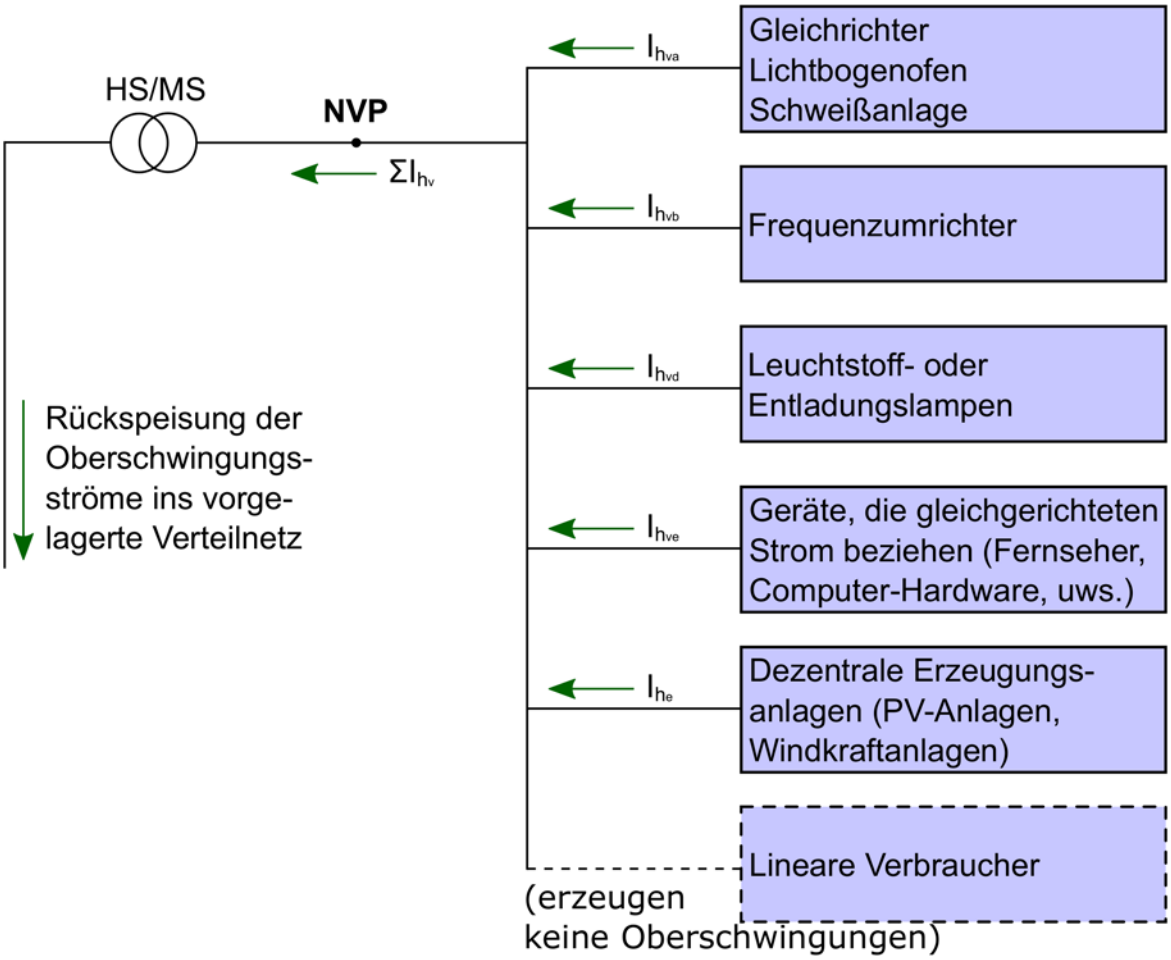


Abb. 2: Erzeuger von Oberschwingungsströmen nach [24]

Auf der Verbraucherseite sind dies die nichtlinearen Verbraucher, wie z.B. Energiesparlampen, leistungselektronische Netzteile, Gleichrichter, etc., die eine nicht-sinusförmige Stromaufnahme haben. Die nicht-sinusförmige Stromkurve lässt sich in sinusförmige Schwingung zerlegen, die mit einem ganzzahligen Vielfachen der Grundfrequenz schwingen. In Abb. 3 ist die abgeschnittene Stromkurve zu sehen, wie sie beispielsweise von einem Dimmer einer Glühlampe hervorgerufen wird.

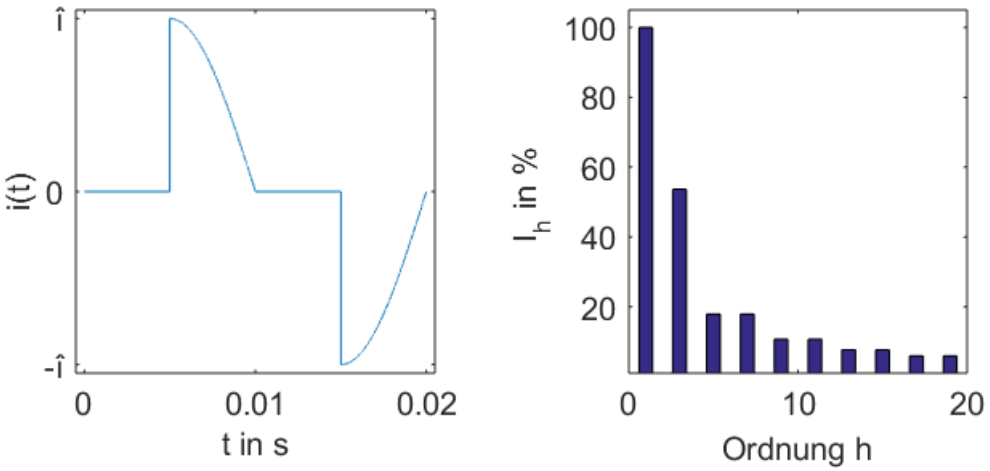


Abb. 3: abgeschnittene Stromkurve und deren Spektrum

Daneben ist das Frequenzspektrum abgebildet. Es ist zu sehen, dass neben der Grundfrequenz auch noch andere Frequenzanteile des Stroms enthalten sind, deren Frequenz ein Vielfaches der Grundfrequenz beträgt. [19] Aber nicht nur Verbraucher führen dazu, dass höherfrequente harmonische Ströme eingespeist werden. Der vermehrte Einsatz erneuerbarer Energien führt ebenfalls zu einem Anstieg des Oberschwingungsstromgehalts im Netz. PV-Anlagen wandeln mittels Wechselrichter Gleichstrom in Wechselstrom um. Dabei kann keine perfekte Wechselgröße erzeugt werden. Ebenso erzeugen Windkraftanlagen Oberschwingungsströme, da hier Frequenzumrichter verwendet werden, um die Drehfrequenz einer drehzahlvariablen Windturbine an die starre Netzfrequenz anzupassen. Durch die Taktung der Umrichter entstehen Oberschwingungsströme, die ins Netz eingespeist werden. In der Technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ vom BDEW [1] wird festgelegt, wie hoch die eingespeisten Oberschwingungsströme am Verknüpfungspunkt in einem 10-kV-, bzw. 20-kV-Mittelspannungsnetz maximal sein dürfen.

Tab. 2-1: Auf Netzkurzschlussleistung bezogene, zulässige Oberschwingungsströme nach [1]

Ordnungszahl	Zulässiger, bezogener Oberschwingungsstrom $i_{v,\mu\,zul}$ in A/MVA	
v,μ	10 kV	20 kV
5	0,058	0,029
7	0,082	0,041
11	0,052	0,026
13	0,038	0,019
17	0,022	0,011
19	0,018	0,009
23	0,012	0,006
25	0,010	0,005
25 < v < 40[2]	$0{,}01 \cdot 25/v$	$0{,}005 \cdot 25/v$
geradzahlige	$0{,}06/v$	$0{,}03/v$
μ < 40	$0{,}06/\mu$	$0{,}03/\mu$
v,μ > 40[3]	$0{,}18/\mu$	$0{,}09/\mu$

Die an diesem Verknüpfungspunkt insgesamt zulässigen Oberschwingungsströme ergeben sich durch Multiplikation der bezogenen Oberschwingungsströme aus Tab. 2-1 mit der Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt:

$$I_{v\,zul} = i_{v\,zul} \cdot S_{kV}$$

[2] Für ungeradzahlige v

[3] ganzzahlig und nicht ganzzahlig innerhalb einer Bandbreite von 200 Hz. Messung gemäß EN 61000-4-7

Speisen an diesem Verknüpfungspunkt mehrere Erzeugungsanlagen in das Mittelspannungsnetz ein, so berechnen sich die zulässigen Oberschwingungsströme einer Anlage aus dem Verhältnis der Anlagenleistung zur gesamten Einspeiseleistung aller Anlagen:

$$I_{v\,Azul} = I_{v\,zul} \cdot \frac{S_A}{S_{Gesamt}}$$

Oberschwingungsströme, deren Ordnung ungerade und durch drei teilbar ist, können wie Oberschwingungen der nächsthöheren, ungeradzahligen Ordnung behandelt werden. Das ist allerdings nur gültig, wenn kein Nullsystem des Stroms in das Netz übertragen wird. Dies ist bei MS/NS-Transformatoren zur Anbindung von Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz in der Regel gegeben. [1]

Es kommt weiterhin auch zur Ausbildung von zwischenharmonischen Strömen, die ebenfalls in der Technischen Richtlinie behandelt werden und hier auch in Tab. 2-1 dargestellt sind. Aufgrund der eingespeisten Oberschwingungsströme kommt es zu Netzrückwirkungen. Wie in Abb. 4 zu sehen ist, rufen die rückgespeisten harmonischen Ströme an der Netzimpedanz Oberschwingungsspannungen hervor. Dabei gibt es für jeden Oberschwingungsstrom I_h der Ordnung h eine Netzimpedanz Z_h, die aus dem Oberschwingungsstrom nach dem ohmschen Gesetz eine Oberschwingungsspannung generiert. Diese überlagern die Grundspannung und führen somit zu einer Verzerrung der Versorgungsspannung. [24]

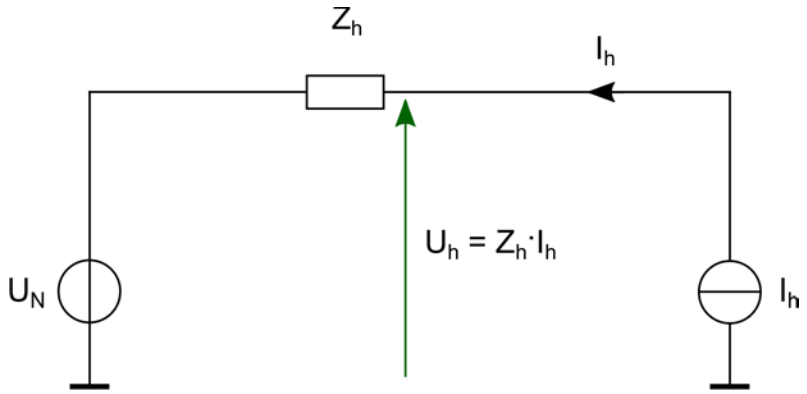


Abb. 4: Auswirkung der rückgespeisten Oberschwingungsströme

Die gleichzeitige Existenz von kapazitiven und induktiven Betriebsmitteln führt zu Parallel- oder Reihenresonanzen, bei der die Impedanz bei der Resonanzfrequenz besonders hohe bzw. niedrige Werte annimmt. Die Resonanzen können die Ausbildung von extrem hohen harmonischen Spannungen oder Strömen zur Folge haben. Im Folgenden wird die am häufigsten auftretende Auswirkung der Parallelresonanz betrachtet. Dabei wird von einer nicht-linearen Last, bzw. einer regenerativen Erzeugungseinheit ausgegangen, die Oberschwingungen in ein vorgelagertes Verteilnetz einspeist. Dieses besteht aus einem Transformator, Kondensatoren zur Blindleistungskompensation und einer linearen Last, die in diesem Fall als reiner Wirkwiderstand angenommen wird. Abb. 5 zeigt das daraus resultierende vereinfachte Ersatzschaltbild der Parallelresonanz. [24]

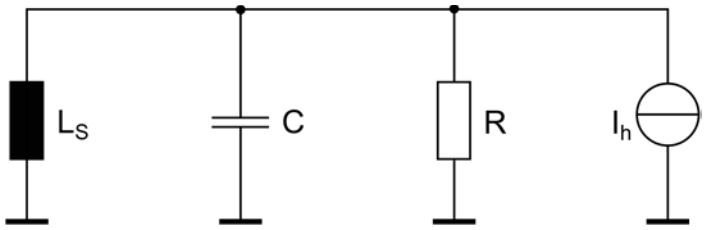


Abb. 5: Ersatzschaltbild der Parallelresonanz nach [24]

L_S ist dabei die Induktivität des Versorgungsnetzes, welche aus dem vorgelagerten Netz, dem Transformator und den Leitungen besteht. Die Kapazität C berücksichtigt die Kondensatoren zur Blindleistungskompensation und R ist der rein ohmsche Widerstand der linearen Last. Daraus wird jetzt die Impedanz Z berechnet, die sich bei Vernachlässigung von R folgendermaßen zusammensetzt:

$$Z = \frac{jL_S\omega}{1 - L_S C\omega^2}$$

Resonanz tritt auf, wenn die Impedanz Z sehr große Werte annimmt. Dies ist bei der Resonanzfrequenz der Fall, da hier der Nenner des Impedanzterms gegen Null geht. Die rückgespeisten Oberschwingungsströme verursachen hier nach dem ohmschen Gesetz hohe Oberschwingungsspannungen, die zu einer Überlastung der Anlage zur Blindleistungskompensation, sowie des Verteilnetzes führen können. [24]

Unabhängig von den möglichen Resonanzen stellen Oberschwingungsströme und -spannungen eine zusätzliche Belastung der Betriebsmittel des Energieversorgungsnetzes dar. Sie haben zur Folge, dass zusätzlich zur Wirk- und zur Blindleistung auch noch Verzerrungsblindleistung übertragen wird. Dadurch setzt sich die übertragene Scheinleistung nicht mehr nur aus Wirk- und Blindleistung zusammen, sondern es muss ebenfalls die Verzerrungsblindleistung berücksichtigt werden. Dieser Zusammenhang wird bildlich in Abb. 6 erläutert. P ist dabei die Wirkleistung und Q die Scheinleistung der Grundschwingung. Zusammen ergeben diese die Scheinleistung S_1 der Grundschwingung. Überlagern Oberschwingungen die Grundschwingung, so bildet sich zusätzlich noch die Verzerrungsblindleistung D aus. Die gesamte Scheinleistung ist letztendlich das Resultat aus Wirk-, Blind- und Verzerrungsblindleistung.

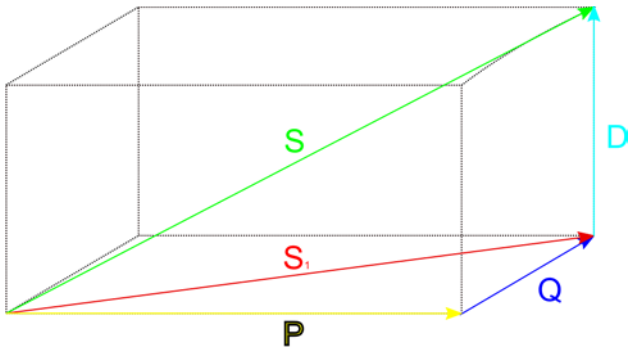


Abb. 6: Zeigerdiagramm der Scheinleistung

Es muss demnach mehr Scheinleistung übertragen werden, um den gleichen Anteil an Wirkleistung zum Verbraucher zu übertragen. Dies stellt somit eine höhere Belastung der Betriebsmittel dar. [21]

Oberschwingungen lassen sich anhand der Ordnungszahl in drei verschiedene Kategorien unterteilen. Das elektrische Verhalten der unterschiedlichen Kategorien lässt sich anhand der symmetrischen Komponenten erklären. Bei der Grundschwingung von 50 Hz sind die drei Phasen jeweils um 120° phasenverschoben. Betrachtet man nun Oberschwingungen, deren Frequenz ein drittes Vielfaches der Grundfrequenz beträgt, so verhalten sich diese wie ein Nullsystem. Dies soll hier anhand eines Beispiels für die Ordnungszahl $n = 3$ kurz erklärt werden. Bei dieser Ordnungszahl beträgt die Frequenz der Oberschwingung $f(n = 3) = 150\,Hz$. Die Schwingung schwingt demnach dreimal so schnell wie die Grundschwingung. Auch die Verschiebung der Phasen zueinander ist nun dreimal so groß wie bei der Grundschwingung. Wie Tab. 2-2 entnommen werden kann, verschwindet dadurch die Phasenverschiebung zwischen den drei Leitern. Somit schwingen alle Ströme mit derselben Phase und löschen sich im Sternpunkt nicht mehr gegenseitig aus. [22]

Tab. 2-2: Phasenverschiebung der Oberschwingung bei n=3

Phase	Phasenverschiebung	Normierte Phasenverschiebung (0° - 360°)
L1	$3 \cdot 0° = 0°$	$0°$
L2	$3 \cdot 120° = 360°$	$0°$
L3	$3 \cdot 240° = 720°$	$0°$

Sofern ein Neutralleiter vorhanden ist, ist dieser nicht mehr spannungsfrei, da es nun zu einem Stromfluss der drei überlagerten Leiterströme kommt. Ebenfalls problematisch sind die beiden anderen Oberschwingungskategorien. Harmonische, deren Ordnungszahl einem Vielfachen von Drei folgt, bilden ein Mitsystem aus und werden im Folgenden als Kategorie Zwei (Kat. 2) bezeichnet. Geht die Ordnungszahl einem Vielfachen von Drei voran, so lässt sich diese Oberschwingung anhand eines Gegensystems erläutern. Solche Harmonischen werden nun Kategorie Drei (Kat. 3) zugeordnet. Äquivalent zu Tab. 2-2 stellt Tab. 2-3 die Phasenverschiebung der vierten (Kat. 2) und fünften (Kat. 3) Harmonischen dar. Bei der zweiten Kategorie ist die Phasenverschiebung identisch zur Grundschwingung. Betrachtet man beispielsweise Motoren, so würde die erhöhte Frequenz der Oberschwingung zu einer Beschleunigung des Motors in Drehrichtung führen. Harmonische der dritten Kategorie haben dagegen eine genau entgegengesetzte Phasenverschiebung. Die Phasen sind im Prinzip vertauscht. Dadurch würden Motoren ein entgegengesetztes Drehmoment erfahren. Oberschwingungen führen daher zu einem „Schlackern“ von Motoren. Sie belasten die elektrischen und mechanischen Komponenten der Betriebsmittel.

Tab. 2-3: Phasenverschiebung der Oberschwingungen bei n=4 und n=5

Phase	Phasenverschiebung	Normierte Phasenverschiebung (0° - 360°)
L1 (n=4)	$4 \cdot 0° = 0°$	$0°$
L2 (n=4)	$4 \cdot 120° = 480°$	$120°$
L3 (n=4)	$4 \cdot 240° = 960°$	$240°$
L1 (n=5)	$5 \cdot 0° = 0°$	$0°$
L2 (n=5)	$5 \cdot 120° = 600°$	$240° (-120°)$
L3 (n=5)	$5 \cdot 240° = 1200°$	$120° (-240°)$

Eine weitere Unterscheidung der Oberschwingungen kann in geradzahlige und ungeradzahlige Harmonische vorgenommen werden. Diese ist vor allem in der Entstehung der Oberschwingungen begründet. Betrachtet man eine rechteckförmige Spannung, so setzt sich diese ausschließlich aus Oberschwingungsspannungen mit ungeradzahliger Ordnungszahl zusammen. Mit zunehmender Frequenz werden die Anteile dabei aber immer schwächer. Daher kommt der dritten, fünften, siebten, neunten, elften und 13. harmonischen Spannung gesonderte Aufmerksamkeit zu. Die DIN EN 50160 befasst sich mit den Grenzwerten der Oberschwingungsspannungen in den öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Es gelten für die einzelnen Harmonischen Spannungen die in Tab. 2-2 angeführten Höchstwerte in Prozent der vereinbarten Nennspannung U_N. [6]

Tab. 2-4: Grenzwerte der Oberschwingungsspannung nach DIN EN 50160 [6]

Ungerade Harmonische				Gerade Harmonische	
Nichtvielfache von 3		Vielfache von 3			
Ordnung n	U_n in $\%U_N$	Ordnung n	U_n in $\%U_N$	Ordnung n	U_n in $\%U_N$
5	6,0 %	3	5,0 %	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6 ≤ n ≤ 24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

Die auftretenden Oberschwingungsspannungen überlagern sich und bestimmen den Gesamt-Oberschwingungsgehalt. Dabei können sowohl konstruktive als auch destruktive Überlagerungen der einzelnen Oberschwingungen auftreten. Daher wird der Gesamt-

Oberschwingungsgehalt THD_U (*T*otal *H*armonic *D*istortion) nicht einfach aus der Summe aller Oberschwingungen gebildet, sondern berechnet sich nach folgender Formel. [22]

$$THD_U = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (u_h)^2}$$

Zu beachten ist, dass hierbei die auf die Grundfrequenzspannung bezogenen Oberschwingungsspannungen zur Berechnung verwendet werden. Der Gesamt-Oberschwingungsgehalt der Spannung darf den Grenzwert von 8 % der Nennspannung U_N nicht überschreiten. [6]

2.3 Frequenzverhalten relevanter Betriebsmittel

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die im Energieversorgungsnetz auftretenden harmonischen Oberschwingungen betrachtet. Im Folgenden soll sich mit der Ausbreitung dieser im Netz befasst werden. Um die Ausbreitung der verschiedenen Frequenzanteile im Netz zu untersuchen, ist die Kenntnis über das Frequenzverhalten der Betriebsmittel notwendig. Daher werden in diesem Abschnitt die relevanten Betriebsmittel bestimmt und deren Frequenzverhalten charakterisiert. Elektrische Energieversorgungsnetze bestehen einerseits aus den Erzeugern und den Verbrauchern, die Oberschwingungen hervorrufen können. Zusätzlich existieren natürlich Komponenten, welche die elektrische Energie von den Erzeugern zu den Verbrauchern übertragen. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Leitungen und Transformatoren. Sowohl Leitungen, als auch Transformatoren lassen sich durch ein Ersatzschaltbild aus idealen Widerständen und Reaktanzen beschreiben. Deshalb wird zunächst betrachtet, wie sich reale Widerstände und reale Induktivitäten in Abhängigkeit der Frequenz verhalten. Die Kapazitäten spielen bei diesen Betrachtungen eine untergeordnete Rolle. Zur Untersuchung des Frequenzverhaltens von Widerständen und Induktivitäten wird die von Funk und Hantel durchgeführte Studie zur Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittel in Drehstromnetzen verwendet. Ausgehend davon werden anschließend die Betriebsmittel der Übertragung näher beschrieben. Die Betriebsmittel eines elektrischen Energieversorgungsnetzes lassen sich in der Regel auf einfache Ersatzschaltungen bestehend aus ohmschen Widerständen, Induktivitäten und Kapazitäten zurückführen. Anhand dieser Ersatzschaltbilder lässt sich das Frequenzverhalten der Betriebsmittel bestimmen. Daher soll in diesem Abschnitt betrachtet werden, wie sich reale Widerstände und reale Induktivitäten in Abhängigkeit der Frequenz verändern. Kapazitäten verändern ihr Verhalten in dem in dieser Arbeit betrachteten Frequenzspektrum nur sehr gering und können daher als frequenzunabhängig betrachtet werden. [8]

In [8] kommen zur Untersuchung des Frequenzverhaltens der Betriebsmittel zwei unterschiedliche Messverfahren zur Anwendung. Bei der ersten Methode werden an das Messobjekt von einem Generator erzeugte Sinusspannungen mit variabler Frequenz angelegt. Anschließend können die Messdaten für die einzelnen stationären Sinusschwingungen direkt aufgenommen und ohne Nachbearbeitung dargestellt werden. Dagegen muss im zweiten Verfahren die Fourier-Transformation der aufgezeichneten Zeitfunktio-

nen der Eingangs- und Ausgangsspannung, sowie des Eingangs- und ggf. auch des Ausgangsstroms digital gebildet werden. Hierbei wird an das Messobjekt eine impulsförmige Eingangsspannung angelegt. Damit soll das Frequenzverhalten der Betriebsmittel bei im Netz auftretenden Stoßspannungen besser nachempfunden werden. Hierbei muss aber beachtet werden, dass Aliasing-Effekte vermieden werden und dass die Fourier-Transformierte nur für lineare, zeitinvariante Systeme (LTI-Systeme) definiert ist. Die zweite Bedingung ist unter anderem bei Transformatoren aufgrund des Eisenkerns nicht erfüllt, kann aber trotzdem angewendet werden, wenn der Einfluss des Eisenkerns sehr gering ist. Dies ist beispielsweise beim belasteten Transformator, insbesondere aber beim Kurzschluss eines Transformators, der Fall. [8]

Die Ergebnisse der beiden Messverfahren weisen in der Regel große Übereinstimmungen auf. Daher wird davon ausgegangen, dass der nichtlineare Eisenkern bei den untersuchten Frequenzgängen eine untergeordnete Rolle spielt. Einzige Ausnahme sind dabei die Messungen zu Transformatoren im Leerlauf, da die beiden Messverfahren hier deutlich voneinander abweichende Ergebnisse liefern. Bei den Untersuchungen wurde festgestellt, dass sich reale ohmsche Widerstände und Induktivitäten im unteren Frequenzbereich bis etwa 5 kHz mit der nachfolgenden Widerstands- und der Induktivitätsfunktion beschreiben lassen. [8]

$$R(f) = R_{50}[1 + a_R(\frac{f}{50\ Hz} - 1)^{b_R}]$$

$$L(f) = L_{50} a_L(\frac{f}{50\ Hz})^{b_L}$$

$$C(f) \neq f(f)$$

Wie eingangs schon erwähnt wurde, kann die Kapazität als frequenzunabhängig angesehen werden. Die Widerstandfunktion ist neben der Frequenz auch noch von den Parametern R_{50}, a_R und b_R abhängig. R_{50} bezeichnet dabei den ohmschen Widerstand bei der Grundfrequenz von 50 Hz. die Parameter a_R und b_R sind abhängig von der Art des Betriebsmittels und werden in den nachfolgenden Abschnitten für das jeweilige Betriebsmittel festgelegt. Bei der Induktivitätsfunktion verhält es sich äquivalent. Wie in Abb. 7 zu sehen ist, steigt die Widerstandsfunktion bis zur ersten Resonanzstelle exponentiell an.

Die Induktivitätsfunktion fällt bis zur ersten Resonanzstelle dagegen mit steigender Frequenz leicht ab. [8]

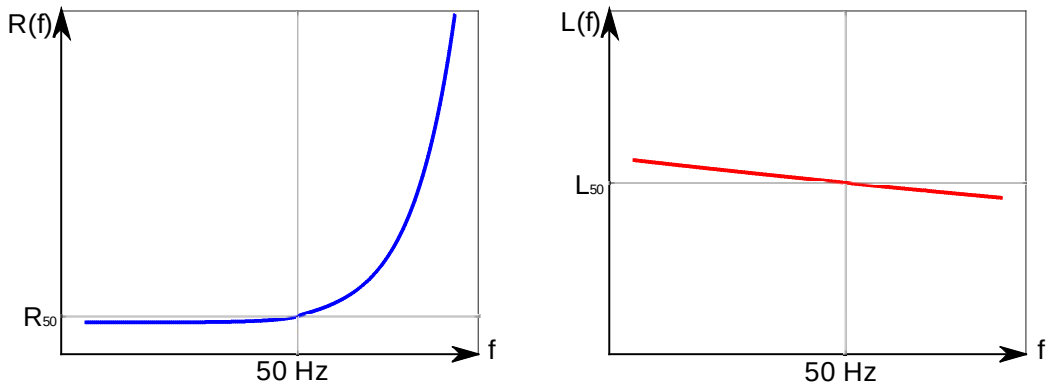


Abb. 7: Widerstandsfunktion R(f) und Induktivitätsfunktion L(f)

Im Frequenzbereich bis etwa 5 kHz treten noch keine Resonanzstellen auf. Hier bieten die mathematischen Funktionen eine sehr gute Näherung an das reale Frequenzerhalten. Oberhalb von 5 kHz kann die Widerstands- und Induktivitätsfunktion aufgrund der Resonanzstellen nicht angewendet werden.

2.3.1 Leitungen

In elektrischen Energieversorgungsnetzen werden zur Übertragung der elektrischen Energie Erdkabel und Freileitungen eingesetzt. Diese werden in der Regel als Drei- oder Vierleitersystem ausgeführt. Da das in dieser Arbeit verwendete Netz ausschließlich als symmetrisch angesehen wird, muss keine dreiphasige Betrachtung erfolgen. Demnach ist es ausreichend, eine einphasige Darstellung der Betriebsmittel zu wählen. Das elektrische Verhalten einer Leitung kann mit dem π- oder mit dem T-Ersatzschaltbild dargestellt werden. In Abb. 8 ist das π-Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung abgebildet.

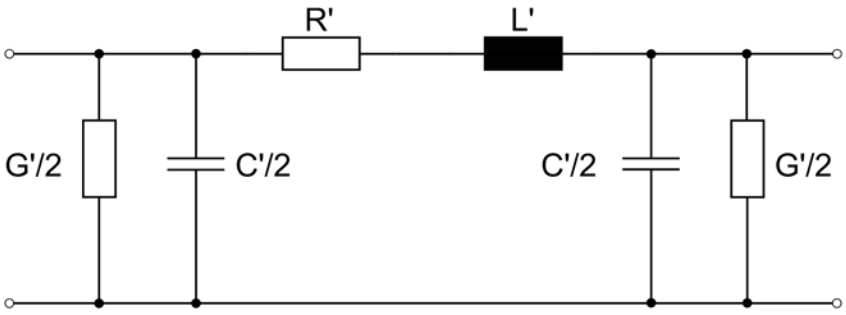


Abb. 8: π-Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung [9]

Unterhalb von Leitungslängen von 150 km und Frequenzen von etwa 5 kHz lässt sich die elektrische Leitung durch ein Zweitor darstellen. Bei geringerer Leitungslänge eignet sich

das Ersatzschaltbild auch für höhere Frequenzen. Grundlegend müssen die betrachteten Frequenzen deutlich unter der Resonanzfrequenz f_0 liegen (vgl. [12] S. 220).

$$f_0 = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot l \cdot \sqrt{\frac{C'}{2} \cdot L'}}$$

Bei größeren Leitungslängen oder höheren Frequenzen müssen mehrere Leitungsglieder hintereinander geschaltet werden. Die elektrischen Leitungsparameter werden auf die Länge bezogen und als Leitungsbeläge bezeichnet. Der Kapazitätsbelag erfasst dabei das elektrische Feld, das sich zwischen den Leitern und der Erde einstellt. Dagegen stellt der Induktivitätsbelag ein Maß für das magnetische Feld dar, das sich durch den Stromfluss um die Leitung ausbildet. Die auftretenden Leiterverluste werden durch den Widerstands- und durch den Ableitungsbelag berücksichtigt. Der Widerstandsbelag beschreibt dabei den ohmschen Widerstand der elektrischen Leitung, während der Ableitungsbelag die Verluste, die durch eine unvollständige Isolation verursacht werden, erfasst. In der Regel ist der Ableitungsbelag vernachlässigbar klein, sodass das vereinfachte π-Ersatzschaltbild aus Abb. 9 verwendet werden kann.

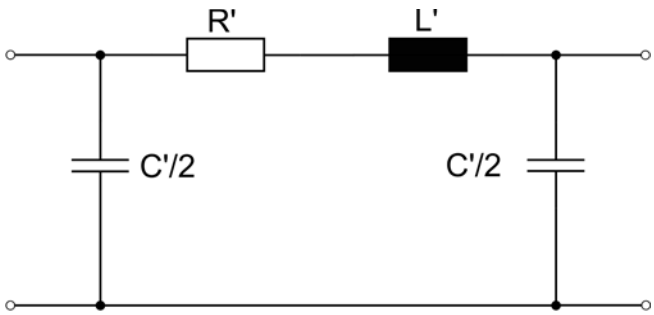


Abb. 9: vereinfachtes π-Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung

Ausgehend von dem vereinfachten π-Ersatzschaltbild werden Kabel und Freileitungen in PowerFactory nachgebildet. Dabei besitzen der Widerstands- und der Induktivitätsbelag eine Frequenzabhängigkeit, wie eingangs in diesem Kapitel beschrieben, mit den in Tab. 2-5 dargestellten Parametern.

Tab. 2-5: Parameter zur Frequenzabhängigkeit von Leitungen aus [8]

Typ	a_R	b_R	a_L	b_L
Kabel	0,1	0,9	1	-0,65
Freileitung	0,1	0,8	1	-0,07

Für Erdkabel im 10-kV-Bereich werden in [8] keine Werte angegeben. Hier werden die Parameter für Kabel in der 20-kV-Ebene genutzt. Dies sollte aufgrund der ähnlichen Symmetrie und Dimensionierung der Isolation zulässig sein.

Für den Widerstandsbelag sollte sich dadurch kein Fehler ergeben, da sich die in [8] angegebenen Widerstandsparameter für 110 kV und 20 kV nicht unterscheiden und auch nicht davon auszugehen ist, dass sich für niedrigere Spannungen nun Unterschiede auftun. Lediglich bei der Induktivität wird sich eine geringe Abweichung zum tatsächlichen Wert einstellen, der allerdings als nicht entscheidend wird. Der Kapazitätsbelag wird für alle Leitungstypen als frequenzunabhängig angesehen.

Ausgehend vom vereinfachten Ersatzschaltbild der elektrischen Leitung kann die Übertragungsfunktion einer elektrischen Leitung für den Fall der Leistungsanpassung aufgestellt werden. Hierbei wird festgestellt, dass die elektrische Leitung eine Tiefpasscharakteristik aufweist. Diese wird für eine beispielhafte HS-Doppelfreileitung untersucht. Abb. 10 zeigt den Betrag der Übertragungsfunktion in Abhängigkeit von der Leitungslänge und der Frequenz. Das Diagramm stellt dabei den Betrag der Übertragungsfunktion für Frequenzen unterhalb von 100 kHz und Leitungslängen von 10 bis 50 km dar. [7]

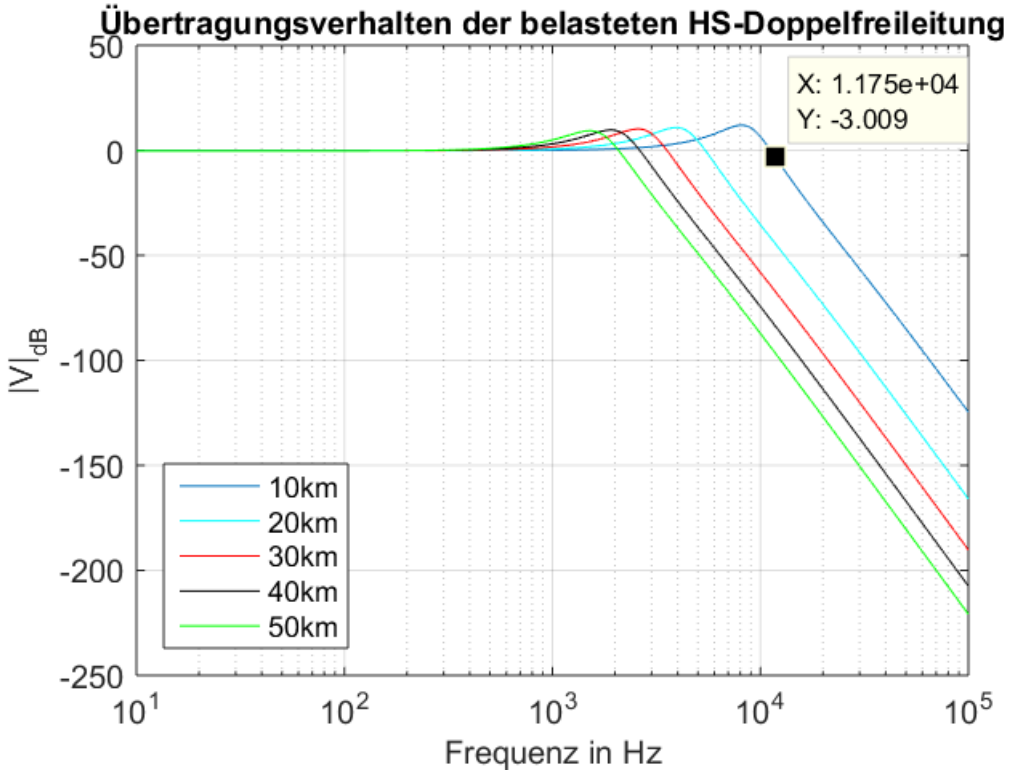


Abb. 10: Übertragungsverhalten einer beispielhaften HS-Doppelfreileitung

Es ist zu sehen, dass die Grenzfrequenz bei zunehmender Leitungslänge sich in Richtung tiefere Frequenzen verschiebt. Es kommt im Bereich der Grenzfrequenz zu einem leichten Überschwingen. Oberhalb der Grenzfrequenz werden Signalanteile stark gedämpft. Bereits bei einer Freileitungslänge von 20 km werden Signalanteile ab 10 kHz sehr stark gedämpft. Bei einer Leitungslänge von zehn Kilometern liegt die 3-dB-Grenzfrequenz bei etwa 11,75 kHz. Wie stark die einzelnen Frequenzanteile eines Ereignisses aus dem Hochspannungsnetz in das Mittelspannungsnetz übertragen werden, hängt demnach auch stark von der Entfernung des Ereignisses vom speisenden Transformator und der Beschaffenheit der Leitung ab. Da bereits bei geringen Leitungslängen von einigen zehn Kilometern Signalanteile oberhalb von 10 kHz stark bis sehr stark gedämpft

werden, wird im Folgenden ausschließlich der Bereich unterhalb von 10 kHz betrachtet. Do betrachtet in seiner Arbeit ebenfalls vorrangig diesen Frequenzbereich. [7]

2.3.2 Transformatoren

Die Transformatoren werden in dieser Arbeit ebenfalls einphasig betrachtet. Ausgangspunkt der Betrachtungen ist ein idealer Transformator. Hierbei verhält sich die Ausgangsspannung zur Eingangsspannung proportional zum Verhältnis der Windungszahl der Wicklungen. Demnach ist die Eingangsleistung gleich der Ausgangsleistung. Für reale Transformatoren müssen zusätzliche Überlegungen angestellt werden, um beispielsweise die auftretenden Verluste zu berücksichtigen. Abb. 11 zeigt das Ersatzschaltbild für einen realen Transformator. Es besteht einerseits aus dem idealen Übertrager, der die Spannung entsprechend des Wicklungsverhältnisses transformiert. Zusätzlich ist auf der Eingangsseite die Hauptinduktivität L_{1h} dargestellt, die den Magnetisierungsstrom führt. Die Eisenverluste werden durch den frequenzunabhängigen ohmschen Widerstand R_{Fe} berücksichtigt. Hierbei wird ein lineares Modell der in der Regel nichtlinearen Eisenverluste angenommen. Ebenso werden die Kupferverluste in den beiden Wicklungen durch die Wirkwiderstände R_1 und R_2 erfasst. Im Gegensatz zu den Eisenverlusten werden die ohmschen Widerstände der Kupferverluste hier allerdings als abhängig von der Frequenz angenommen. [8]

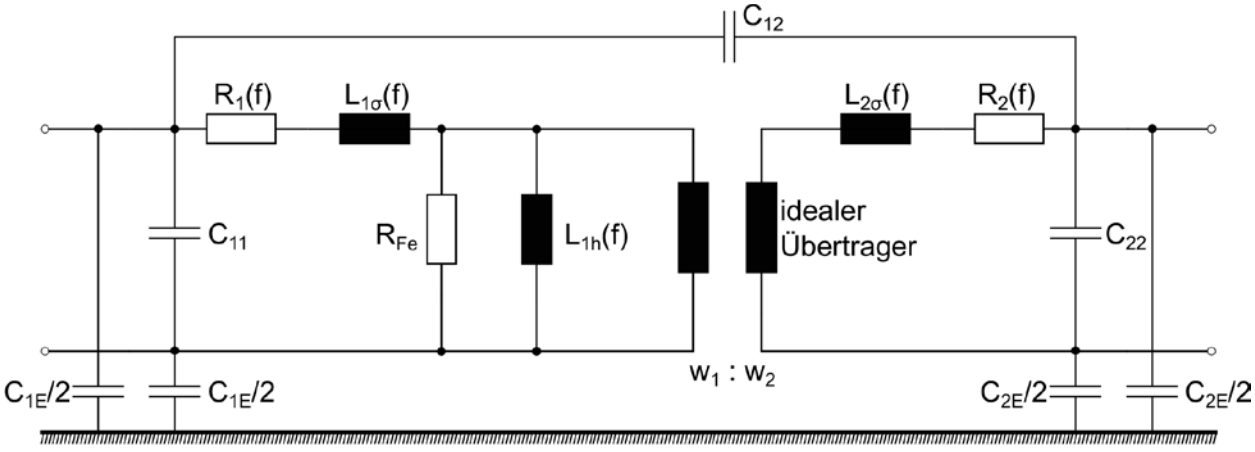


Abb. 11: einphasiges Ersatzschaltbild eines Transformators nach [8]

Nicht der gesamte magnetische Fluss der Primärseite durchströmt die Windungen der Ausgangsseite. Daher kommt es zu Verlusten, die durch die magnetische Streuung verursacht werden. Diese haben zur Folge, dass die Spannung auf der Sekundärseite etwas geringer ist, als beim idealen Transformator. Zusätzlich treten Kapazitäten zwischen Ober- und Unterspannungswicklung und den Wicklungen gegenüber Erde auf. Die Wicklungskapazitäten C_{11} und C_{22} sind sehr gering und müssen daher nicht berücksichtigt werden. Die Koppelkapazität C_{12} besteht zwischen der Ober- und der Unterspannungswicklung. Die Erdkapazitäten der Wicklungen C_{1E} und C_{2E} werden in diesem Ersatzschaltbild als diskrete Elemente je zur Hälfte an den Wicklungsenden angenommen. Letztlich sind die auftretenden Kapazitäten äußerst gering und haben in dem betrachteten Frequenzbereich bis 10 kHz keinen merklichen Einfluss. Der Blindwiderstand der Kapazitäten nimmt erst bei deutlich höheren Frequenzen Werte an, die berücksichtigt werden müssen. [7] Bei Vernachlässigung der Kapazitäten ergibt sich das in Abb. 12 abgebildete

allgemein bekannte Ersatzschaltbild eines Transformators. Dadurch, dass die Koppelkapazität hier nicht weiter berücksichtigt wird, kann auch auf die Verwendung des idealen Übertragers verzichtet werden. Die Widerstände und Induktivitäten auf der Sekundärseite werden durch das Quadrat des Übertragungsverhältnisses auf die Primärseite bezogen.

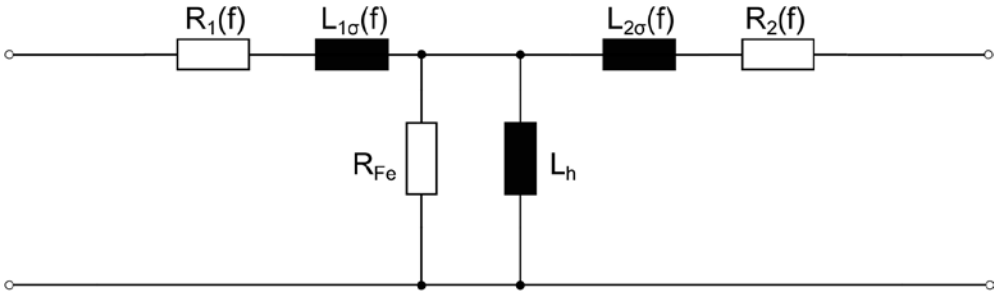


Abb. 12: allgemeines Ersatzschaltbild eines Transformators

Bei belastetem Transformator können die Queradmittanzen R_{Fe} und L_h vernachlässigt werden. Die Streuwiderstände und Streureaktanzen der Ober- und Unterseite können dann zu einem einzigen Streuwiderstand, bzw. zu einer einzigen Streureaktanz zusammengefasst werden. Diese Vereinfachung ist zulässig, da bei Leistungstransformatoren der Leerlaufstrom unterhalb von 1 % des Nennstroms liegt und daher der Beitrag des Parallelzweiges im Lastfall vernachlässigt werden kann. Somit ergibt sich für den belasteten Transformator das in Abb. 13 dargestellte vereinfachte Ersatzschaltbild, das nur den Längswiderstand und die Längsreaktanz berücksichtigt. [7] Auch für den Transformator werden die Frequenzabhängigkeiten der ohmschen Widerstände und der Induktivitäten berücksichtigt. Die Parameter werden von Funk [8] für einen Leistungstransformator mit einer Bemessungsleistung von 40 MVA und einem Übersetzungsverhältnis von 108 kV zu 10,5 kV entsprechend Tab. 2-6 angegeben.

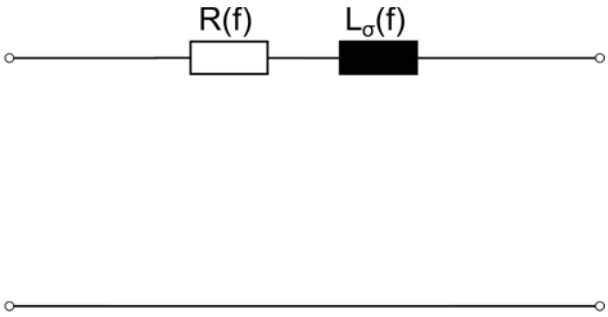


Abb. 13: vereinfachtes Transformatorersatzschaltbild im Lastfall

Tab. 2-6: Parameter zur Frequenzabhängigkeit vom Transformator aus [8]

Typ	a_R	b_R	a_L	b_L
Transformator (108 kV / 10,5 kV, 40 MVA)	0,2	1,4	1	-0,02

Die Queradmittanzen haben, ausgenommen für den im Leerlauf betriebenen Transformator, einen vernachlässigbar geringen Einfluss und werden in dieser Arbeit als frequenzunabhängig behandelt.

Das Übertragungsverhalten der Spannung und des Stroms des in dieser Arbeit verwendeten Umspanntransformators wurde für den Fall der Leistungsanpassung mithilfe von PowerFactory simulativ bestimmt und ist in Abb. 14 für Frequenzen unterhalb von 15 kHz zu sehen.

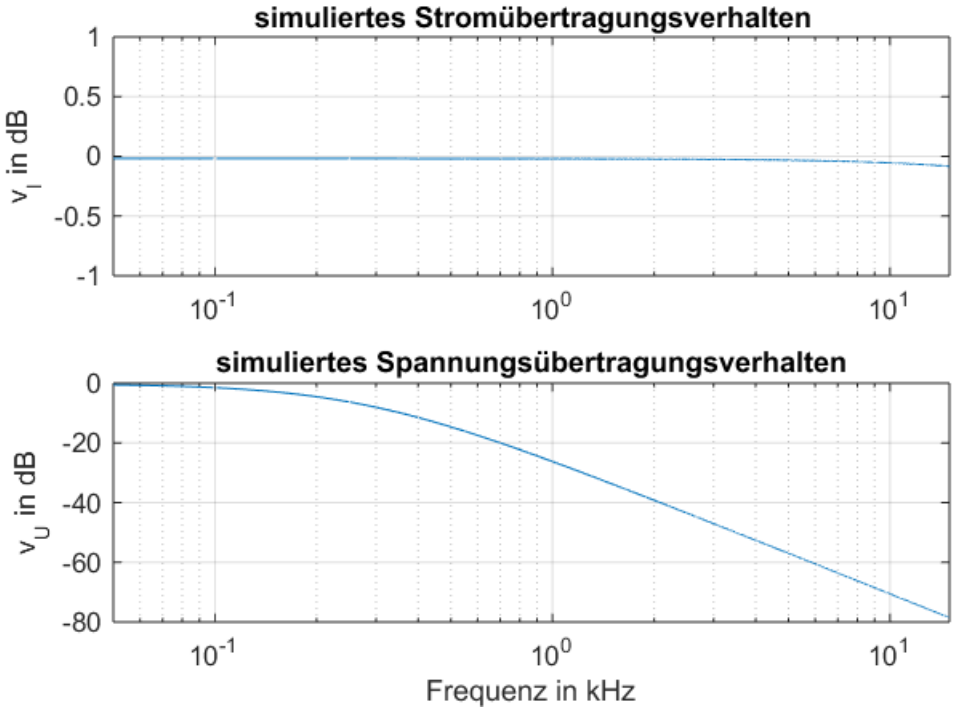


Abb. 14: simuliertes Spannungs- und Stromübertragungsverhalten des Transformators bei Leistungsanpassung

Es ist zu erkennen, dass der Strom fast über den gesamten Frequenzbereich gut übertragen wird. Es treten lediglich geringe Verluste aufgrund der durch die Queradmittanzen fließenden Ströme auf. Die Spannung wird dagegen bereits für niedrige Frequenzen stark gedämpft. Da die Impedanz des Transformators mit der Frequenz aufgrund des induktiven Verhaltens zunimmt, steigt die über den Streureaktanzen abfallende Spannung mit der Frequenz ebenfalls an. Eine Betrachtung von Frequenzanteilen sollte daher für Frequenzen unterhalb von 10 kHz ausreichend sein.

2.4 Fehlerereignisse

Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über im Netz vorkommende Ereignisse, die prinzipiell als Anregung für die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen dienen können. Er erhebt dabei keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Während des normalen Betriebs des Energieversorgungsnetzes treten immer wieder Abweichungen von der Nennspannung auf, die anhand ihrer Dauer, ihrer Höhe und der beinhalteten Frequenzanteile beschrieben werden können. Dabei reicht die Palette von sehr schnellen

bis hin zu sehr langsamen Änderungen der Spannung. Unter Flicker werden beispielsweise sehr langsame Spannungsänderungen verstanden, deren Frequenzanteile unterhalb der Grundfrequenz von 50 Hz liegen. Flicker können teils sogar mit dem menschlichen Auge in Form von Leuchtschwankungen von Glühlampen wahrgenommen werden. Aufgrund der unter der Grundfrequenz liegenden Frequenzanteile sind Flicker für die Bewertung von Oberschwingungen nicht relevant. [11]

Abb. 15 gibt einen Überblick, welche unterschiedlichen Spannungsabweichungen im Energieversorgungsnetz auftreten können. Ausgehend von dieser Abbildung lassen sich Spannungsänderungen grob in Spannungseinbrüche, -unterbrechungen und Überspannungen unterteilen. Dabei ist die Spannungsunterbrechung eine Sonderform des Spannungseinbruchs. Es wird bei einer verbleibenden Restspannung von unter 1 % der Nennspannung von einer Spannungsunterbrechung gesprochen. Je nachdem, wie lange diese anhält, wird zwischen Kurzzeit- und Langzeitunterbrechung unterschieden. [11]Sie treten unter Anderem nach einem anhaltenden Kurzschlussereignis auf, da der anhaltende Fehler von Schutzeinrichtungen erfasst und abgeschaltet wird. [11] Spannungsunterbrechungen kommen in der Regel nicht so häufig vor wie Einbrüche und ziehen den Zusammenbruch von Teilen des Netzes nach sich. Nachfolgende Erzeuger und Verbraucher schalten sich hierbei vom Netz ab. In dieser Arbeit sollen anhand eines kurzzeitig auftretenden Fehlers Eigenschaften des geregelten Netzbetriebs ermittelt werden. Daher werden Spannungsunterbrechungen nun nicht weiter betrachtet.

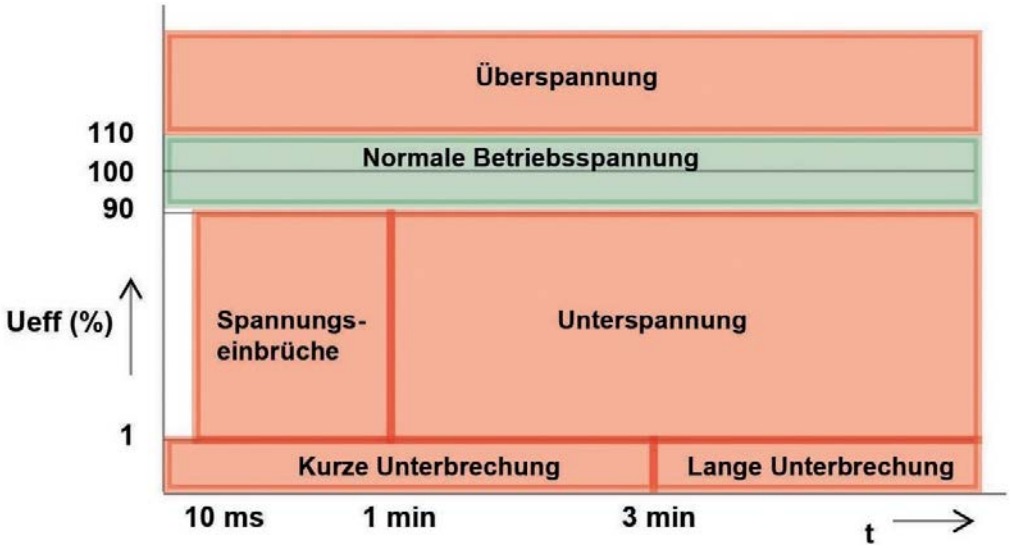


Abb. 15: Übersicht der Spannungsabweichungen aus [23]

Ein Absinken des Spannungseffektivwerts auf einen Wert zwischen 90 % und 1 % wird als Spannungseinbruch bezeichnet. Anhand der Dauer des Einbruchs kann eine Unterteilung in Spannungseinbrüche und Unterspannung vorgenommen werden. Plötzliche Schalthandlungen und Laständerungen führen zu einer kurzfristigen Veränderung des Spannungsniveaus, da sich die Erzeuger und Verbraucher erst auf die neuen Lastverhältnisse einstellen müssen. Aufgrund der Vermaschung des Netzes können Kurzschlüsse im Netz ebenfalls an einem vom Kurzschlussort abweichenden Ort zu einem Einbruch der Phasenspannung in einem oder mehreren Leitern führen. Zusätzlich treten

Fehler im Netz auf, welche die Spannung in einem oder mehreren Leitern erhöhen. Beispielsweise können in Freileitung hineinwachsende Äste Kurzschlüsse verursachen und Blitzeinschläge Überspannungen hervorrufen. [23]

In den nachfolgenden Abschnitten werden die im Netz auftretenden Ereignisse kurz beschrieben. Dabei wird in Spannungseinbrüche und Überspannungen unterschieden, wobei gesagt sei, dass eine Überspannung durch das Auslösen von Schutzschaltern häufig auch einen Spannungseinbruch nach sich zieht.

2.4.1 Überspannung

Jede Spannung zwischen zwei Leitern, bzw. zwischen Leiter und Erde wird als Überspannung bezeichnet, wenn sie den maximal zulässigen Spitzenwert für Betriebsmittel von $\widehat{U}_m = \sqrt{2} \cdot U_m$ bzw. $\widehat{U}_m/\sqrt{3}$ überschreitet. Je nach der Dauer, in der die Überspannung wirksam ist, werden Überspannungen in zeitweilige und transiente Überspannungen unterschieden. Zur weiteren Unterscheidung von zeitweiligen Überspannungen wird die Frequenz als Merkmal herangezogen. Dementsprechend lassen sich zeitweilige Spannungserhöhungen in betriebsfrequente und nichtbetriebsfrequente Vorgänge unterteilen. Betriebsfrequente zeitweilige Überspannungen kommen beispielsweise durch Erdschlüsse in einem oder zwei Leitern des dreiphasigen Systems zustande. In Netzen mit niederohmig geerdeten Sternpunkt kommt es aufgrund einer Sternpunktverschiebung zu einer Spannungserhöhung in den nicht fehlerbehafteten Leitern. Das wird bei Betrachtung der Zeigerdiagramme für den einphasigen und zweiphasigen Erdschluss in Abb. 16 ersichtlich (vgl. [12] S. 308 f.).

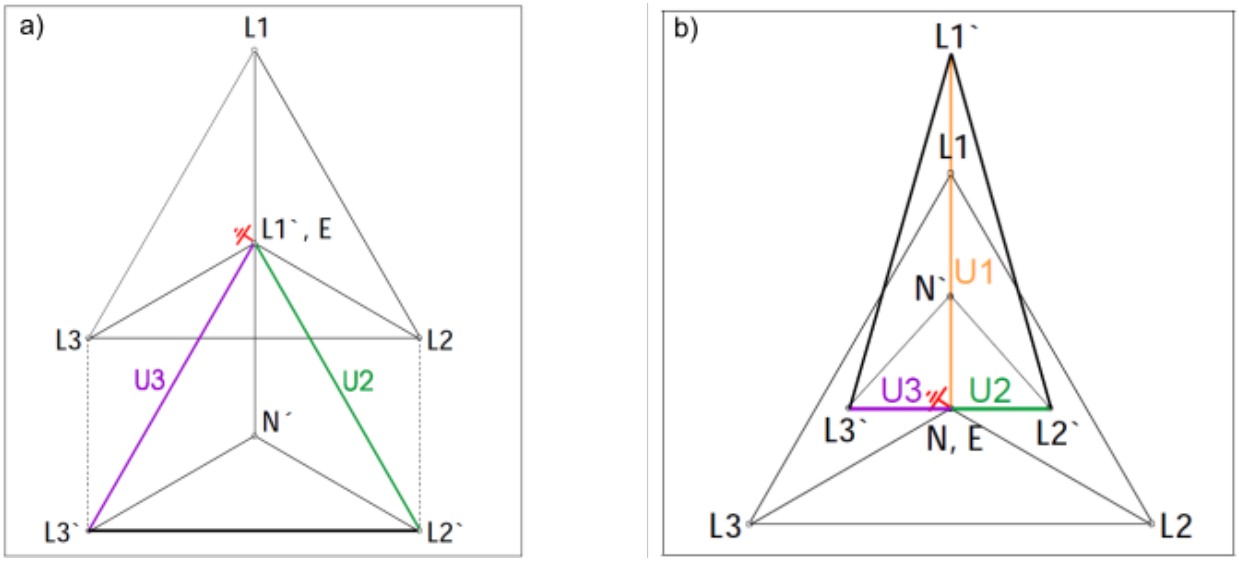


Abb. 16: Zeigerdiagramme bei a) einphasigem und b) zweiphasigem Erdschluss aus [11]

Der Sternpunkt des Zeigerdiagramms wird durch einen Erdschluss verschoben, sodass die Leiter-Erde-Spannung U_{LE} der nicht fehlerbehafteten Leitungen auf die Leiter-Leiter-Spannung U_{LL} ansteigt. Auch ein plötzlicher Lastabwurf kann zu einer zeitweiligen Überspannung führen. Die nicht mehr benötigte Leistung führt zu einer Erhöhung der Spannung. Die Erregereinrichtung der Generatoren benötigen bis zu 60 s, um sich auf die

neue Anforderung einzustellen und die Polradspannung anzupassen. Daher werden größere Lasten in der Regel nach und nach abgeschaltet. Somit kommt es lediglich zu einem Anstieg der Spannung um 5 % - 10 %. Der Ferranti-Effekt führt zu einer ähnlich hohen Spannungsanhebung. Dieser tritt bei langen, leerlaufenden Leitungen auf und verursacht eine Spannungserhöhung am leerlaufenden Leitungsende. Daneben existieren nichtbetriebsfrequente zeitweilige Überspannungen. Regenerative Erzeugungseinheiten speisen zusätzlich zur Grundschwingung von 50 Hz ebenfalls Oberschwingungsströme ein, deren Frequenz ein Vielfaches der Nennfrequenz beträgt. Treffen diese harmonischen Oberschwingungen auf Resonanzstellen des Netzes, so kann es zu unzulässig hohen Überspannungen kommen (vgl. [12] S. 309 f.).

Bei den transienten Überspannungen handelt es sich um einen Spannungsimpuls, der sich in Form einer Wanderwelle im Netz ausbreitet. Transiente Überspannungen können in langsam, schnell und sehr schnell ansteigende Überspannungen unterteilt werden. Der Spannungsverlauf kann bei allen drei Arten der Überspannung durch einen genormten Spannungsimpuls gemäß Abb. 17 mit einer Stirnzeit T_1 und einer Rückenhalbwertszeit T_2 nachgebildet.

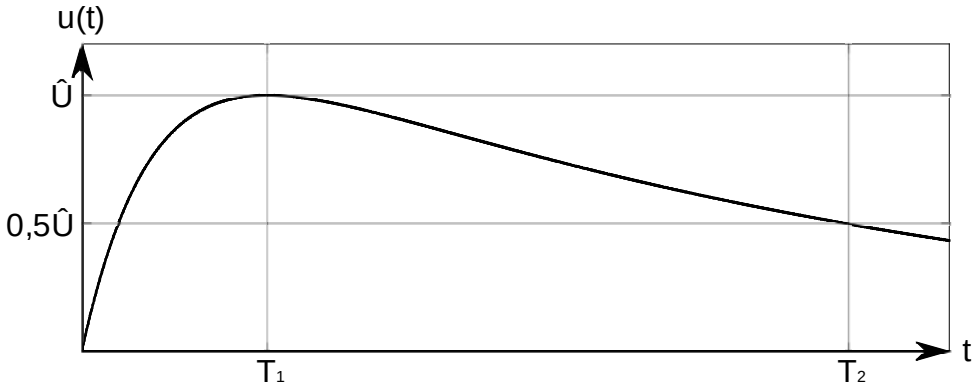


Abb. 17: Spannungsverlauf einer transienten Überspannung

Langsam, schnell und sehr schnell ansteigende Überspannungen unterscheiden sich anhand der Stirnzeit und Rückenhalbwertszeit. Diese können für die drei Kategorien in Tab. 2-7 eingesehen werden (vgl. [12] S. 309).

Tab. 2-7: Stirnzeiten und Rückenhalbwertszeiten von Überspannungen (vgl. [12] S. 310 ff.)

Überspannung	T_1 in µs	T_2 in ms
Langsam ansteigend	$50 < T_1 < 5000$	≤ 2500
Schnell ansteigend	$0,1 < T_1 < 20$	≤ 0,3
Sehr schnell ansteigend	< 0,1	< 3

Die langsam ansteigenden Überspannungen entstehen in der Regel durch Schaltvorgänge im Netz. Daher werden sie auch als „innere Überspannungen“ bezeichnet.

Schnell ansteigende Überspannungen treten beispielsweise durch Blitzeinschlag in Freileitungen der Hochspannungsnetze auf.

2.4.2 Spannungseinbruch

Spannungseinbrüche sind dadurch charakterisiert, dass die Spannung kurzzeitig unterhalb der unteren Grenze des zulässigen Spannungsbandes sinkt. Sie können anhand von Dauer und Tiefe des Absinkens klar von Unterspannungen und Spannungsunterbrechungen unterschieden werden. Spannungseinbrüchen liegen zumeist Fehler oder Schalthandlungen im Netz zugrunde. Durch plötzlichen Lastzuwachs kann die Spannung kurzzeitig einbrechen, bis das Netz sich auf die zusätzlich benötigte Leistung eingestellt hat. Ebenso können Kurzschlüsse zu einem Spannungseinbruch führen. Beim Kurzschluss fällt die Spannung zwischen zwei oder mehreren Leitern, bzw. zwischen den Leitern und Erde auf nahezu 0 V. Durch die Vermaschung des Netzes kommt es in der Regel an einem vom Kurzschlussort abweichendem Punkt im Netz nicht zum kompletten Absinken der Spannung. Je nach Entfernung zum Kurzschlussort bleibt ein Restspannungsniveau, dass die Höhe des Spannungseinbruchs charakterisiert. Es können sowohl unsymmetrische Spannungseinbrüche, wie ein- oder zweiphasige Kurzschlüsse, als auch symmetrische Einbrüche auftreten. Eine Ursache für einen symmetrischen Spannungseinbruch liegt beispielweise im dreiphasigen Kurzschluss begründet. Dieser erzeugt einen Spannungseinbruch, der in allen drei Phasen des Systems die gleiche Höhe aufweist. Im Einschwingvorgang ergeben sich allerdings Unterschiede, da die Phasenspannung beim Eintritt des Kurzschlusses nicht in allen drei Phasen den gleichen Wert aufweisen kann. Spannungseinbrüche sind im normalen Netzbetrieb nichts Ungewöhnliches und kommen vergleichsweise häufig vor (vgl. [12] S. 398 f.).

2.5 Netzimpedanzmessung bei 50 Hz

In diesem Abschnitt soll der Stand der Technik beschrieben werden. Die Netzimpedanzmessung ist für die Bewertung möglicher Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen von großer Bedeutung, da sich bei Kenntnis der Netzimpedanz die Netzrückwirkungen durch die Einspeisung abschätzen lassen. Im Folgenden wird nun für ein Zweileitersystem die Vorgehensweise bei der Netzimpedanzmessung bei der Grundfrequenz von 50 Hz beschrieben. Wie in Abb. 18 zu sehen ist, werden bei der Netzimpedanzmessung zwei Fälle betrachtet. Es werden am zu betrachtenden Punkt jeweils Spannung und Strom gemessen.

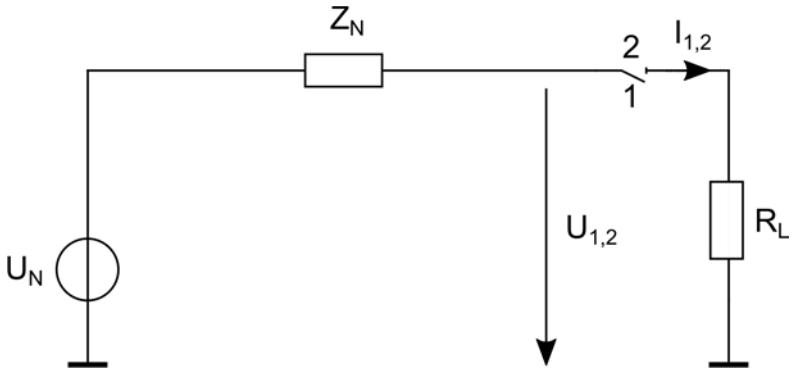


Abb. 18: Netzimpedanzmessung

Im ersten Fall ist der Schalter geöffnet. Die Messung der Spannung U_1 entspricht daher einer Leerlaufmessung. Dementsprechend kommt es zu keinem Stromfluss I_1. Nun wird

der Schalter geschlossen und somit der Lastwiderstand R_L aktiviert. Es kommt zum Stromfluss I_2 durch den Lastwiderstand. Oberhalb des Lastwiderstandes stellt sich die Spannung U_2 ein. Die Netzimpedanz lässt sich anschließend aus der nachfolgenden Formel bestimmen, wobei I_1 gleich null ist.

$$Z_N = \frac{\Delta U}{\Delta I} = \frac{U_1 - U_2}{I_2 - I_1}$$

Grundlegend findet diese Vorgehensweise auch bei dem an der HSU entwickelten Netzimpedanzmesscontainer Anwendung. Hierbei kann allerdings die Messung frequenzabhängig für Drei-, bzw. Vierleitersysteme auf der Mittelspannungsebene durchgeführt werden.

2.6 Fourier-Transformation

In dieser Arbeit ist eine frequenzabhängige Betrachtung des simulierten Spannungsverlaufes notwendig. Ein Werkzeug, um aus einem simulierten Zeitverlauf das Frequenzspektrum zu ermitteln, ist die Fourier-Transformation. Diese dient dazu, ein zeitkontinuierliches, aperiodisches Signal in ein kontinuierliches Spektrum zu zerlegen. In dieser Arbeit wird allerdings ausschließlich ein simulierter Zeitverlauf der Spannung betrachtet, Dies stellt ein zeitdiskretes, endliches Signal dar. Daher wird hierbei die FFT verwendet. Die FFT ist eine optimierte Variante der diskreten Fourier-Transformation (DFT). Die DFT eines diskreten Zeitsignals $(x_0, \dots, x_{2n-1})$ der Länge $2n$ wird durch die nachfolgende Formel beschrieben. [20]

$$f_m = \sum_{k=0}^{2n-1} x_k e^{-\frac{2\pi i}{2n} mk} \qquad , \qquad m = 0, \dots, 2n-1$$

Die schnelle Variante der DFT lässt sich nur verwenden, wenn die Länge des gegebenen Eingangssignals eine Zweierpotenz ist. Hier kann durch einen speziellen Algorithmus die Berechnung der Koeffizienten wesentlich beschleunigt werden. Auf den Algorithmus wird an dieser Stelle nicht weiter eingegangen. Es werden nun Eigenschaften benannt, die bei Anwendung der Fourier-Transformation im Allgemeinen und speziell bei der FFT berücksichtigt werden müssen.

Es muss das Auftreten von Aliasing in die Betrachtungen einbezogen werden. Aliasing kommt in der Regel bei der Digitalisierung analoger Signale vor. In dieser Arbeit werden zwar ausschließlich zeitdiskrete Signalverläufe betrachtet, allerdings kommt es bei der FFT-Bildung zur Abtastung des digitalen Signals. Dabei muss gemäß des Nyquist-Shannon-Theorems die gewählte Abtastfrequenz f_{Abtast} mehr als doppelt so groß sein wie die höchste im Signal vorkommende Frequenz f_{max}. [13]

$$f_{Abtast} > 2 \cdot f_{max}$$

Ansonsten kommt es zur Überlagerung von Signalanteilen, die höher als die halbe Abtastfrequenz sind, mit den niederfrequenten Signalanteilen. Dies führt zu einer Verfäl-

schung des Frequenzspektrums im betrachteten Signalbereich. Um Aliasing zu verhindern, wird eine Tiefpassfilterung des gegebenen Signals durchgeführt, die in dieser Arbeit mittels eines digitalen IIR-Filters achter Ordnung umgesetzt wird.

Des Weiteren müssen bei der Anwendung der Fourier-Transformation möglicherweise auftretende Leakage-Effekte berücksichtigt werden. Diese können durch eine ungeeignete Wahl eines Rechteckfensters auftreten und führen ebenso wie Aliasing auch zu einer Verfälschung des Frequenzspektrums. Bei der DFT wird das endliche Zeitsignal periodisch fortgesetzt und kann so in den Frequenzbereich transformiert werden. Bei der periodischen Fortsetzung kann es zu Sprüngen an den Übergängen kommen, welche sich im Frequenzspektrum bemerkbar machen. Daher müssen Leakage-Effekte unbedingt verhindert werden. Dazu gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten. Zum einen kann ein Rechteckfenster so gewählt werden, dass es jeweils Nulldurchgänge gleicher Flanken abschneidet. Dann entstehen bei der periodischen Fortsetzung keine Unstetigkeitsstellen. Somit wäre aber die Wahl der Länge des Zeitfensters stark eingeschränkt. Diese bestimmt die Frequenzauflösung des Spektrums und sollte daher nach Möglichkeit frei gewählt werden können. Eine zweite Möglichkeit um Leakage-Effekte zu vermeiden, ist die Wahl eines anderen Fensters. Beispielsweise kann ein Hamming-Fenster verwendet werden. Dieses schwächt das Zeitsignal am Anfang und Ende des Fensters stark ab, sodass bei der periodischen Fortsetzung Sprungstellen stark vermindert auftreten. Abb. 19 zeigt das Hamming-Fenster, das in Kapitel 3.2 zur Fensterung des simulierten Zeitsignals verwendet wird. [13]

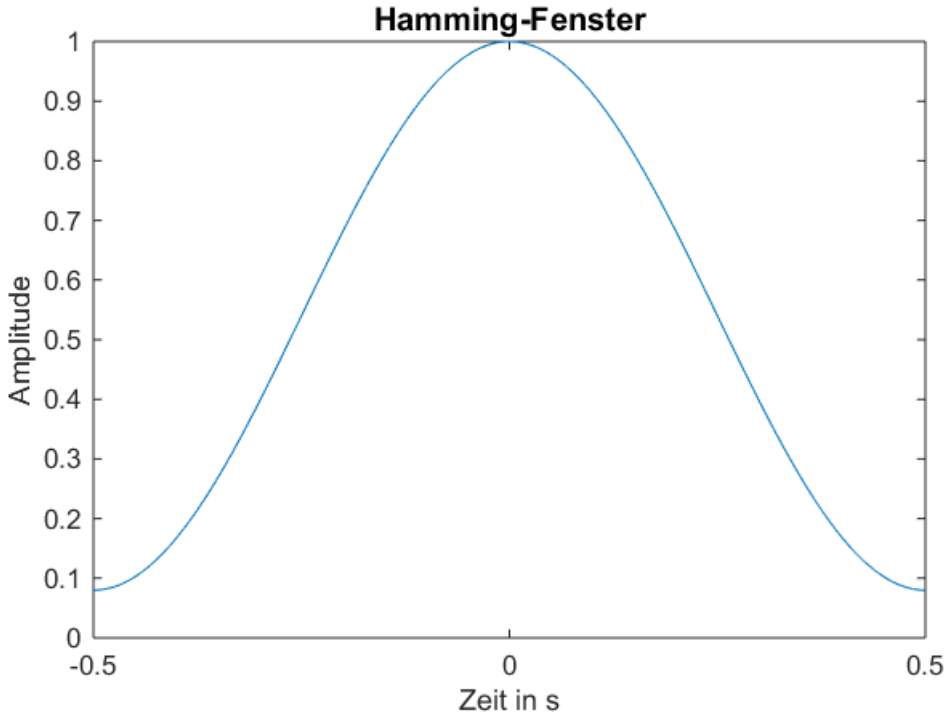


Abb. 19: Hamming-Fenster

3 Vorgehensweise und Modellierung

Prinzipiell wird das in 2.5 beschriebene Verfahren genutzt, um die frequenzabhängige Netzimpedanz an einem NVP zu bestimmen. Dabei wird durch spezielles Pulsen des Lastwiderstands eine externe Frequenzanregung geschaffen. In dieser Arbeit soll untersucht werden, inwieweit die frequenzabhängige Bestimmung der vollständigen oder zumindest teilweisen Netzimpedanz auch ohne externe Anregung erfolgen kann. Letztendlich sollen qualitative Aussagen über die Netzanschlusskapazität dezentraler Erzeugungsanlagen ausgehend von den simulierten Spannungsspektren getroffen werden. Dazu wird ein aus dem Hochspannungsnetz stammendes Anregungssignal beschrieben und das Übertragungsverhalten typischer Verteilnetze untersucht.

Im Folgenden sollen Modelle typischer Mittelspannungsnetze entworfen werden, welche als Grundlage für die anschließenden Simulationen dienen. Diese Modelle werden anschließend in PowerFactory nachgebildet und dienen als Grundlage für die durchzuführenden Simulationen. PowerFactory ist ein Netzsimulationsprogramm des Hauses DIgSILENT. Bei dieser Simulationssoftware gibt es verschiedene Funktionen, um Netzberechnungen durchzuführen. Mit der Funktion *Oberschwingungen/Spannungsqualität* lassen sich simulativ Netzimpedanzen an verschiedenen Orten im Netz berechnen. Zusätzlich kann hier die Ausbreitung von frequenzabhängigen Spannungen und Strömen nachvollzogen werden. Bei dieser Funktion ist es möglich, die verschiedenen Frequenzabhängigkeiten von Transformatoren und Leitungen, wie in Kapitel 2.3 geschildert, zu berücksichtigen. Eine weitere Funktion, die bei dieser Arbeit Relevanz hat, ist die *EMT-Simulation* (Electromagnetic Transients). Hierbei können die Zeitsignale von Strömen und Spannungen bestimmt werden. Es können Kurzschlussereignisse an verschiedenen Orten im Netz definiert werden und deren Ausbreitung untersucht werden. Allerdings lassen sich hierbei keine Frequenzabhängigkeiten der Betriebsmittel berücksichtigen. Da jedoch die Frequenzabhängigkeiten der Betriebsmittel ein elementarer Teil der durchgeführten Untersuchungen darstellen, wird in dieser Arbeit eine Kombination aus beiden Berechnungsmethoden angewendet. Die prinzipielle Verfahrensweise wird in Abb. 20 gezeigt. Dabei finden die blau dargestellten Simulationen in PowerFactory statt und die orange eingefärbten Schritte werden mithilfe von Matlab durchgeführt.

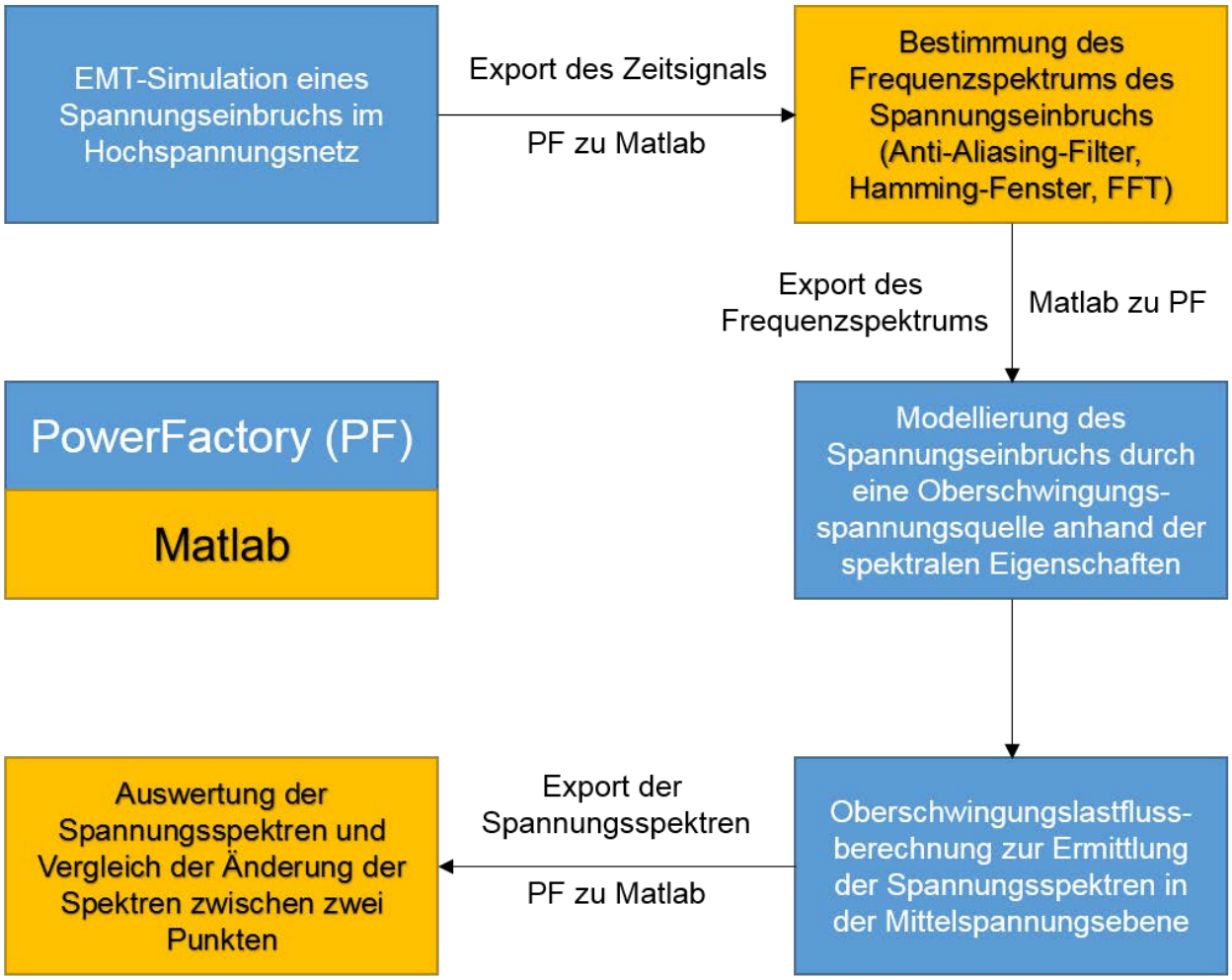


Abb. 20: Vorgehensweise der Spektrumsanalyse

Zunächst wird mithilfe einer EMT-Simulation der zeitliche Verlauf eines Spannungseinbruchs an der Oberspannungsseite des speisenden Umspanntransformators simuliert. Anschließend werden die Daten exportiert und mit der Berechnungssoftware Matlab ausgewertet. Ziel ist es hierbei, das Frequenzspektrum des Spannungseinbruchs zu ermitteln. Die genaue Vorgehensweise ist nachfolgend in Abschnitt 3.2 beschrieben. Dieses Frequenzspektrum wird anschließend als Anregungssignal für eine Untersuchung der frequenzabhängigen Ausbreitung der Ströme und Spannungen in zwei unterschiedlichen Mittelspannungsnetzen genutzt. Dabei wird die Berechnungsmethode *Oberschwingen/Spannungsqualität* benutzt. Die Frequenzeigenschaften des aus dem Hochspannungsnetz stammenden Fehlers werden am externen 110-kV-Netz als Oberschwingungsspannungen eingeprägt und mittels Simulationen die Ausbreitung der einzelnen Frequenzanteile nachvollzogen. Die Frequenzabhängigkeiten der Betriebsmittel werden dabei berücksichtigt.

Es werden zwei beispielhafte Mittelspannungsnetze entworfen und in PowerFactory nachgebildet. Es handelt sich dabei zum einen um ein reines Einspeisenetz, wie es zum Anschluss eines Windparks an das Energieversorgungsnetz verwendet wird. Zum anderen wird ein zweites Beispielnetz betrachtet, das ausschließlich Lasten beinhaltet. Innerhalb der beiden Beispielnetze werden verschiedene Netzszenarien umgesetzt. Beide

Beispielnetze werden als symmetrisch angesehen. Somit ist eine einphasige Betrachtung ausreichend.

Zusätzlich wird in diesem Kapitel die Frequenzeigenschaft eines ausgewählten Fehlerereignisses bestimmt, mit dem die anschließenden Simulationen durchgeführt werden können.

3.1 Modelle typischer Mittelspannungsnetze

Im Folgenden werden zwei beispielhafte Mittelspannungsnetze beschrieben, die als Grundlage für die nachfolgenden Simulationen dienen. Das Einspeisenetz wird aus der Beispielbibliothek von PowerFactory übernommen und nur geringfügig an die für die Untersuchungen benötigten Rahmenbedingungen angepasst. Zudem werden die Frequenzabhängigkeiten der Betriebsmittel bei diesem Modell hinzugefügt. In Kapitel 3.1.2 werden der strukturelle Aufbau des Beispielnetzes und drei unterschiedliche Betriebsfälle beschrieben. Dabei sollen die charakteristischen Eigenschaften der Netzszenarien anhand von Impedanzverläufen beschrieben werden. Es kann für dieses Beispielnetz zusätzlich die Netzvorbelastung durch die Oberschwingungsstromeinspeisung der dezentralen Erzeugungsanlagen bestimmt werden. Aufgrund der einspeisenden Erzeugungsanlagen ist dieses Modell vergleichsweise komplex. Daher wird zunächst ein einfacheres Mittelspannungsnetz betrachtet, um die prinzipiellen Zusammenhänge nachvollziehen zu können. Neben reinen Einspeisenetzen gibt es auch gemischte Netze, bei denen sowohl Verbraucher als auch Erzeugungsanlagen vorkommen. Es wird zunächst im Abschnitt 3.1.1 ein reines Verbrauchernetz beschrieben, wie es beispielsweise in städtischen Gebieten zu finden ist. Dieses Beispielnetz ist eng an die Untersuchungen von Do [7] angelehnt. Im strukturellen Aufbau unterscheidet es sich nicht von Do's Beispielnetz. Lediglich in der Parametrisierung sind geringfügige Unterschiede anzunehmen, da die Parametrisierung nicht vollständig bekannt ist. An diesem Verbrauchernetz sollen nun geeignete Orte gefunden werden, an denen dezentrale Erzeugungsanlagen einspeisen können.

3.1.1 Beispielnetz A: Mittelspannungsnetz mit hohem Lastanteil

Bezugnehmend auf Do [7] wird an dieser Stelle ein typisches 10-kV-Mittelspannungsnetz entworfen, wie es häufig in städtischen Gebieten zu finden ist. Dieses ist in Abb. 21 abgebildet. Das Beispielnetz wird ebenfalls als symmetrisch angenommen und kann daher auf ein einphasiges Modell zurückgeführt werden.

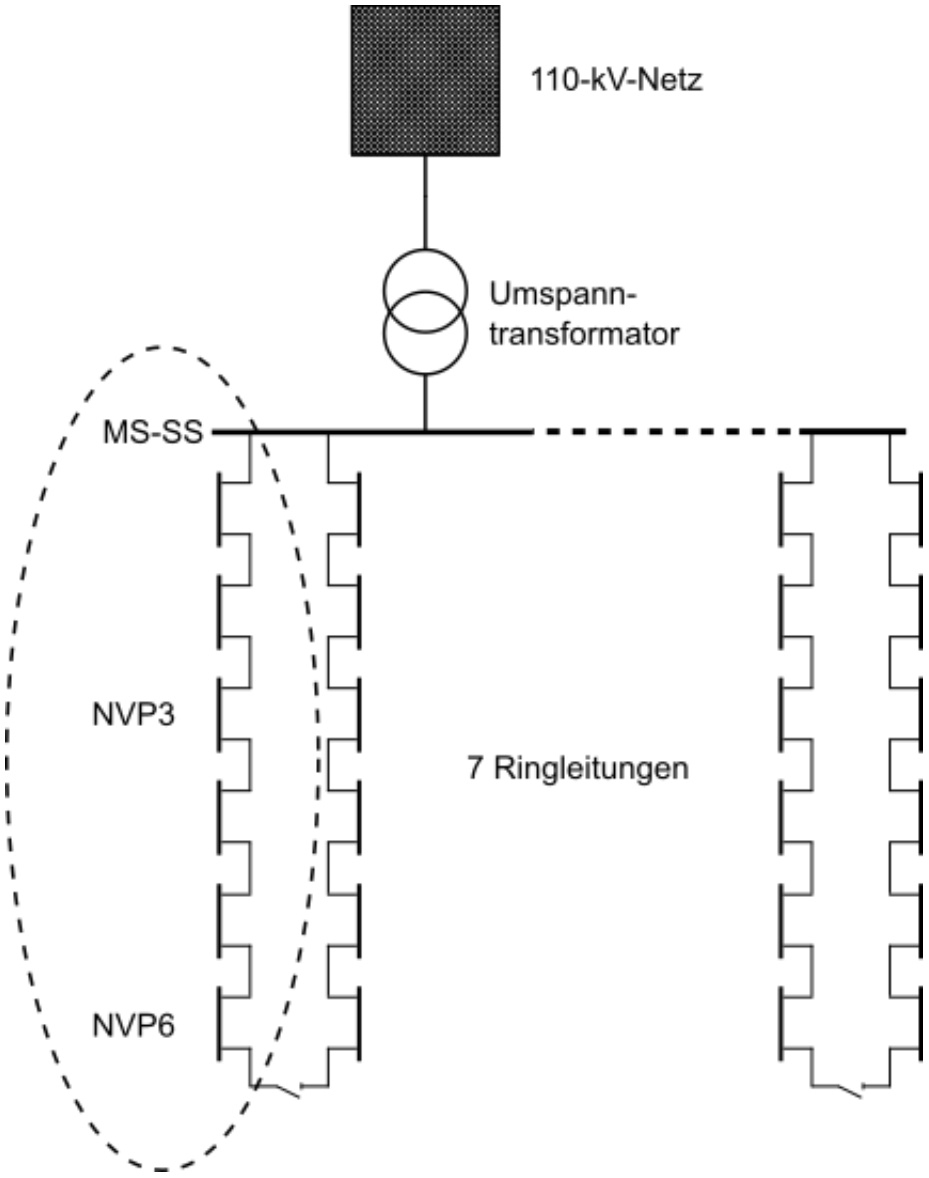


Abb. 21: Mittelspannungsnetz mit hohem Lastanteil

Das Netz beinhaltet im Ausgangszustand keinerlei dezentrale Erzeugungseinheiten. Jedoch sollen nun günstige Orte gefunden werden, an denen dezentrale Erzeugungseinheiten einspeisen können. Das Beispielnetz A besteht aus einer Mittelspannungssammelschiene, von der aus insgesamt sieben Ringleitungen abgehen. Die Ringleitungen werden hier offen betrieben und können in den folgenden Betrachtungen als Doppelstrahlabgänge angesehen werden. Jeder Strahl beinhaltet sechs Netzstationen, die durch reinohmsche Verbraucher berücksichtigt werden. Dabei beträgt der Abstand zwischen den einzelnen Netzstationen je 500 m. Das Verbrauchernetz wird über einen Umspanntransformator mit einer Bemessungsscheinleistung von 40 MVA aus einem übergeordneten 110-kV-Hochspannungsnetz gespeist. Hochspannungsseitig besteht das Netz ausschließlich aus dem 110-kV-Netz, d.h. eventuell vorhandene Hochspannungsfreileitungen oder mögliche andere Verbraucherleistungen finden bei der Nachbildung keine Be-

rücksichtigung. Es wird also ausschließlich das Mittelspannungsnetz ab der Oberspannungsseite des Umspanntransformators betrachtet. Die elektrischen Daten des Beispielnetzes können in Tab. 3-1 eingesehen werden.

Tab. 3-1: Daten des Beispielnetzes A mit hohem Lastanteil nach [7]

Betriebsmittel	Technische Parameter
110-kV-Netz	$S_k'' = 5\ GVA\ ; R/X = 0{,}1$ Modelliert durch Oberschwingungsspannungsquelle
Umspanntransformator	$S_{r,UT} = 40\ MVA\ ;\ u_k = 14\ \%\ ;\ u_{kr} = 0{,}8\ \%\ ; YNd5$
Kabel N2XSY 1x150rm 6/10kV	$R_K' = 0{,}128\ \Omega/km;\ X_K' = 0{,}11\ \Omega/km;\ C_K' = 380\ nF/km$ Länge pro Kabelabschnitt: 0,5 km
Verbraucher (rein ohmsch)	$S_V = 0{,}6\ ; cos\varphi = 1$ Starklast $S_V = 0{,}1\ ; cos\varphi = 1$ Schwachlast

Es werden für dieses Beispielnetz vier verschiedene Netzszenarien entwickelt, die sich in der Last der Verbraucher und der Anzahl der angeschlossenen Lastabgänge unterscheiden. SZA1 und SZA2 betrachten dabei den Stark- und Schwachlastfall bei nur einer angeschlossenen Stichleitung. Äquivalent dazu werden beim SZA3 und SZA4 die beiden Fälle beim vollständigen Netz untersucht. Aufgrund der Symmetrie des betrachteten Netzes ist es ausreichend, nur einen Strahl des Mittelspannungsnetzes zu betrachten. Dabei ist es möglich, die Netzimpedanz an jeder der sechs Netzstationen des ausgewählten Strahls, sowie an der Mittelspannungssammelschiene simulativ zu bestimmen. Besondere Aufmerksamkeit gilt hierbei Resonanzstellen, da untersucht werden soll, ob diese bei der Simulation des Kurzschlussereignisses wiederzufinden sind. Dafür wird bei den folgenden Netzszenarien jeweils der Netzimpedanzverlauf an der Mittelspannungssammelschiene und den Netzverknüpfungspunkten NVP3 und NVP6 ermittelt. Somit soll beispielhaft Kenntnis über den Netzimpedanzverlauf entlang eines Mittelspannungsstrahls erlangt werden. Anhand der Netzimpedanz bei 50 Hz erfolgt zusätzlich eine Einschätzung der Stärke des Beispielnetzes. Diese ist für die betrachteten Netzszenarien in Tab. 3-2 aufgelistet. Dabei werden drei unterschiedliche Netzverknüpfungspunkte in Erwägung gezogen.

Tab. 3-2: 50-Hz-Netzimpedanz beim Beispielnetz A

Netzszenario	Netzimpedanz bei 50 Hz in Ω		
	MS-SS	NVP3	NVP6
SZA1	0,3720	0,5770	0,8097
SZA2	0,3717	0,5741	0,8056
SZA3	0,3718	0,5801	0,8142
SZA4	0,3610	0,5818	0,8211

Wie zu sehen ist, gibt es zwischen den einzelnen Netzszenarien bei der 50-Hz-Netzimpedanz nur sehr geringe Unterschiede. Das liegt darin begründet, dass der ohmsche Widerstand der Verbraucher beim Schwachlastfall 1 kΩ und beim Starklastfall auch noch etwa 167 Ω beträgt. Damit hat dieser bei der Parallelschaltung mit dem Hochspannungszweig, bestehend aus der 50-Hz-Transformatorimpedanz und der Impedanz des 110-kV-Netzes bei 50 Hz, keinen großen Einfluss.

Es ist weiterhin zu erkennen, dass die 50-Hz-Netzimpedanz bei allen Netzszenarien zum Strahlenende hin zunimmt. Das liegt daran, dass die Längsimpedanz der dazukommenden 500 m langen Kabel berücksichtigt werden muss. Es ist festzustellen, dass beim NVP3 und NVP6 die 50-Hz-Netzimpedanz vom SZA1 zum SZA3, bzw. vom SZA2 zum SZA4, leicht zunimmt. Vereinfacht betrachtet erscheint dies nicht nachvollziehbar, da durch die 13 zusätzlichen, parallelen Strahlenabgänge sich die Netzimpedanz bei der Grundfrequenz verringern müsste, wie es teils an der Mittelspannungssammelschiene zu beobachten ist. Allerdings wird bei der frequenzabhängigen Betrachtung der Netzimpedanz festgestellt, dass sich eine auftretende Parallelresonanzstelle durch die zusätzlichen Mittelspannungsstrahlen von 4,5 kHz zu etwa 1 kHz verschiebt. Damit hat diese beim NVP3 und NVP6 auch schon Einfluss auf die 50-Hz-Netzimpedanz und begründet die leichte Zunahme der Impedanz. Insgesamt kann man anhand der 50-Hz-Netzimpedanz festhalten, dass sich allein bei der Grundfrequenz kaum Unterschiede für die unterschiedlichen Netzszenarien ergeben. Unterschiede sind in erster Linie zwischen den verschiedenen Netzverknüpfungspunkten zu erkennen, da sich hier die Netzimpedanz bei der Grundfrequenz von der Mittelspannungssammelschiene hin zum Ende des ersten Strahls in etwa verdoppelt. Das heißt, dass ein eingespeister 50-Hz-Strom am NVP6 eine doppelt so hohe 50-Hz-Netzrückwirkung hervorrufen würde, wie der gleiche Strom an der Mittelspannungssammelschiene.

Neben der Netzimpedanz bei 50 Hz ist auch die Netzimpedanz bei von 50 Hz abweichenden Frequenzen von Interesse, um eine Bewertung von Rückwirkungen durch eingespeiste Oberschwingungsströme vorzunehmen. Nachfolgend werden dazu Simulationen für die verschiedenen Netzszenarien durchgeführt. Wie sich zeigen wird, sind hier im Gegensatz zur Grundfrequenznetzimpedanz größere Unterschiede zwischen den einzelnen Netzszenarien feststellbar.

Netzszenario SZA1: MS-Netz bestehend aus einem Strahl, Schwachlast

Beim ersten Netzszenario ist nur der erste Strahl an die Mittelspannungsschiene angeschlossen. Alle übrigen Strahlen sind vom Netz getrennt und werden nicht berücksichtigt. Betrachtet wird hierbei der Schwachlastfall im ersten Strahl, d.h. die Verbraucher werden mit einer Leistung von 0,1 MW angenommen. Somit wären die Verbraucher nur mit 15 % ihrer Maximalleistung an das Netz angeschlossen. Es wird nun an den drei Netzverknüpfungspunkten MS-SS, NVP3 und NVP6 der frequenzabhängige Netzimpedanzverlauf ermittelt und in Abb. 22 abgebildet.

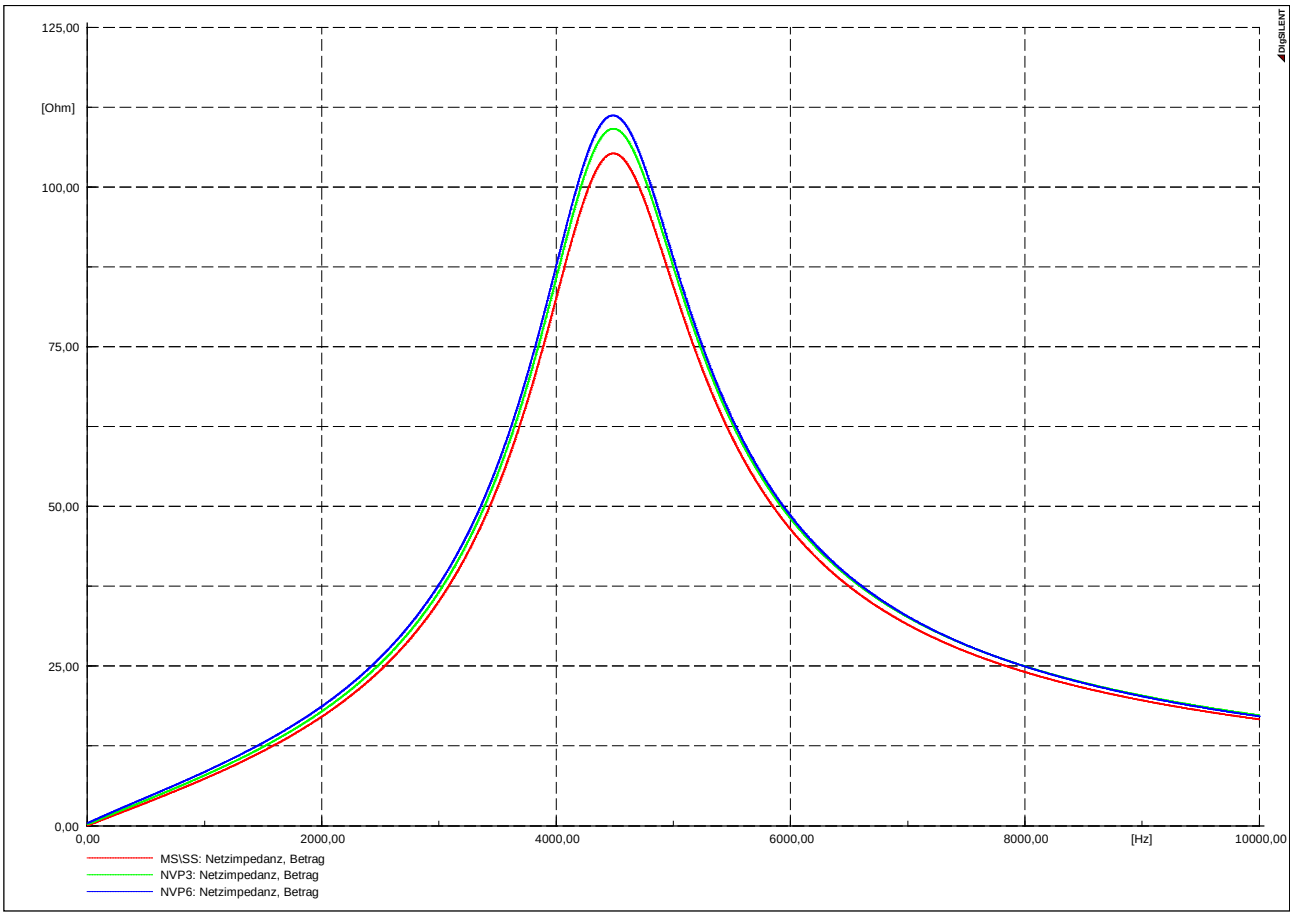


Abb. 22: Netzimpedanzverläufe beim SZA1

Es ist zu erkennen, dass an allen drei betrachteten Orten bei etwa 4,5 kHz eine Parallelresonanzstelle vorliegt. Die Tab. 3-3 gibt die Frequenz in Abhängigkeit des Ortes an, bei der die Parallelresonanzstelle auftritt.

Tab. 3-3: Exakte Frequenz der Parallelresonanzstelle beim SZA1

Ort	Frequenz der Parallelresonanzstelle in Hz
MS-SS	4488
NVP3	4488
NVP6	4485

Die Parallelresonanzstelle tritt bei den betrachteten Orten bei ähnlicher Frequenz auf. Am Ende des Strahls ist die Frequenz minimal geringer und Resonanzstelle leicht stärker ausgeprägt als am Anfang der Stichleitung. Eingeprägte Oberschwingungsströme würden bei dieser Frequenz starke Netzrückwirkungen hervorrufen. Die Frequenz von 4,5 kHz entspricht dabei einer Ordnung von 90. Gegenüber der 50-Hz-Netzimpedanz nimmt die Netzimpedanz bei höheren Frequenzen deutlich größere Werte an. Das heißt, dass eingespeiste Oberschwingungsströme gegebenenfalls Spannungen hervorrufen können die einen geregelten Netzbetrieb stören.

Netzszenario SZA2: MS-Netz bestehend aus einem Strahl, Starklast

Es wird nun lediglich eine Veränderung zum vorangegangenen Netzszenario vorgenommen. Das Mittelspannungsnetz besteht weiterhin nur aus einem Zweig, welcher nun aber mit Starklast betrieben wird. Nun ziehen die Verbraucher ihre Maximalleistung von 0,6 MW aus dem Netz. Dadurch sinkt der Widerstand der ohmschen Verbraucher. Der Netzimpedanzverlauf für die drei betrachteten Orte wird für dieses Szenario in Abb. 23 dargestellt.

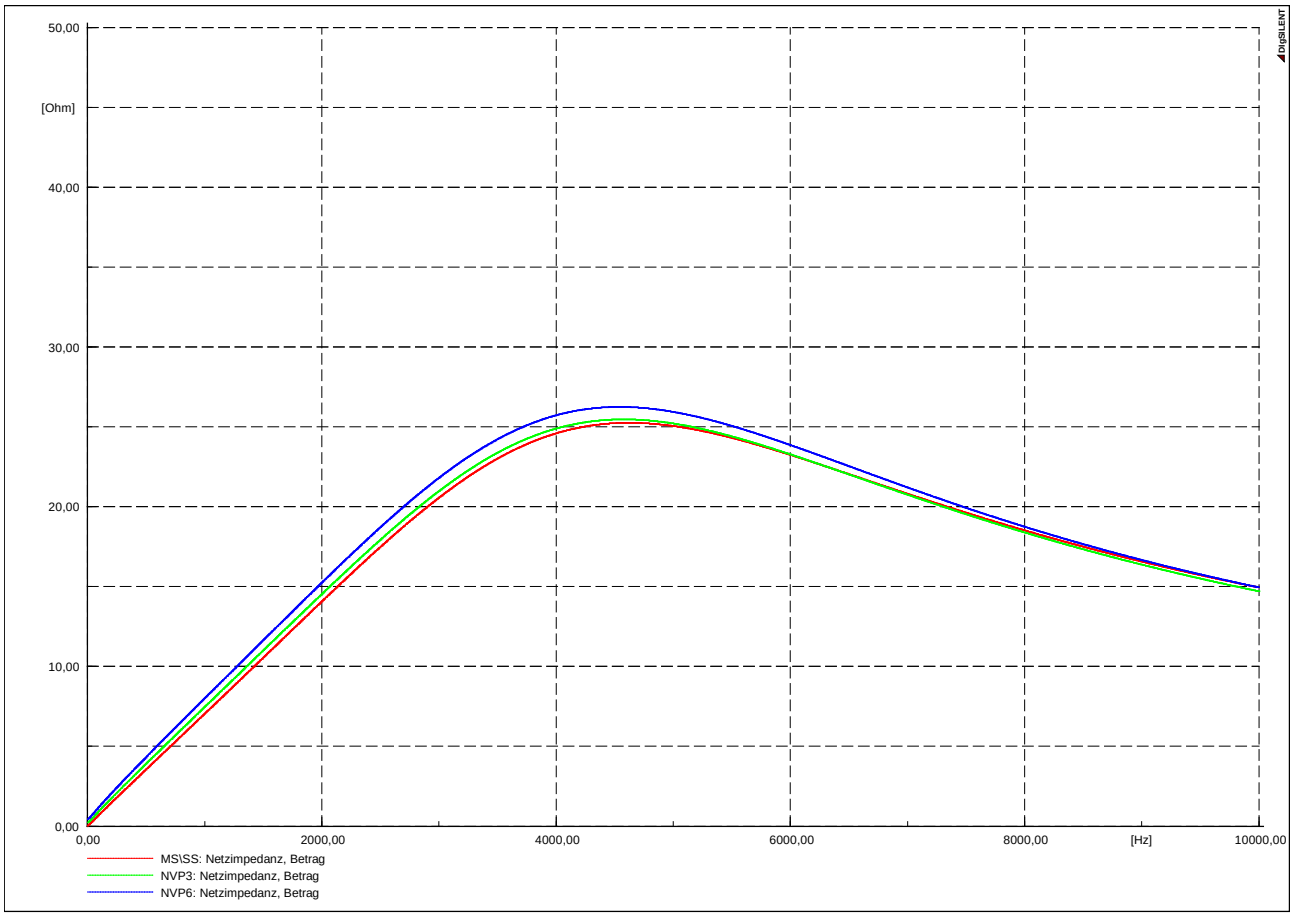


Abb. 23: Netzimpedanzverläufe beim SZA2

Es kommt auch hier zur Ausprägung zu einer Parallelresonanzstelle. Allerdings tritt diese aufgrund des geringeren ohmschen Widerstandes der Verbraucher gegenüber des vorherigen Szenarios deutlich gedämpft auf. Anhand von Tab. 3-4 kann gesehen werden, dass die Resonanzstelle nun gegenüber SZA1 insgesamt erst bei leicht höheren Frequenzen auftritt und auch der Frequenzabstand zwischen den einzelnen Orten leicht gestiegen ist. Die höhere Verbraucherleistung führt also nicht nur zu einer starken Dämpfung, sondern auch zu einer leichten Verschiebung der Resonanzstelle.

Tab. 3-4: Exakte Frequenz der Parallelresonanzstelle beim SZA2

Ort	Frequenz der Parallelresonanzstelle in Hz
MS-SS	4622
NVP3	4576
NVP6	4540

Eingespeiste Oberschwingungsströme würden bei diesem Betriebsfall im Vergleich zum SZA1 wesentlich geringere Netzrückwirkungen verursachen.

Netzszenario SZA3: vollständiges MS-Netz, Schwachlast

Bisher wurde lediglich ein Strahl des sieben Ringleitungen umfassenden Mittelspannungsnetzes betrachtet. Nun werden auch die übrigen 13 Strahlenabgänge in die Untersuchungen mit einbezogen. Es werden auch für dieses Netzszenario die Netzimpedanzverläufe an den drei Anschlusspunkten simulativ ermittelt. Abb. 24 zeigt diese für Frequenzen unterhalb von 10 kHz.

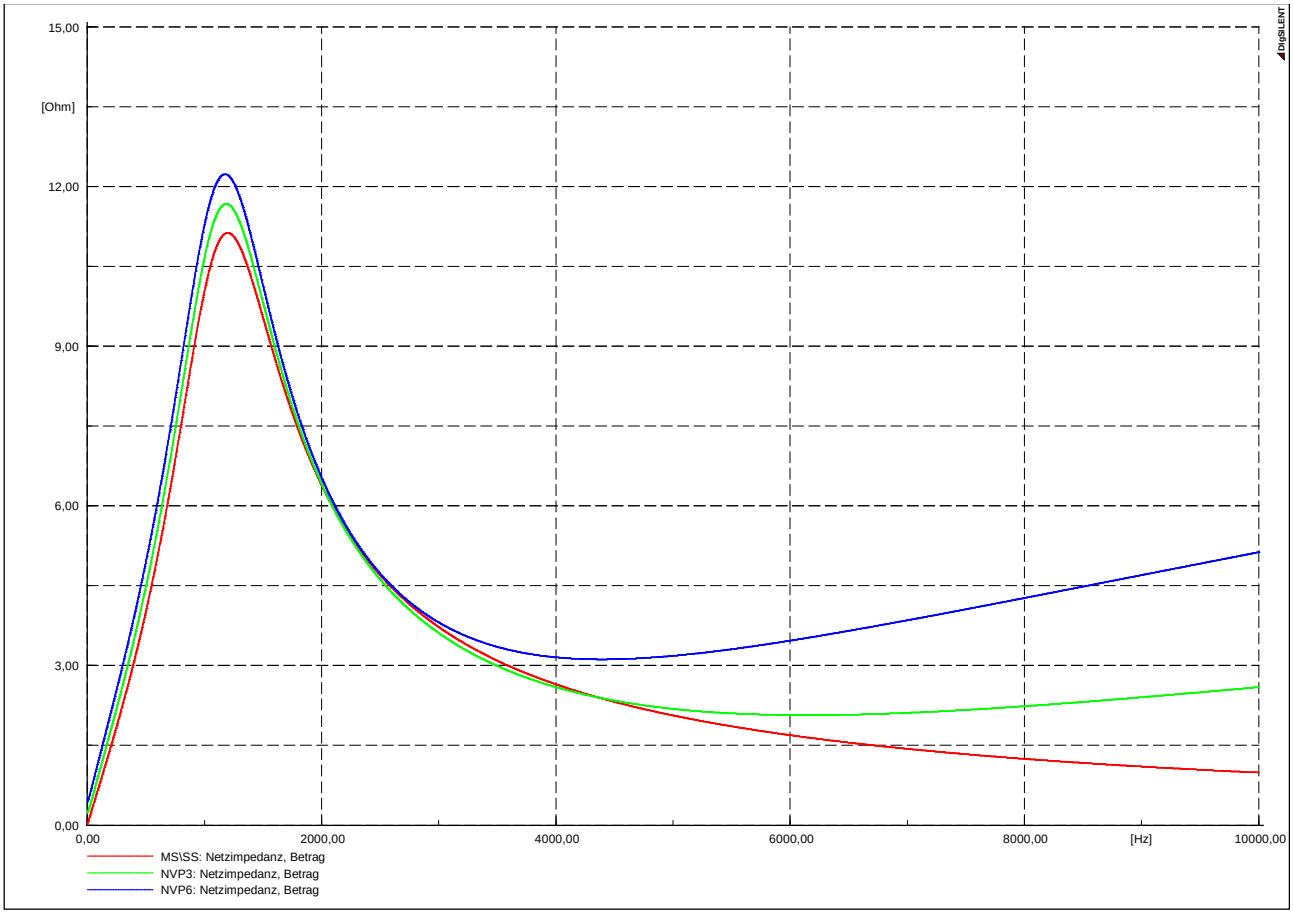


Abb. 24: Netzimpedanzverläufe beim SZA3

Es kommt dabei zur deutlichen Ausprägung einer Parallelresonanzstelle bei etwa 1,2 kHz. Gegenüber des Netzszenarios SZA1 mit nur einem Mittelspannungsstrahl nimmt

die Netzimpedanz nun bei der Parallelresonanzstelle deutlich geringere Werte an. Trotzdem ist die 50-Hz-Netzimpedanz in diesem Betriebsfall größer. Wie zu erkennen ist, ist die Parallelresonanzstelle gegenüber SZA1 deutlich in den niedrigeren Frequenzbereich verschoben und hat somit schon einen Einfluss auf die Netzimpedanz bei der Grundfrequenz. Von der Mittelspannungssammelschiene aus gesehen können die 14 gleichartigen, parallelen Strahlenabgänge zu einem einzigen Strahlenabgang zusammengefasst werden, der allerdings wesentlich stärker belastet ist. Durch die größere Last ist auch zu erklären, dass die Netzimpedanzwerte in diesem Netzszenario insgesamt deutlich geringere Werte annehmen als im ersten Szenario mit nur einem Strahl. Es kommt bei den Verläufen am NVP3 und NVP6 zu einer weiteren Parallelresonanzstelle im höherfrequenten Bereich. Diese liegt bei etwa 27 kHz und ist bei beiden Netzverknüpfungspunkten weniger stark ausgeprägt als die erste Parallelresonanzstelle. Auf die Darstellung des Netzimpedanzverlaufs für höhere Frequenzen wird an dieser Stelle verzichtet. Dieser kann allerdings im Anhang A3: in Abb. 73 für Frequenzen bis 100 kHz eingesehen werden. In der zweiten Parallelresonanzstelle liegt begründet, dass für den NVP3 und den NVP6 die Netzimpedanz zum Ende des betrachteten Frequenzbereiches zunimmt. Trotz der zweiten Resonanzstelle ist die Netzimpedanz annähernd für den gesamten Frequenzbereich geringer als in den beiden vorherigen Netzszenarien.

Netzszenario SZA4: vollständiges MS-Netz, Starklast

Es wird nun gegenüber des vorherigen Netzszenarios der Lastanteil erhöht. Alle Netzstationen beziehen nun 0,6 MW Leistung aus dem Mittelspannungsnetz. Wie bisher wird auch hier die Verbrauchsleistung rein ohmsch angenommen. Für dieses Netzszenario werden die drei Netzimpedanzverläufe ebenfalls simulativ ermittelt und sind Abb. 25 dargestellt. Es lässt sich auch hierbei eine Parallelresonanzstelle bei etwa der gleichen Frequenz wie beim SZA3 erkennen. Aufgrund der stärkeren Dämpfung durch die Verbraucher mit geringerem ohmschen Widerstand tritt diese, welche beim Schwachlastfall aus SZA3 noch stark ausgeprägt ist, hier deutlich schwächer in Erscheinung. Sie wird zum Strahlenende hin zunehmend mehr von einer zweiten Parallelresonanzstelle überlagert, die im höherfrequenten Bereich liegt.

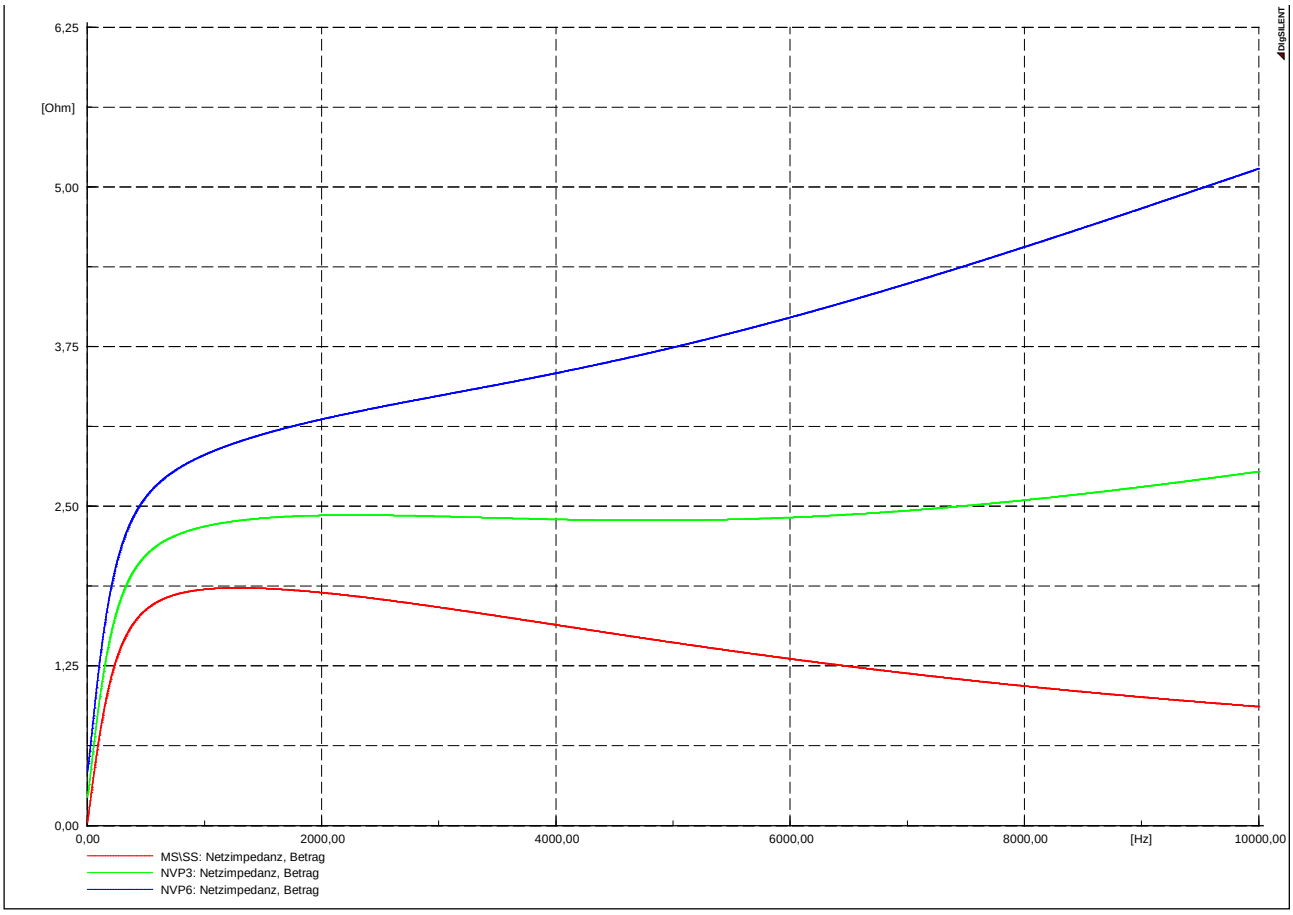


Abb. 25: Netzimpedanzverläufe beim SZA4

An der Mittelspannungssammelschiene ist keine zweite Resonanzstelle ersichtlich. Hier sinkt die Netzimpedanz mit zunehmender Frequenz hin zu einem stationären Wert von etwa 0,5 Ω ab. An den Netzverknüpfungspunkten NVP3 und NVP6 steigt die Netzimpedanz im betrachteten Frequenzbereich unter 10 kHz mit zunehmender Frequenz an. Es kommt hierbei bei knapp 29 kHz zur Ausbildung einer weiteren Parallelresonanzstelle, die nun im Starklastfall relativ gesehen wesentlich stärker ausgeprägt ist, als die Erste. Im Unterschied zum Betriebsfall SZA3 erzeugt diese Parallelresonanzstelle nun bei knapp 29 kHz die größte auftretende Netzimpedanz. Diese nimmt für die beiden Netzverknüpfungspunkte an dieser Stelle Werte von rund 4,4 Ω (NVP3) und 8,6 Ω (NVP6) an. Insgesamt ist der Verlauf bei diesem Netzszenario jedoch gegenüber den vorherigen Szenarien deutlich abgeschwächt. Eine Darstellung für den höheren Frequenzbereich findet sich auch hier im Anhang A3: wieder und kann in Abb. 74 eingesehen werden.

3.1.2 Beispielnetz B: Mittelspannungsnetz mit ausschließlich WKA-Einspeisung

Es wird nun das wesentlich komplexere Modell eines reinen Einspeisenetzes betrachtet. Da hierbei ausschließlich Einspeiser und keine Verbraucher enthalten sind, kommt es zum umgekehrten Lastfluss gegenüber des Beispielnetzes A. Dennoch kann der hochspannungsseitige Spannungseinbruch durch eine hochspannungsseitige Oberspannungsquelle modelliert werden, da das den Spannungseinbruch erzeugende Ereignis aus dem Hochspannungsnetz stammt.

Als Beispielnetz wird das Modell eines Windparks aus der PowerFactory-Beispielbibliothek übernommen und um benötigte Elemente erweitert. [5]

Die in dieser Arbeit gewählte Vorgehensweise bietet speziell bei der Betrachtung eines solchen Netzes weitere Vorteile. Bei einer EMT-Simulation eines Spannungseinbruchs an einem Windpark sind detaillierte Kenntnisse über die Regelung der Windgeneratoren notwendig. Das hier betrachtete Modell besitzt zwar eine sinnvolle Windparkregelung, allerdings ist diese nur für symmetrische RMS-Simulationen (Root-Mean-Square: Effektivwerte, elektromechanische Vorgänge) ausgelegt. Bei dieser Simulationsmethode werden ausschließlich statische Vorgänge betrachtet. Daher ist sie für die hier angestellten Überlegungen nicht geeignet. Die Regelung der dynamischen Vorgänge eines Windparks ist äußerst komplex. Um die EMT-Simulation eines Spannungseinbruchs an einem Windpark durchführen zu können, wäre demnach ein EMT-Modell von Nöten. Diese sind sehr aufwendig in der Entwicklung und werden von den Herstellern in der Regel nicht herausgegeben. Bei der EMT-Simulation mit dem hier betrachteten Modell entstehen aufgrund der nicht optimalen Windturbinen-Regelung starke Schwankungen in den Spannungen und Strömen. Die Simulationsergebnisse sind aufgrund dessen so nicht nutzbar. Diese Problematik kann mit der hier angewendeten Vorgehensweise umgangen werden. Es wird nun nicht der zeitliche Verlauf des Spannungseinbruchs betrachtet, sondern anhand einer Oberschwingungslastflussberechnung die Ausbreitung der Frequenzanteile des Spannungseinbruchs untersucht. Aufgrund der ausschließlichen Untersuchung auf der Frequenzebene sind keine dynamischen Reglermodelle mehr notwendig. Es ist davon auszugehen, dass das Modell aus der PowerFactory-Beispielbibliothek anwendungsnah entworfen wurde und die Vorgänge in einem Windpark sinnvoll wiedergibt. Daher wird auf dieses bereits existierendes Modell zurückgegriffen, welches um die 110-kV-Hochspannungsebene und den dementsprechend benötigten Umspanntransformator erweitert wird. Der strukturelle Aufbau des Netzes ist in Abb. 26 gezeigt. Es beinhaltet zwei strahlenförmige Abgänge vom PCC (Point of Common Coupling), die insgesamt sechs WKA mit dem Netz verbinden. Dabei schließt der erste Strahl zwei WKA ans Netz an. Der zweite Strahl beinhaltet gleich vier WKA, die in örtlich verschiedene Netzverknüpfungspunkte einspeisen. Die WKA werden an ihren jeweiligen Netzverknüpfungspunkten über Maschinentransformatoren an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Die Maschinentransformatoren sind zwar in PowerFactory separat modelliert, werden allerdings als Teil der WKA angesehen. Messungen finden prinzipiell netzseitig vor dem Maschinentransformator statt. Die Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der Maschinentransformatoren ist daher nicht notwendig und wird bei diesem Modell auch nicht vorgenommen. Am PCC ist zusätzlich eine Anlage zur Blindleistungskompensation angeschlossen, die allerdings im schematischen Aufbau nicht dargestellt ist und auf die auch nicht weiter eingegangen wird. Zusammenfassend sind die Parameter des Einspeisenetzes in Tab. 3-5 dargestellt.

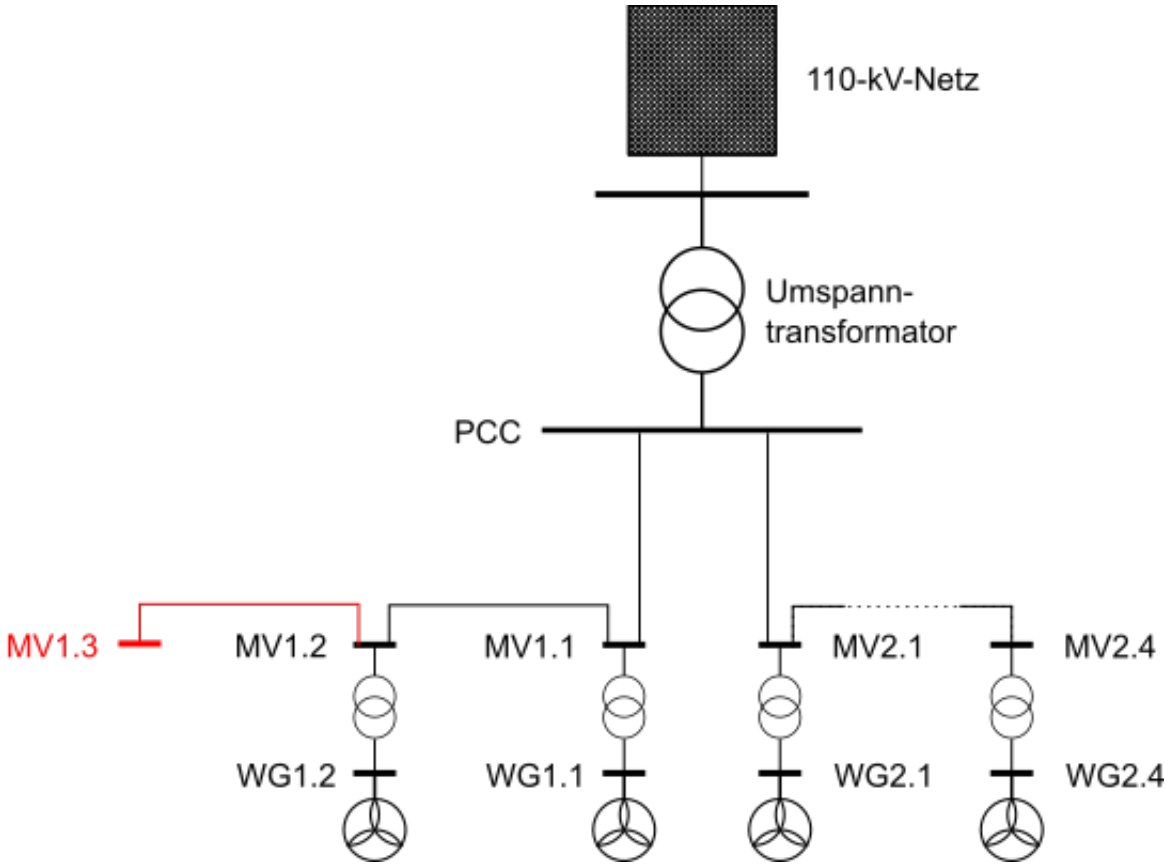


Abb. 26: reines Einspeisenetz, in Anlehnung an [5]

Tab. 3-5: Daten des Beispielnetzes B (reines Einspeisenetz)

Betriebsmittel	**Technische Parameter**
110-kV-Netz	$S_k'' = 5\ GVA\ ; R/X = 0{,}1$ Modelliert durch Oberschwingungsspannungsquelle
Umspanntransformator 110 kV / 20 kV	$S_{r,UT} = 40\ MVA\ ;\ u_k = 14{,}0\ \%\ ;\ u_{kr} = 0{,}8\ \%\ ; YNd5$
Kabel N2XSY 1x150rm 6/10kV	$R_K' = 0{,}211\ \Omega/km;\ X_K' = 0{,}122\ \Omega/km;\ C_K' = 254\ nF/km$ Unterschiedliche Länge der Kabelabschnitte
Maschinentransformator 20 kV / 0,69 kV	$S_{r,UT} = 2{,}8\ MVA\ ;\ u_k = 6\ \%\ ;\ u_{kr} = 0{,}714\ \%\ ; Dyn5$
WKA	$S_N = 2.778\ MVA\ ; cos\varphi = 0{,}9$ (Bemessungsgrößen) $P = 2{,}5\ MVA\ ; cos\varphi = 1$ (Einspeisung)

Die WKA speisen jeweils über einen Maschinentransformator 2,5 MW Wirkleistung in das Mittelspannungsnetz ein. Damit ergibt sich eine Gesamteinspeisewirkleistung der sechs

Anlagen von 15 MW. Die beiden Strahlen des Mittelspannungsnetzes bestehen aus unterschiedlich langen Leitungsabschnitten. Die Länge der einzelnen Leitungsabschnitte können in Tab. 3-6 eingesehen werden.

Tab. 3-6: Leitungslängen der Mittelspannungskabel beim Beispielnetzes B

Name des Kabels	Länge in km	Anschluss 1	Anschluss 2
Kabel 1.1	2,0	PCC	MV 1.1
Kabel 1.2	0,8	MV 1.1	MV 1.2
Kabel 2.1	3,0	PCC	MV 2.1
Kabel 2.2	1,1	MV 2.1	MV 2.2
Kabel 2.3	1,1	MV 2.2	MV 2.3
Kabel 2.4	1,5	MV 2.3	MV 2.4

Dieser Windpark soll nun um eine weitere WKA erweitert werden. Dazu wird am ersten Strahl des Windparks ein weiterer Netzanschlusspunkt geschaffen. Dieser ist in Abb. 26 rot dargestellt und wird über den Netzverknüpfungspunkt MV 1.2 mit einem baugleichen Mittelspannungskabel der Länge 2,3 km mit dem Netz verbunden. Nun werden fünf verschiedene Szenarien entworfen, bei denen die Anzahl der WKAs und die Netztopologie des Einspeisenetzes verändert werden. Anhand ihrer Netzimpedanzverläufe entlang des ersten Strahls werden die betrachteten Betriebsfälle beschrieben. Zusätzlich lässt sich auch die Netzvorbelastung erfassen, die durch die bereits angeschlossenen WKAs hervorgerufen wird.

Beim ersten Netzszenario SZB1 ist nur der erste Strahl an den PCC angeschlossen. Dabei speist nur eine Anlage am MV 1.1 in das Mittelspannungsnetz ein. Beim Netzszenario SZB2 wird ebenfalls nur der erste Strahl an die Sammelschiene des PCC angeschlossen. Allerdings sind nun beide Windgeneratoren am MV 1.1 und MV 1.2 aktiv. Netzszenario SZB3 betrachtet von der Topologie her bereits den vollständigen Windpark. Allerdings sind nur am zweiten Strahl WKAs an das Netz angeschlossen. Die Messpunkte entlang des ersten Strahls bleiben allerdings erhalten. Letztendlich wird der Windpark in den letzten beiden Szenarien vollständig betrachtet. Hier speisen nun im Regelbetrieb sechs WKA mit einer Wirkleistung von je 2,5 MW ein. Die Gesamtwirkleistung des Windparks beträgt demnach 15 MW. Beim SZB4 wird die potentielle, aber noch nicht vorhandene Neuanalage beim MV 1.3 weiterhin mit einem Kabel der Länge 2,3 km an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Beim letzten Betriebsfall SZB5 wird die Länge und damit auch die Impedanz der Leitung zum MV 1.3 deutlich erhöht. Damit soll untersucht werden, ob Veränderungen an der Beschaffenheit des Netzes sich aus den Spannungsspektren ermitteln lassen. Tab. 3-7 fasst die zuvor beschriebenen Charakteristika der Netzszenarien noch einmal anschaulich zusammen.

Tab. 3-7: Übersicht der Veränderungen beim Beispielnetz B

Netzszenario	Anzahl WKA Strang 1	Anzahl WKA Strang 2	Länge des Kabels 1.3 in km
SZB1	1	0	2,3
SZB2	2	0	2,3
SZB3	0	4	2,3
SZB4	2	4	2,3
SZB5	2	4	10

Es soll bei diesem Beispielnetz nun auch die Netzvorbelastung durch die eingespeisten Oberschwingungsströme der WKAs berücksichtigt werden. Ausgehend von der Netzvorbelastung lässt sich für gewisse Frequenzen die Netzimpedanz an den jeweiligen Einspeisepunkten der WKA schon relativ gut bestimmen. Dazu müssen lediglich die Spannung am Einspeisepunkt und der durch die WKA eingespeiste Strom im laufenden Betrieb gemessen werden. Zusätzlich wird die Spannung, die ohne Einspeisung der WKA am NVP anliegt, benötigt. Durch eine frequenzabhängige Auswertung der Messungen könnte die Netzimpedanz für die Frequenzen der eingespeisten Oberschwingungsströme berechnet werden. Nach Definition bestimmt die Netzimpedanz eben genau, wie groß die durch die eingespeisten Ströme hervorgerufene Spannungsänderung ausfällt. Dies ist allerdings nur für Frequenzen möglich, die auch durch die WKA in Form von harmonischen Strömen eingespeist werden und benötigt ein Ab-, bzw. Zuschalten der WKA, um die Messungen durchführen zu können. Dies wäre allerdings im normalen Netzbetrieb nicht wünschenswert und würde Flicker erzeugen. Dieses Prinzip der Impedanzbestimmung wird beispielsweise auch von Bahnen genutzt. [14],[15]

Es werden nun anhand von Netzimpedanzverläufen und der Netzvorbelastung die Netzszenarien detailliert betrachtet.

Netzszenario SZB1: Windpark mit erstem Strang, 1 WKA angeschlossen

Beim ersten Szenario wird der Windpark stark reduziert betrachtet. Es ist hierbei nur der erste Strang an den PCC angeschlossen. Dieser beinhaltet zum jetzigen Zeitpunkt allerdings auch nur die WKA WG 1.1, die bereits harmonische Oberschwingungsströme in

das Netz einspeist. Es werden nun simulativ die Netzimpedanzverläufe entlang des Strahls bestimmt und in Abb. 27 halblogarithmisch aufgetragen.

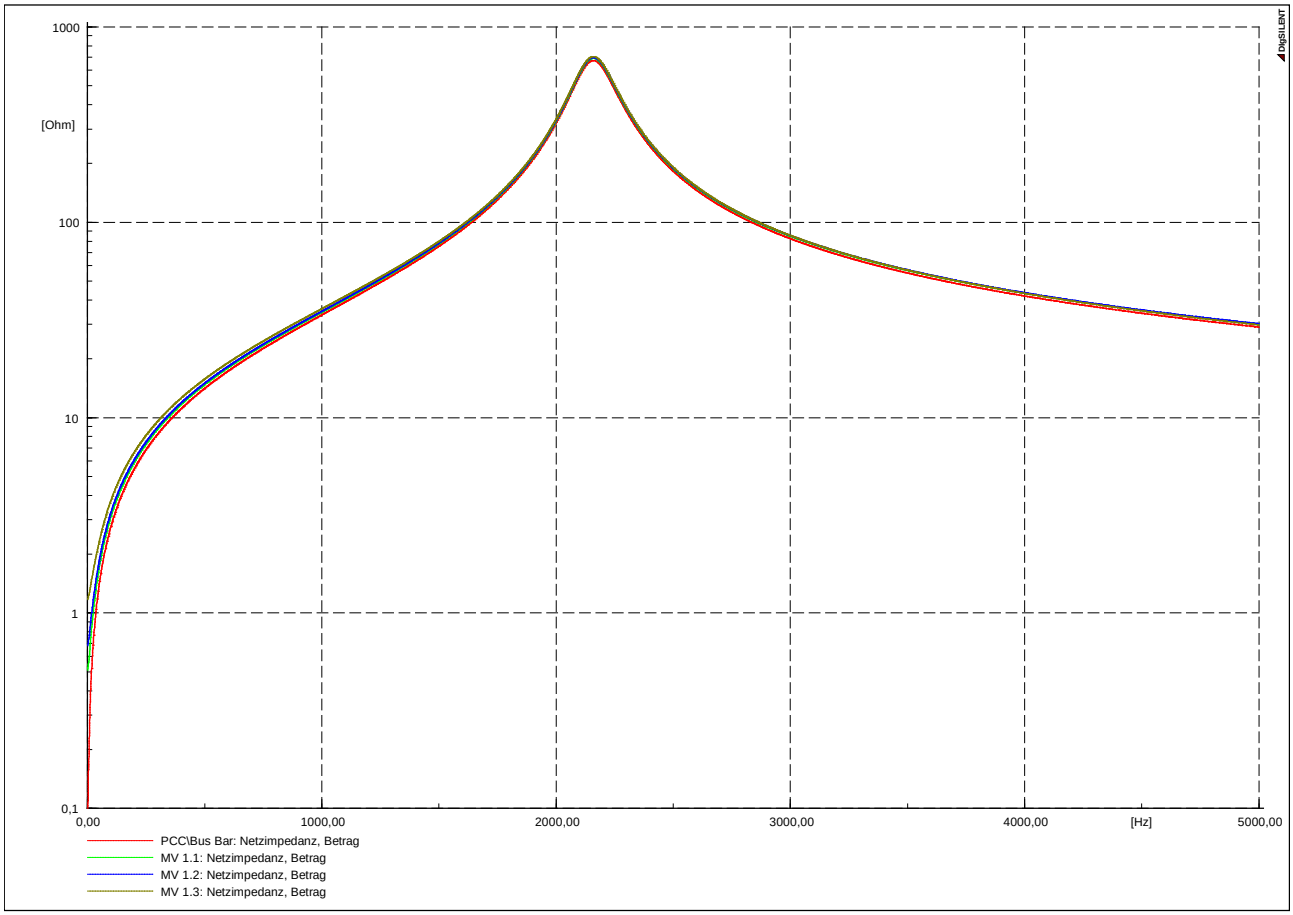


Abb. 27: Netzimpedanzverläufe beim SZB1

Es ist zu sehen, dass die Netzimpedanz an den vier Punkten über den gesamten Frequenzbereich sehr ähnlich verläuft. Dabei ist nur eine minimale Zunahme der Impedanz vom PCC zum MV 1.3 zu beobachten. Es kommt zur Ausprägung einer starken Parallelresonanzstelle bei 2,16 kHz, die auf das Zusammenwirken der Leitungsinduktivitäten und -kapazitäten zurückzuführen ist. Zusätzlich ist die Netzvorbelastung von Interesse. Diese ist bei dem betrachteten Szenario am geringsten, da nur eine WKA Oberschwingungs-

ströme einspeist. Die Oberschwingungsspannungen, die bereits vor Eintritt des Fehlerereignisses im Netz existent sind, wurden simulativ ermittelt und werden in Abb. 28 veranschaulicht.

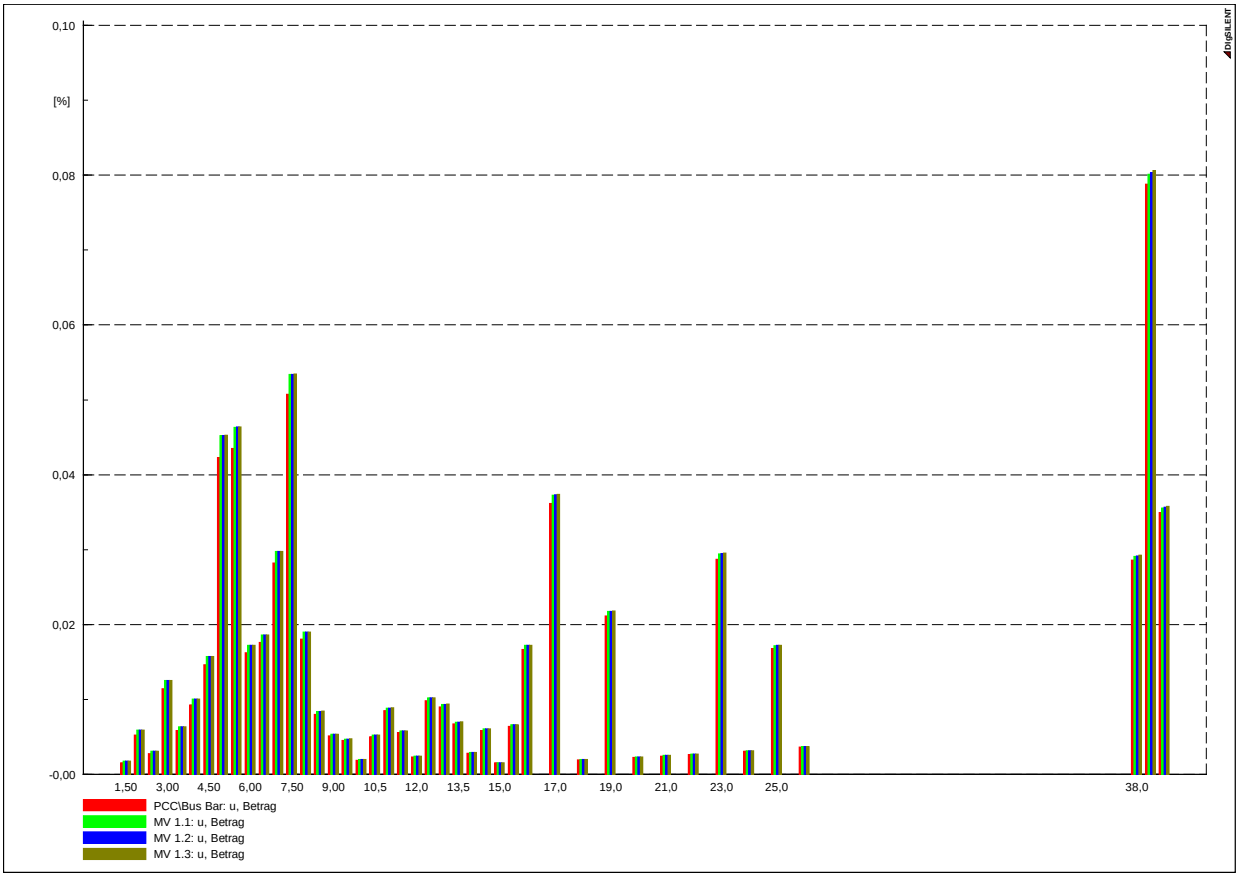


Abb. 28: Netzvorbelastung beim SZB1

Dabei fällt auf, dass die 38. Harmonische am stärksten auftritt, obwohl der eingespeiste Oberschwingungsstrom hier verhältnismäßig klein ist. Dies liegt daran, dass der Strom hier mit einer Frequenz von 1,9 kHz schon sehr nahe der Parallelresonanzstelle liegt und somit die stärkste Rückwirkung hervorruft. Zusätzlich lässt sich feststellen, dass die Oberschwingungsspannungsbelastung am PCC im Vergleich zu den anderen Orten geringer ist. Daher soll hier anhand der Oberschwingungsspannungen schon eine erste Untersuchung des Ausbreitungsverhaltens des Netzes untersucht werden. Die Netzvorbelastung lässt sich an verschiedenen Messpunkten, wie oben dargestellt, simulativ bestimmen. Nun können die simulierten Spektren am PCC, MV 1.1 und MV 1.2 zum Spektrum am MV 1.3 ins Verhältnis gesetzt werden, um zu untersuchen, wie sich die Ausbreitung vom MV 1.3 zu den anderen Punkten entlang des ersten Strahls verhält. Es ergibt sich ein Ausbreitungsfaktor k, der für das erste Szenario in Abb. 29 abgebildet ist. Dabei nimmt der Ausbreitungsfaktor zum MV 1.1 und MV 1.2 einen mit zunehmender Frequenz leicht abwärts gekrümmten Verlauf an. Der Faktor bei der Ausbreitung vom MV 1.3 zum MV 1.1 liegt beim Vergleich dieser beiden Ausbreitungsfaktoren etwas unterhalb des anderen Faktors, da die zusätzliche Impedanz des Kabels 1.2 berücksichtigt werden muss.

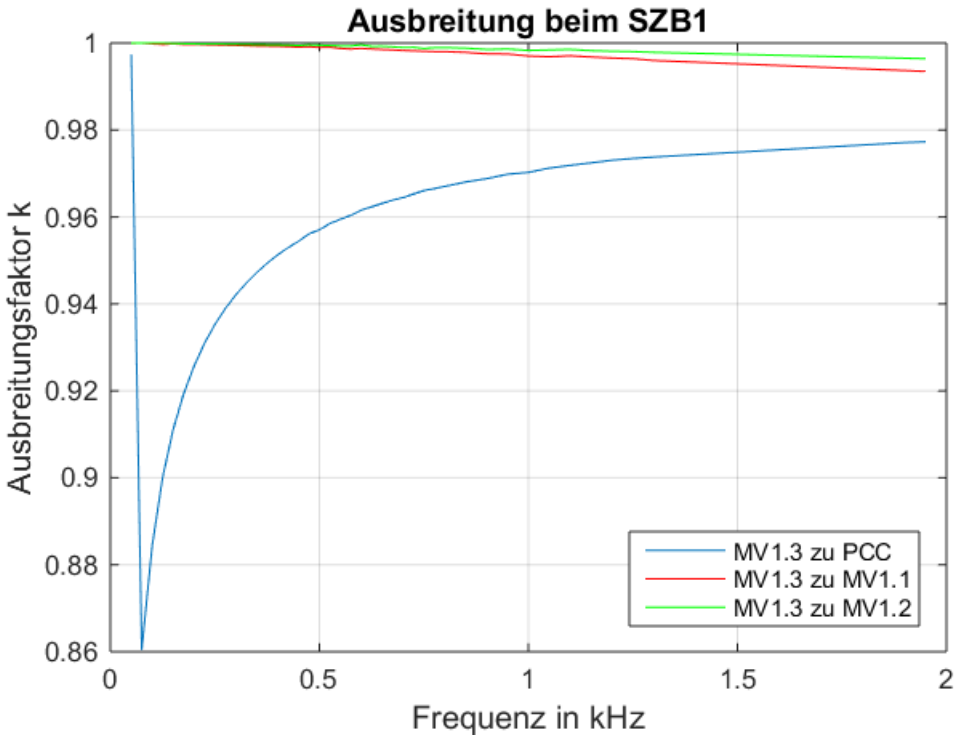


Abb. 29: Ausbreitung der Netzvorbelastung beim SZB1

Die blaue Kurve, die die Ausbreitung vom MV 1.3 zum PCC beschreibt, ist ebenfalls gekrümmt, steigt aber mit zunehmender Frequenz an. Es ist anzumerken, dass hier zwar kontinuierliche Verläufe dargestellt sind, die allerdings durch Interpolation entstanden sind. Diese beruht auf den Verhältnissen der diskret auftretenden Oberschwingungsspannungsspektren.

Netzszenario SZB2: Windpark mit erstem Strang, 2 WKA angeschlossen

Das Beispielnetz B bleibt bei diesem Netzszenario von der Topologie gegenüber des vorherigen Szenarios unverändert. Es speist nun lediglich eine zweite Anlage in das Mittelspannungsnetz ein. Diese WKA befindet sich am MV 1.2. Da der Innenwiderstand der Erzeugungsanlage aufgrund des Umrichters sehr groß ist, verändert sich die Netzimpedanz durch die zusätzliche WKA nur äußerst gering. Die Parallelresonanzstelle befindet sich wie zuvor bei etwa 2,16 kHz und fällt nur minimal kleiner aus. Dabei sinkt der Wert bei der Resonanzstelle bei allen vier Punkten um etwa 11 Ω, was aber bei einem absoluten Wert von etwa 700 Ω keinen entscheidenden Effekt haben wird. Da sich die Netzimpedanzverläufe nur äußerst gering zum ersten Szenario verändern und somit bereits annähernd mit Abb. 27 beschrieben werden können, wird auf eine Darstellung der Verläufe bei diesem Szenario verzichtet. Allerdings wird aufgrund des zusätzlichen Einspeisers die Netzvorbelastung entscheidend verändert. Da der Windgenerator WG 1.2 ebenfalls Oberschwingungsströme in das Netz einkoppelt, wird die Vorbelastung des Netzes mit Oberschwingungsspannungen ansteigen. Dies kann mithilfe von Abb. 30 nachvollzogen werden.

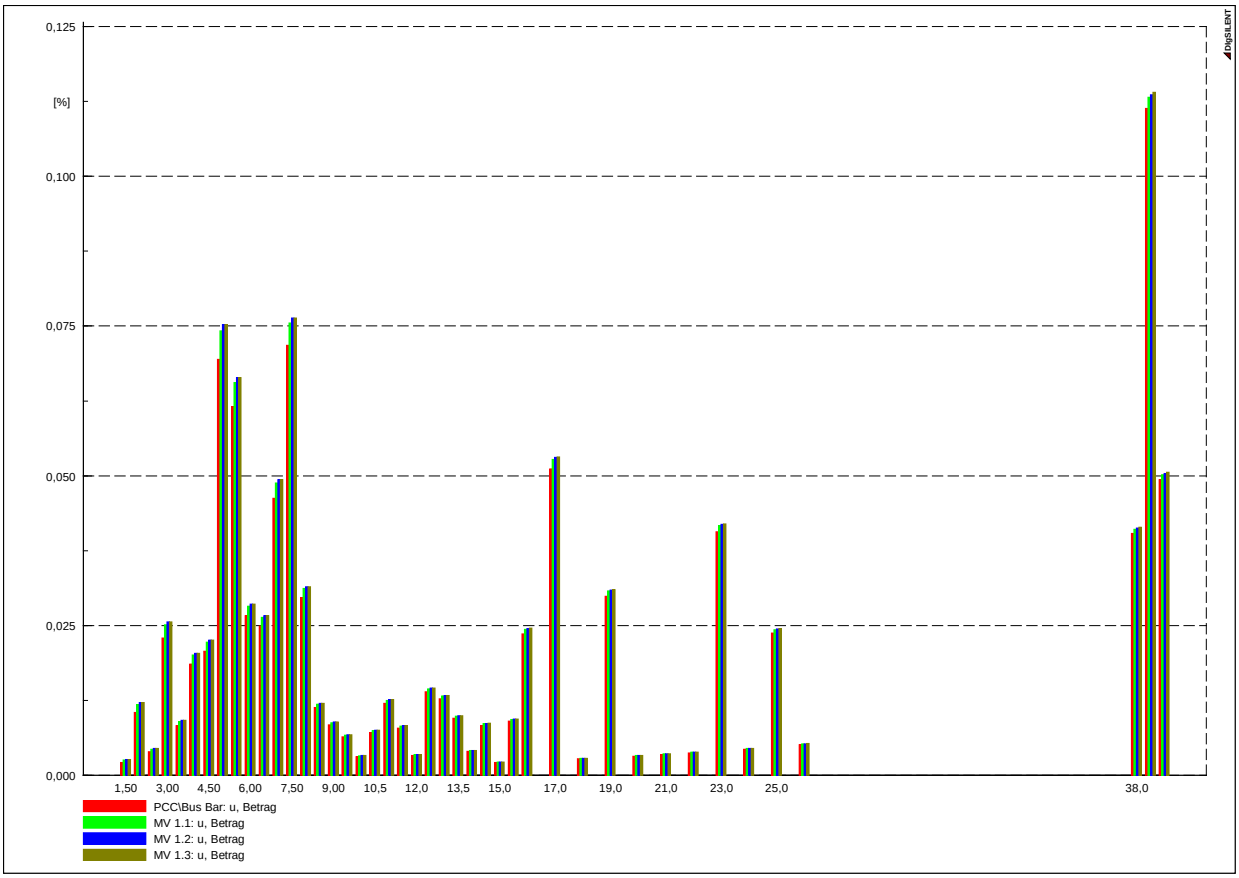


Abb. 30: Netzvorbelastung beim SZB2

Auch hier wird anhand der Oberschwingungsspannung bereits versucht, die Ausbreitung in diesem Mittelspannungsnetz anhand von Verhältnissen zu erfassen. Äquivalent zu Abb. 29 zeigt Abb. 31 die Ausbreitung der frequenzbehafteten Vorbelastung beim SZB2.

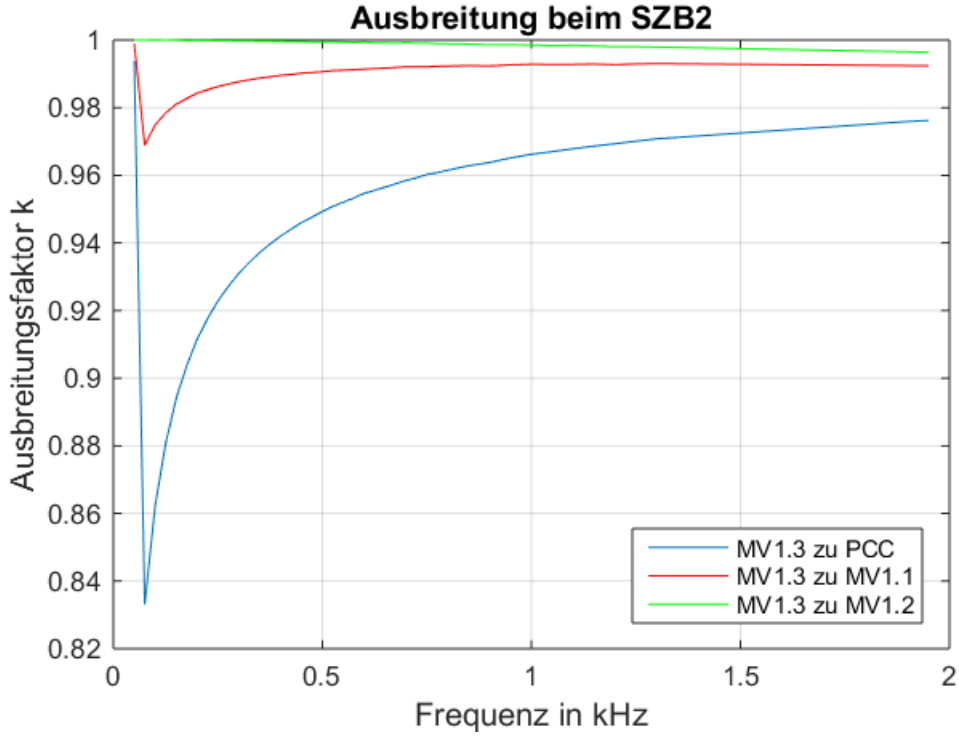


Abb. 31: Ausbreitung der Netzvorbelastung beim SZB2

Der Verlauf des Ausbreitungsfaktors vom MV 1.3 zum MV 1.2 ist dabei identisch mit dem ersten Szenario. Der Faktor, der die Ausbreitung zum PCC beschreibt, ist qualitativ ebenfalls gleich, nimmt allerdings hier nun tiefere Werte an. Die rote Kurve charakterisiert die Ausbreitung vom MV 1.3 zum MV 1.1. Dieser Verlauf unterscheidet sich grundlegend vom ersten SZB1. Der qualitative Verlauf entspricht der blauen Kurve. Die Gemeinsamkeit dieser Kurven ist, dass sie Fälle beschreiben, wo sich zwischen den betrachteten Punkten WKAs befinden, die Oberschwingungsströme einspeisen. Dies ist auch der elementare Unterschied zur grünen Kurve.

Netzszenario SZB3: Windpark mit zweitem Strang, 4 WKA angeschlossen

Die beiden Anlagen beim MV 1.1 und MV 1.2 sind nun wieder vom Netz getrennt. Dafür wird hier ein zweiter Strahl an den PCC angeschlossen, der insgesamt vier baugleiche WKAs beinhaltet. Es befinden sich allerdings somit keine WKAs mehr zwischen dem PCC und dem betrachteten Anschlusspunkt MV 1.3. Durch den zusätzlichen Strang verändern sich die Netzimpedanzverläufe, wie in Abb. 32 dargestellt.

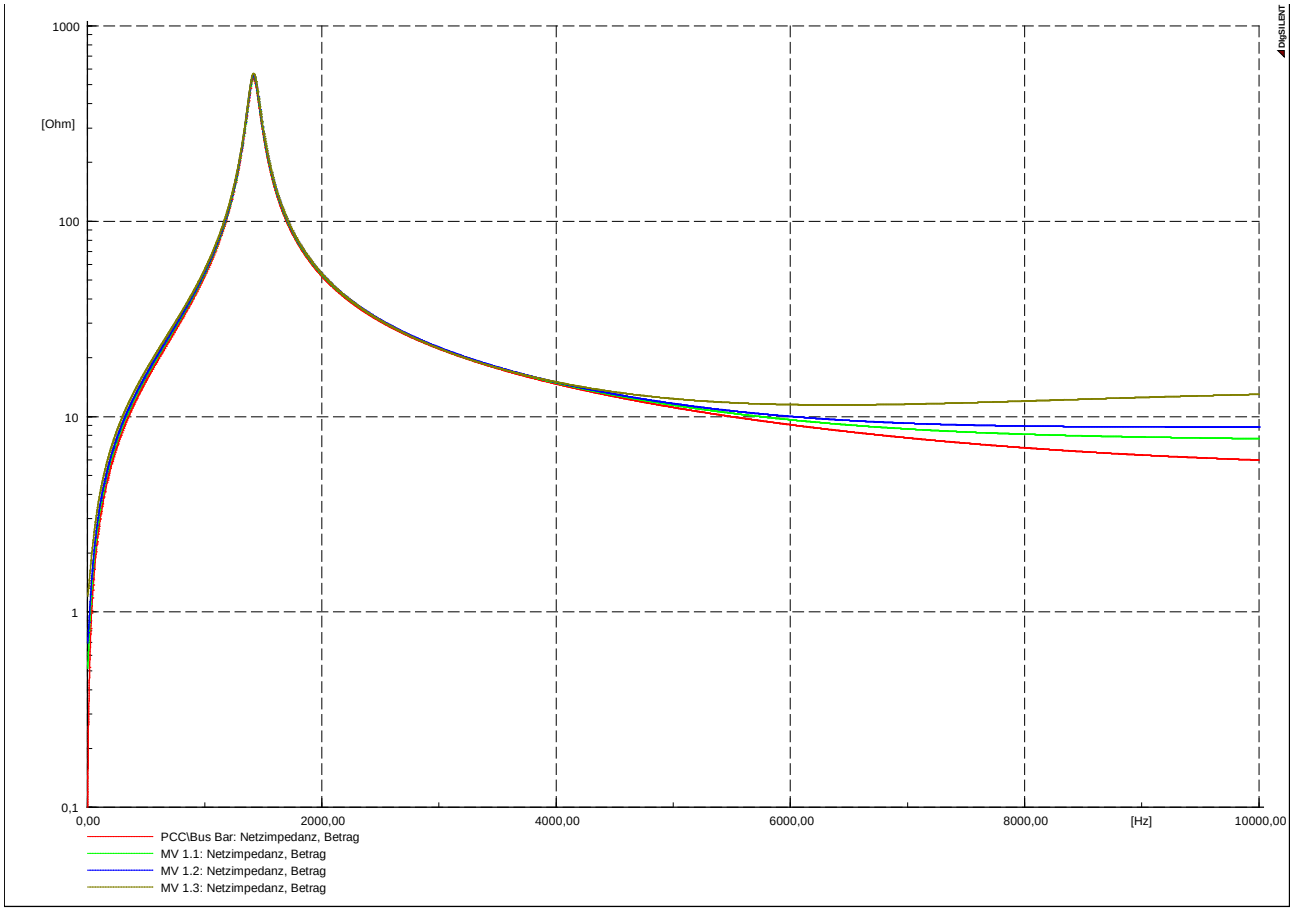


Abb. 32: Netzimpedanzverläufe beim SZB3

Es lassen sich grundlegend zwei Veränderungen gegenüber SZB1 und SZB2 feststellen. Die zusätzlichen Leitungsinduktivtäten und -kapazitäten haben eine Verschiebung der Parallelresonanzstelle zur Folge. Diese liegt nun bei etwa 1,4 kHz und damit bei einer deutlich kleineren Frequenz. Zusätzlich lässt sich erkennen, dass zum Ende des Frequenzbereiches sich die Netzimpedanz an den betrachteten Punkten voneinander ab-

weichen. Dies spricht für ein Vorhandensein von zumindest einer weiteren Parallelresonanzstelle, die im höherfrequenten Bereich liegt. Im Anhang A3: befindet sich Abb. 75, die diese Vermutung bestätigt. Es lässt sich auch erneut die Netzvorbelastung entlang des ersten Strahls bestimmen. Diese kann für die vier Orte in Abb. 33 eingesehen werden.

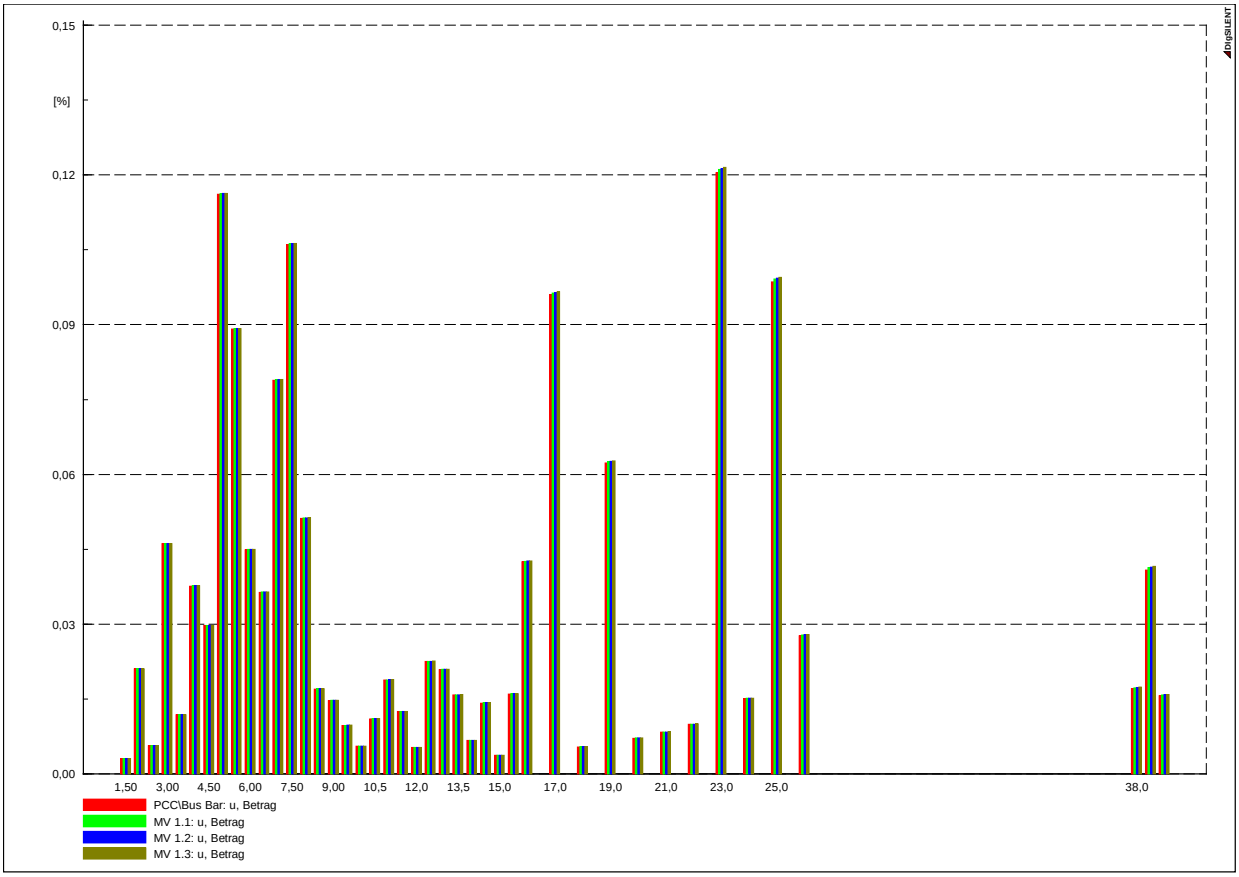


Abb. 33: Netzvorbelastung beim SZB3

Die 38. Harmonische tritt aufgrund der Verschiebung der Resonanzstelle hierbei nicht mehr so stark auf, wie es beim SZB1 und SZB2 noch der Fall gewesen ist. Es werden keine Oberschwingungsströme bei der Resonanzfrequenz eingespeist. Die größten Netzrückwirkungen verursachen hierbei die fünfte Harmonische, die vergleichsweise stark eingespeist wird, sowie die 23. und 25. Harmonische, die Aufgrund der Resonanzstelle hohe Oberschwingungsspannungen erzeugt. Auch hier wird anhand der Vorbelastung das Ausbreitungsverhalten des Netzes untersucht. Die Ausbreitungsfaktoren, welche die Ausbreitung der harmonischen Spannungen vom MV 1.3 zu den drei anderen Orten beschreiben, werden in Abb. 34 betrachtet. Dabei ist ein streng fallender Verlauf der drei Kurven festzustellen. Die rote und die grüne Kurve unterscheiden sich nicht von dem jeweiligen Verlauf aus dem Szenario SZB1. Auch die blaue Kurve hat nun einen qualitativ

ähnlichen Verlauf, da sich keine Erzeugungsanlagen mit Oberschwingungsstromeinspeisung zwischen dem PCC und MV 1.3 befinden.

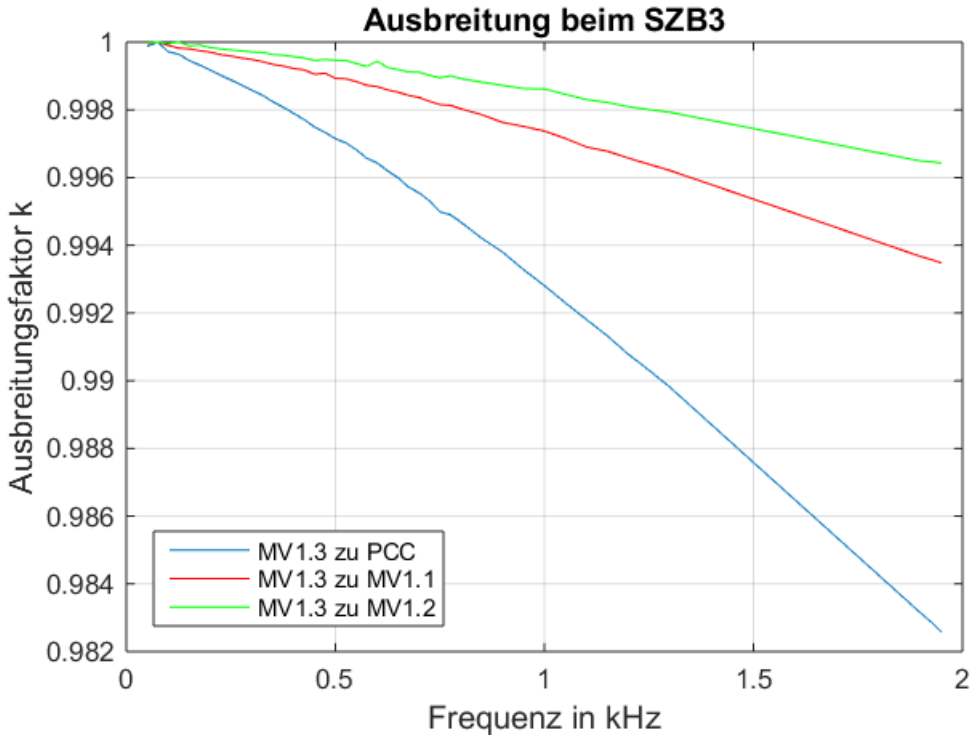


Abb. 34: Ausbreitung der Netzvorbelastung beim SZB3

Netzszenario SZB4: vollständiger Windpark, 6 WKA angeschlossen, Kabel 1.3 kurz

Nun werden zusätzlich auch wieder die Anlagen beim MV 1.1 und MV 1.2 an den Windpark angeschlossen. Der Windpark ist demnach jetzt vollständig und besitzt eine Einspeiseleistung von 15 MW, die über den Umspanner in das Hochspannungsnetz abgegeben wird. Durch die zusätzlichen WKA gegenüber SZB3 ändert sich die frequenzabhängige Netzimpedanz nur äußerst gering. Qualitativ sind sogar keine Unterschiede feststellbar. Aufgrund der großen Ähnlichkeit zu Abb. 32 wird auf eine erneute Darstellung der Netzimpedanzverläufe für dieses Szenario verzichtet. Interessanter sind an dieser Stelle die Netzvorbelastungen, die durch die beiden zusätzlichen Anlagen natürlich deutlich erhöht wird. Diese ist für die verschiedenen Orte entlang des ersten Strahls in Abb. 35 abgebildet.

Insgesamt ist festzuhalten, dass das Spektrum deutlich größer ausfällt als beim SZB3 mit nur vier Erzeugungsanlagen. Die fünfte Oberschwingung ist hier nun am stärksten vertreten, da diese von den WKAs auch am stärksten eingespeist wird. Aufgrund der Resonanzstelle der Netzimpedanz sind die 23. und 25. Harmonische weiterhin stark ausgeprägt, aber im Verhältnis zur Fünften etwas schwächer als zuvor. Die bestimmten Ausbreitungsfaktoren sind in Abb. 36 zu sehen und ähneln den beim SZB2 bestimmten Verläufen.

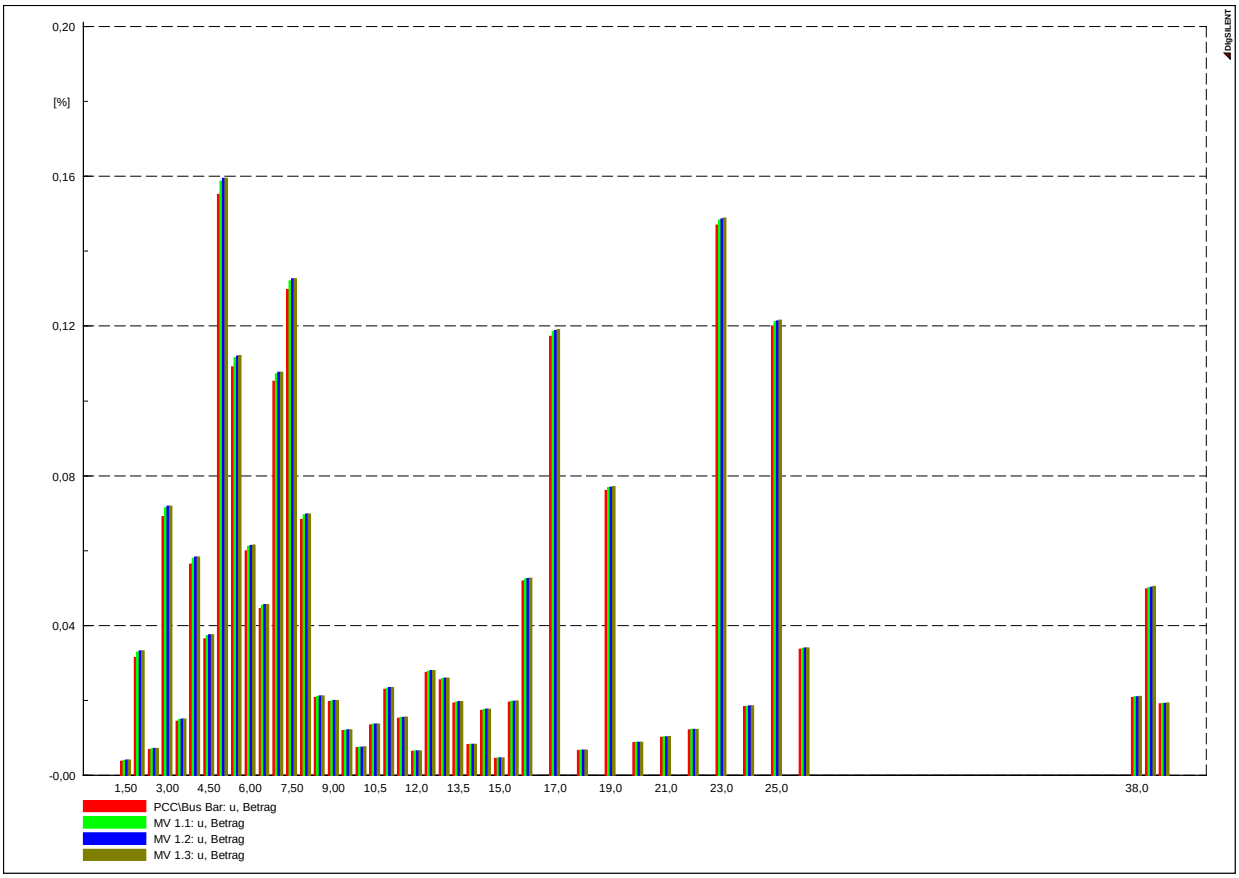


Abb. 35: Netzvorbelastung beim SZB4

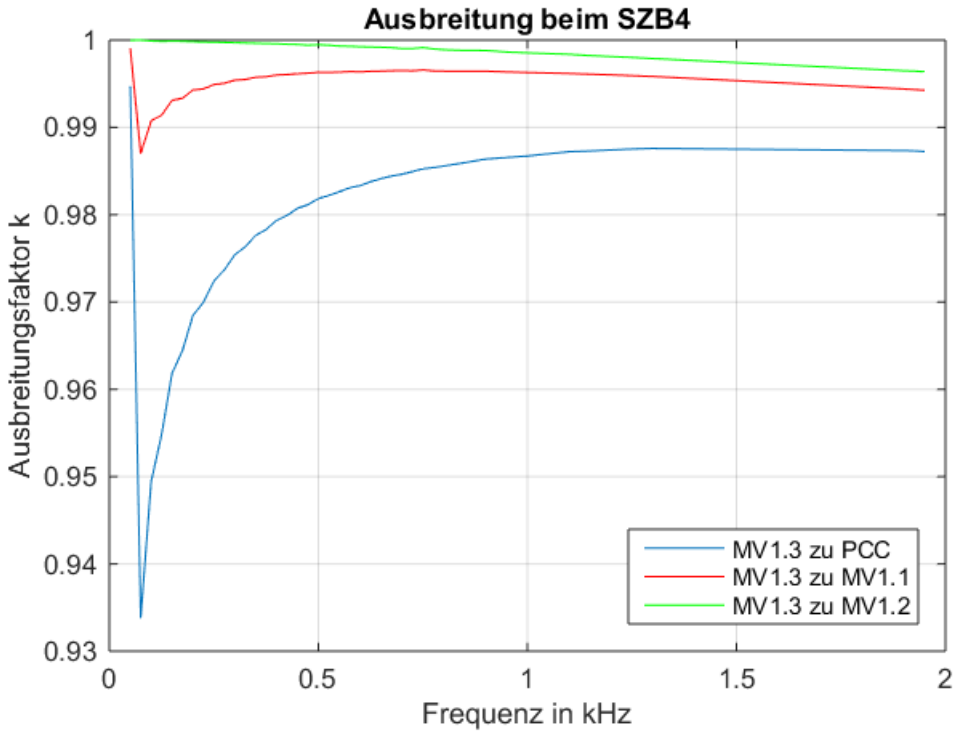


Abb. 36: Ausbreitung der Netzvorbelastung beim SZB4

Die Ausbreitung zum MV 1.2 ist dabei sogar identisch zu den bereits betrachteten Fällen. Bei der Ausbreitung zum PCC, bzw. zum MV 1.1 lassen sich dagegen entscheidende Unterschiede gegenüber SZB2 ausmachen. Zum einen verlaufen die Kurven im betrachteten Frequenzbereich oberhalb der beim SZB2 berechneten Verläufe. Zum anderen ist hier zu erkennen, dass für höhere Frequenzen ab etwa 1,4 kHz die Ausbreitungsfaktoren wieder beginnen, abzufallen. Beim SZB2 bleiben die Faktoren im gesamten Frequenzbereich ab 750 Hz streng monoton steigend. Es scheint hierbei eine Kombination der Szenarien SZB2 und SZB3 vorzuliegen.

Netzszenario SZB5: vollständiger Windpark, 6 WKA angeschlossen, Kabel 1.3 lang

Beim letzten Szenario wird erneut nur eine Veränderung gegenüber des vorherigen Szenarios vorgenommen. Bisher wurde die Beschaffenheit des ersten Strahls, an dem die simulierten Messungen durchgeführt wurden, nicht verändert. Nun soll allerdings dieser abgeändert werden, um zu untersuchen, ob sich dadurch die simulierten Spektren ändern. Dazu wird die Länge des Kabels 1.3 von 2,3 km auf 10 km erhöht. Dadurch verändern sich ebenfalls die Werte der Leitungsimpedanz und somit auch der Netzimpedanz. Wie in Abb. 37 gesehen werden kann, ändern sich die Netzimpedanzverläufe geringfügig.

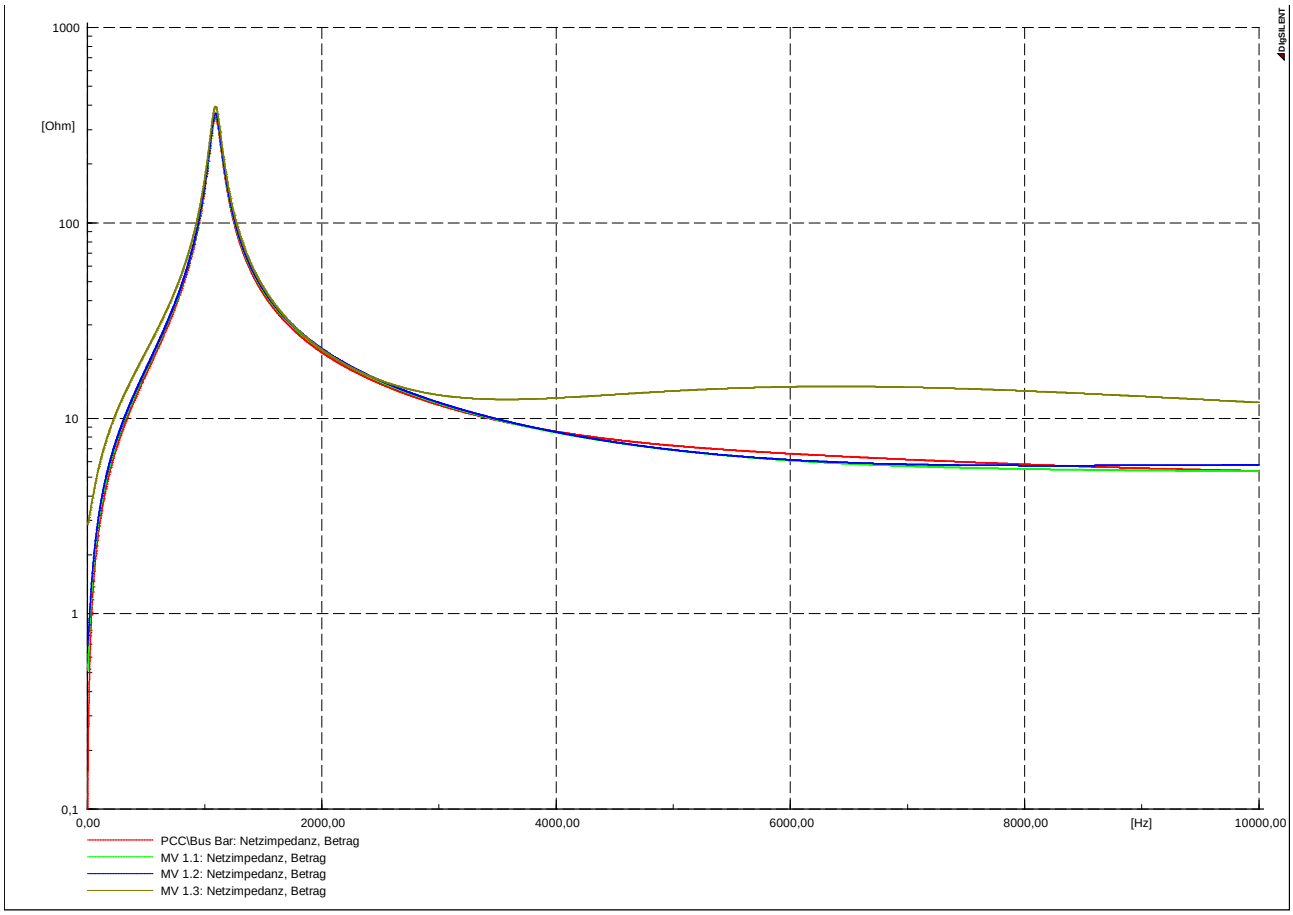


Abb. 37: Netzimpedanzverläufe beim SZB5

Es kommt zu einer Verschiebung der Parallelresonanzstelle zu knapp 1,1 kHz. Die größte Veränderung der Netzimpedanz tritt am MV 1.3 auf. Auf die anderen Anschlusspunkte ist der Einfluss der geänderten Kabellänge nicht ganz so stark, da aufgrund der großen Innenimpedanz der Umrichter, bzw. zum jetzigen Zeitpunkt der nicht angeschlossenen

WKA am MV 1.3, das geänderte Kabel 1.3 ins Leere läuft. Somit wird die Netzimpedanz vorrangig von den Elementen bestimmt, die auf direktem Weg zum speisenden Hochspannungsnetz liegen. Bei Betrachtung der Netzvorbelastung fällt auf, dass nun die Oberschwingungsspannungen der 23. Ordnung besonders stark auftreten. Dies kann anhand von Abb. 38 nachvollzogen werden.

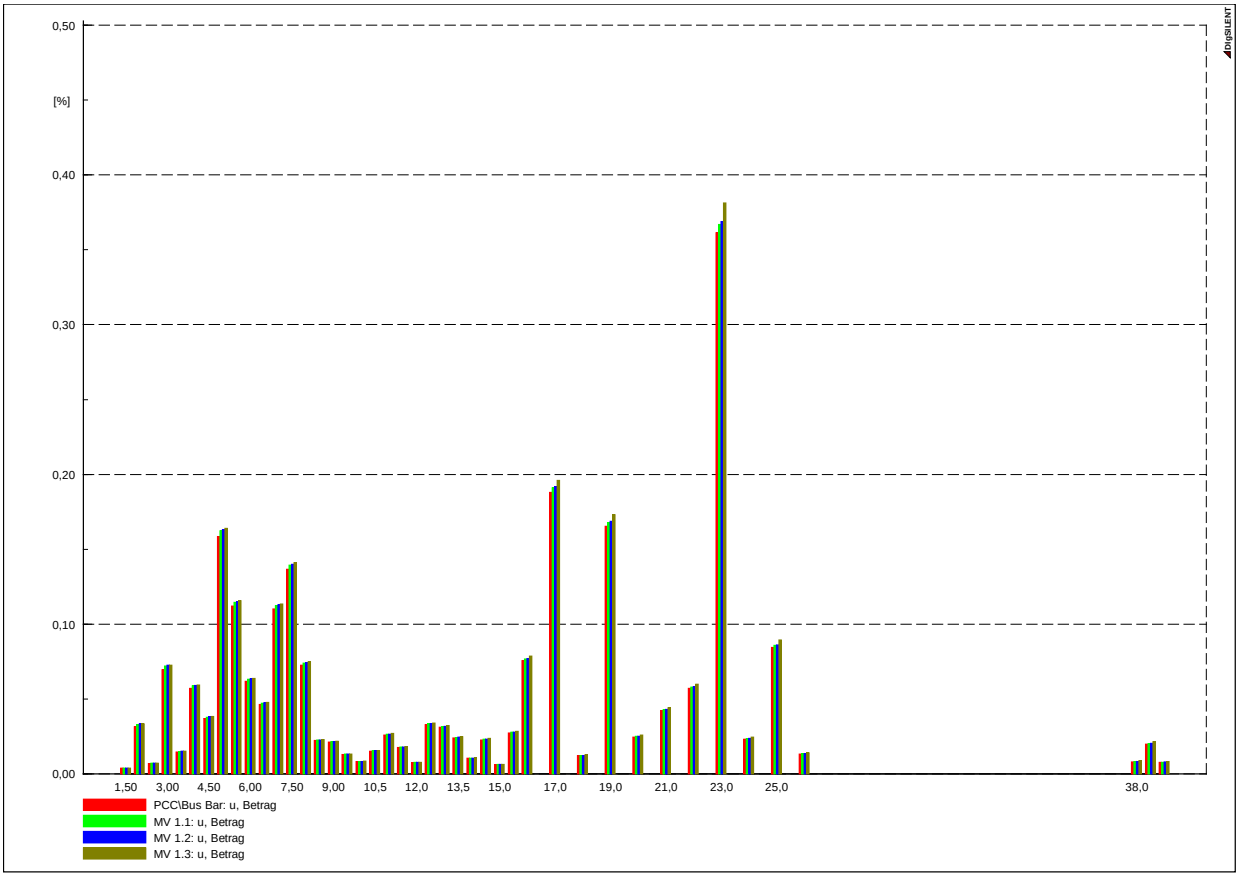


Abb. 38: Netzvorbelastung beim SZB5

Die Resonanzstelle liegt bei diesem Szenario etwa bei der 22. Harmonischen, daher erzeugen die in diesem Frequenzbereich eingespeisten Oberschwingungsströme große Rückwirkungen. Die 22. harmonische Oberschwingungsspannung ist selbst, ist gegenüber den anderen Szenarien stark verstärkt, tritt allerdings vergleichsweise gering in Erscheinung. Dies liegt darin begründet, dass der Strom dieser Ordnung auch nur sehr gering durch die WKA eingespeist wird. Die 23. Harmonische wird dagegen vergleichsweise stark eingespeist und befindet sich sehr nahe der Resonanzstelle. Dementsprechend sind die hohen Oberschwingungsspannungen bei dieser Frequenz zu erklären. Der Ausbreitungsfaktor, der für dieses Szenario Abb. 39 entnommen werden kann, unterscheidet sich hier vom qualitativen Verlauf kaum vom SZB4.

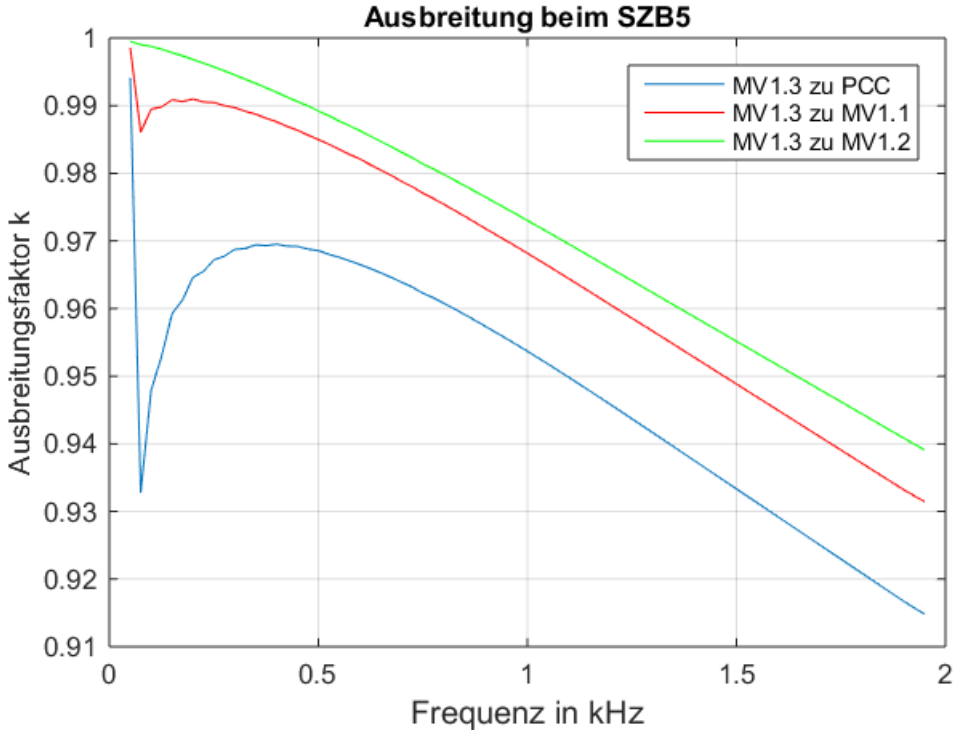


Abb. 39: Ausbreitung der Netzvorbelastung beim SZB5

Jedoch kommt es hier bereits bei deutlich geringeren Frequenzen zum Abfallen der Kurven. Die Steigung des abfallenden Bereiches ist nun gegenüber des Betriebsfalls SZB4 auch deutlich höher.

Letztendlich bleibt bei allen Netzszenarien festzuhalten, dass die Ausbreitung zwischen dem neuen Anschlusspunkt MV 1.3 und den anderen Punkten entlang des ersten Strahls davon abhängt, ob Erzeugungsanlagen mit Oberschwingungsstromeinspeisung sich dazwischen befinden. Ist dies der Fall, so steigt der Ausbreitungsfaktor zumindest im unteren Frequenzbereich ab 750 Hz an. Speisen weitere Anlagen an einem anderen Strang ein, so fällt der Ausbreitungsfaktor für höhere Frequenzen ab. Liegen zwischen den beiden betrachteten Punkten keine Anlagen, so besitzt der Ausbreitungsfaktor über den gesamten Frequenzbereich einen abfallenden Charakter. Zusätzlich ist der Verlauf der bestimmten Ausbreitungsfaktoren stark abhängig von der Netzbeschaffenheit und der Höhe der eingespeisten Oberschwingungsströme.

3.2 Frequenzeigenschaften des Fehlerereignis

Wie eingangs bereits geschildert wurde, wird in dieser Arbeit einmalig mittels einer EMT-Simulation in PowerFactory die Frequenzeigenschaft eines Spannungseinbruchs ermittelt und im Folgenden als Anregungssignal verwendet. Dazu werden hochspannungsnetzseitig harmonische und zwischenharmonische Oberschwingungsspannungen entsprechend des Frequenzspektrums des Spannungseinbruches eingeprägt und deren Ausbreitung im Netz mithilfe von Oberschwingungslastfluss-Simulationen untersucht. In diesem Abschnitt werden nun Untersuchungen zu den im Fehlerereignis enthaltenen Signalanteilen angestellt.

Im Kapitel 2.4 wurde ein Überblick über Fehlerereignisse geschaffen, die in Energieversorgungsnetzen und speziell in Hochspannungsnetzen auftreten können. Da bisher ausschließlich symmetrische Netze betrachtet wurden und auch im Folgenden eine symmetrische Betrachtung erfolgen soll, muss auch das Fehlerereignis eine symmetrische Charakteristik aufweisen. Daher werden an dieser Stelle unsymmetrische Fehler, wie einpolige Erdschlüsse oder zweiphasige Erd- oder Kurzschlüsse, ausgeschlossen. Der dreiphasige Kurzschluss stellt dagegen ein symmetrisches Fehlerereignis dar. Dieser führt dazu, dass es bei allen drei Phasen gleichermaßen zum Spannungseinbruch kommt. Aufgrund der Symmetrie ist eine einphasige Betrachtung zulässig und ausreichend.

Es wird nun bei den Beispielnetzen in PowerFactory ein dreiphasiges Kurzschlussereignis an der Hochspannungssammelschiene definiert. Ein rein ohmscher Kurzschlusswiderstand der Größe R_K = 3 Ω schließt dabei die drei Phasen gegeneinander kurz. Dies führt an der Oberspannungsseite des speisenden Umspanntransformators zu einem Spannungseinbruch von etwas über 70 % der Nennspannung U_N. Nun soll auf Grundlage einer EMT-Simulation das Frequenzspektrum des Einbruchs bestimmt werden. Es wird dabei ausschließlich die Phasenspannung des Leiters L1 an der Hochspannungssammelschiene betrachtet. Das definierte Kurzschlussereignis tritt bei t = 0 s ein und erzeugt den in Abb. 40 dargestellten zeitlichen Verlauf. Die Phasenspannung des Leiters L1 hat hier gerade ihren Maximalwert.

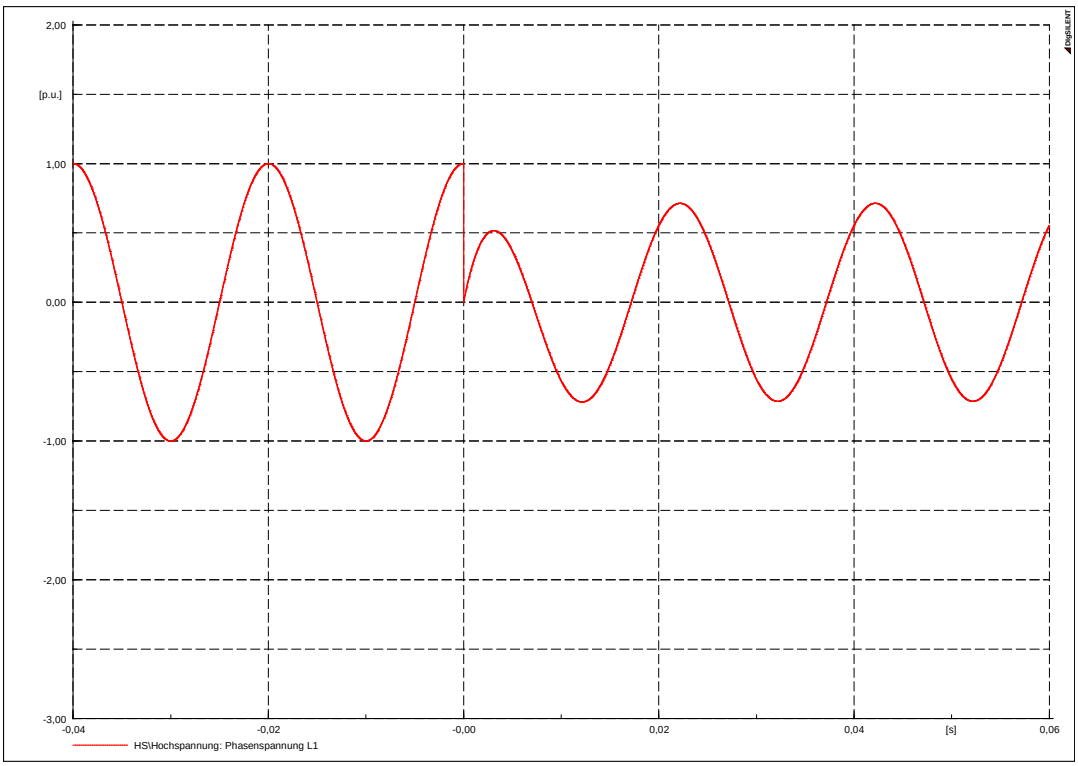


Abb. 40: zeitlicher Verlauf des Spannungseinbruchs des 3-phasigen Kurzschlusses

Die Simulation wird beginnend beim Zeitpunkt t = -0.5 s für eine Sekunde durchgeführt. Dabei wurde eine Simulationsschrittweite von 1 µs gewählt. Der zeitliche Verlauf der Phasenspannung wird nun exportiert und mithilfe der Berechnungssoftware Matlab weiter ausgewertet. Es soll nun das Frequenzspektrum bestimmt werden.

Wie in Abschnitt 2.6 bereits beschrieben wurde, muss eine Tiefpassfilterung des Zeitsignals erfolgen, um bei der anschließenden Fourier-Transformation das Auftreten von Aliasing zu verhindern. Dies geschieht in dieser Arbeit mit einem digitalen IIR-Filter achter Ordnung. Der Betragsfrequenzgang des verwendeten Filters ist in Abb. 41 zu sehen.

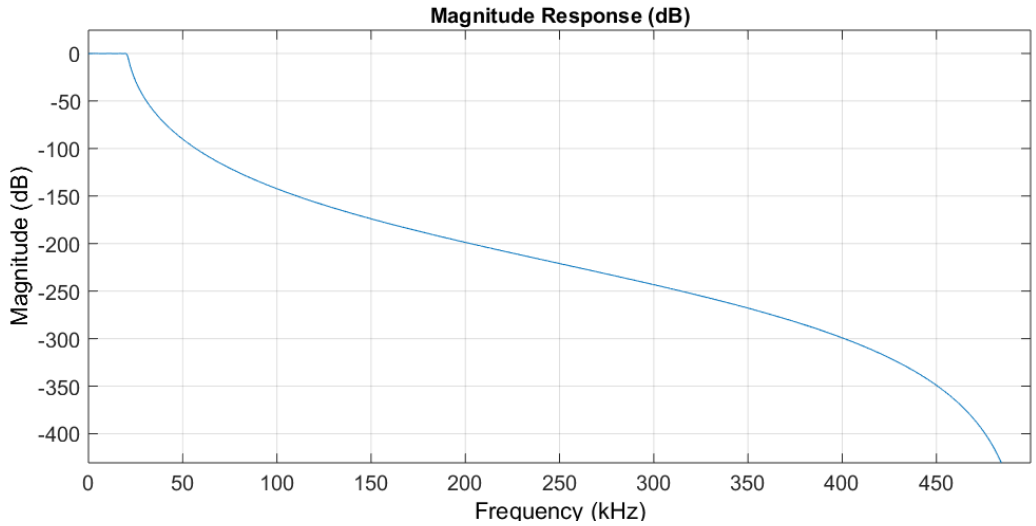


Abb. 41: Betragsfrequenzgang des Tiefpass-IIR-Filters 8.Ordnung

Die Grenzfrequenz des Filters wurde auf 20 kHz festgelegt. So passieren Frequenzanteile unterhalb von 10 kHz den Filter nahezu ungedämpft, hochfrequente Anteile, die Aliasing verursachen könnten, werden dagegen stark abgeschwächt. In Kapitel 2.6 wurde ebenfalls darauf hingewiesen, dass durch geeignete Wahl des Rechteckfensters oder durch eine spezielle Fensterung Leakage-Effekte vermieden werden müssen. Das Tiefpassgefilterte Zeitsignal wird mit einem Hamming-Fenster multipliziert. Dieses sorgt dafür, dass bei der periodischen Fortsetzung des ausgewählten Bereiches annähernd keine Sprünge im Signal auftreten, die das Frequenzspektrum verfälschen würden. Das gefensterte Zeitsignal kann Abb. 42 entnommen werden.

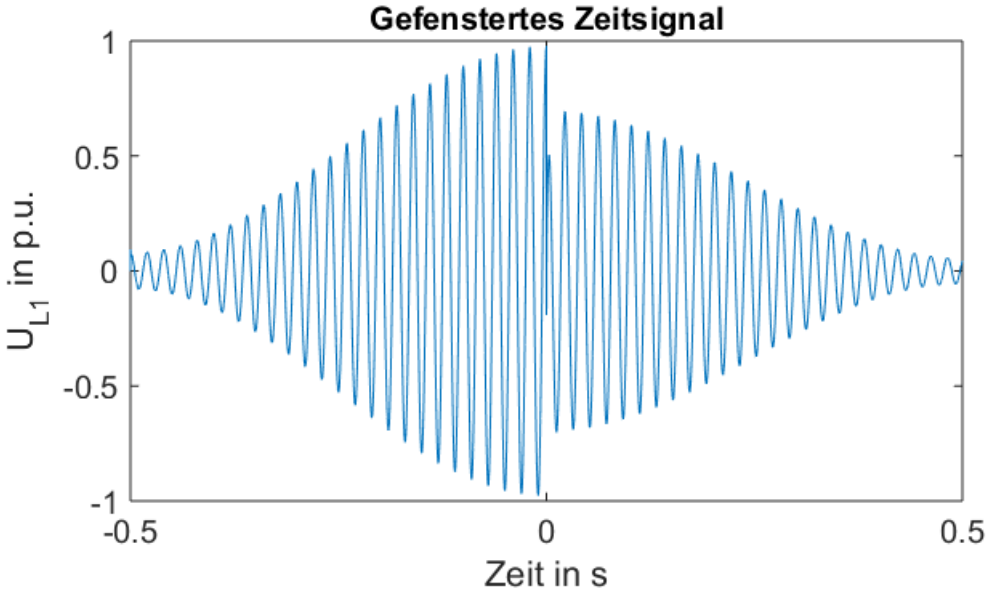


Abb. 42: Gefenstertes Zeitsignal der Phasenspannung

Es ist zu erkennen, dass die Amplitude am Anfang und am Ende des Fensters durch die Fensterung stark abgeschwächt ist. Dieses Signal wird nun Fourier-transformiert. Das sich daraus ergebende Frequenzspektrum wird in den nachfolgenden Betrachtungen als Anregungssignal für die durchgeführten Simulationen verwendet und ist in Abb. 43 zu sehen. Dabei werden nur Frequenzanteile dargestellt, die unterhalb von 1 % der Nennspannung U_N liegen.

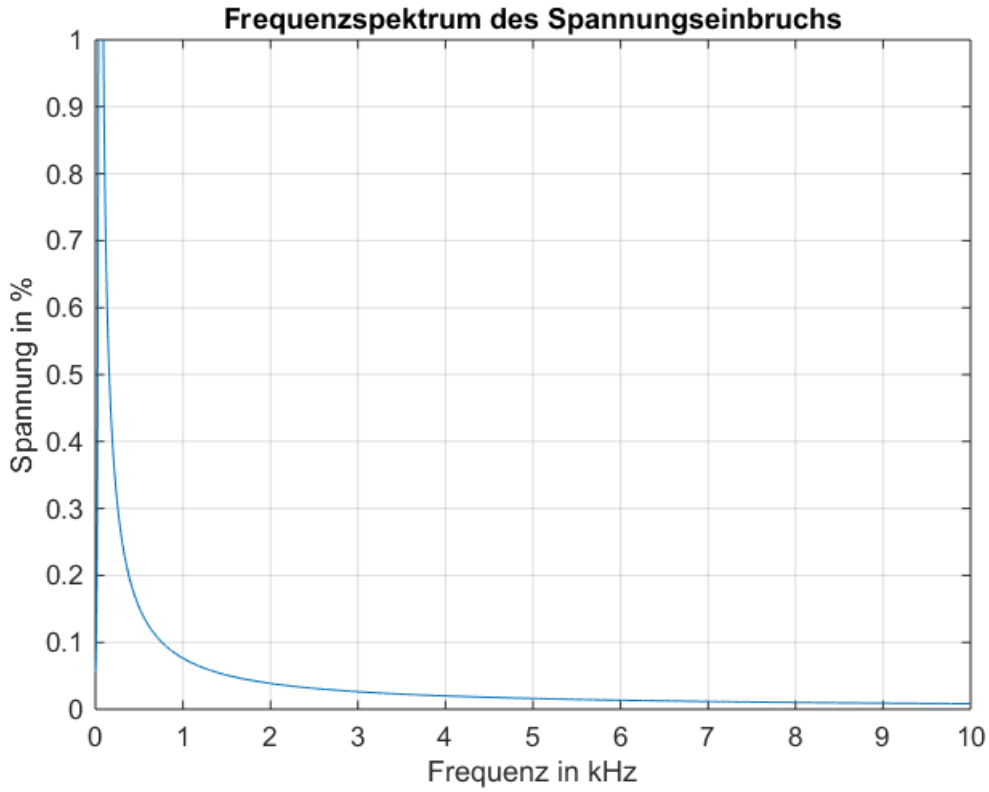


Abb. 43: Betragsfrequenzspektrum des 3-phasigen Kurzschlusses

Grundlegend ist das Frequenzspektrum einer Sprungfunktion zu sehen, die um 50 Hz verschoben ist. Im Zeitbereich erfolgt eine Multiplikation der Sprungfunktion mit der Phasenspannung. Dies entspricht im Frequenzbereich einer Faltung, d.h. das Frequenzspektrum der Sprungfunktion wird um die Grundfrequenz verschoben. Da noch geringe Leakage-Effekte zu erkennen sind, wird nur jeder zweite ermittelte Spannungswert für die nachfolgenden Simulationen verwendet. Letztendlich liegen nun für Frequenzen von 0 Hz bis 10 kHz mit einer Schrittweite von 2 Hz Spannungswerte vor, die nun hochspannungsseitig als Oberschwingungsspannungen eingeprägt werden können. Dabei ist allerdings die Betrachtung von subharmonischen Oberschwingungsspannungen nicht relevant und kann auch mittels Oberschwingungslastflussberechnungen in PowerFactory nicht durchgeführt werden. Daher werden nur die Oberschwingungsspannungen oberhalb von 50 Hz betrachtet.

Es wurde somit ein frequenzabhängiges Modell eines Spannungseinbruchs ermittelt, mit dem die nun die nachfolgenden Oberschwingungslastflussberechnungen durchgeführt werden können.

3.3 Vergleich der Vorgehensweise mit einem alternativen Verfahren

Wie eingangs in diesem Kapitel bereits beschrieben wurde, wird in dieser Arbeit die Untersuchung der Mittelspannungsnetze grundlegend mit Oberschwingungslastflussberechnungen durchgeführt. Es wurde einmalig mithilfe einer EMT-Simulation die Frequenzeigenschaften des hochspannungsseitigen EMT-Signals bestimmt und wird nun in Form einer Oberschwingungsspannungsquelle hochspannungsseitig an das Netz angelegt. Das bietet den Vorteil, dass die gesamten Betrachtungen im Frequenzbereich durchgeführt werden können und auf aufwendige Zeit-Frequenz-Transformationen weitestgehend verzichtet werden kann. Bei tatsächlichen Messungen muss allerdings der zeitliche Verlauf der Spannungen und Ströme gemessen und anschließend im Frequenzbereich ausgewertet werden. Dies entspricht der zeitlichen Simulation der Verläufe, wie es bei der EMT-Simulation stattfindet, und anschließender Ermittlung der Frequenzspektren. Es wird nun an dieser Stelle anhand eines anschaulichen Beispiels gezeigt, dass sich grundlegend bei dem hier angewandten Verfahren und einer alternativen Vorgehensweise mit EMT-Simulationen keine Unterschiede ergeben. Es kann sogar nachvollzogen werden, dass im Simulationsprogramm PowerFactory die hier vorgestellte Verfahrensweise Vorteile gegenüber der EMT-Simulation besitzt. Dazu wird das erste Netzszenario des Beispielnetzes A betrachtet und für dieses die Impedanz des Mittelspannungsnetzes inklusive des Umspanntransformators durch Simulation der Zeitsignale und durch Simulation der Frequenzspektren mittels Oberschwingungslastflussberechnung durchgeführt. Es wird die hochspannungsseitig am Umspanntransformator anliegende Spannung und der in die Oberseite des Umspanntransformators fließende Strom simulativ berechnet und mittels des ohmschen Gesetzes die Impedanz der nachfolgenden Strukturen bestimmt. Zusätzlich wird mit der Oberschwingungslastflussberechnung die betrachtete Impedanz direkt in PowerFactory bestimmt. Es ergeben sich die in Abb. 44 dargestellten Verläufe.

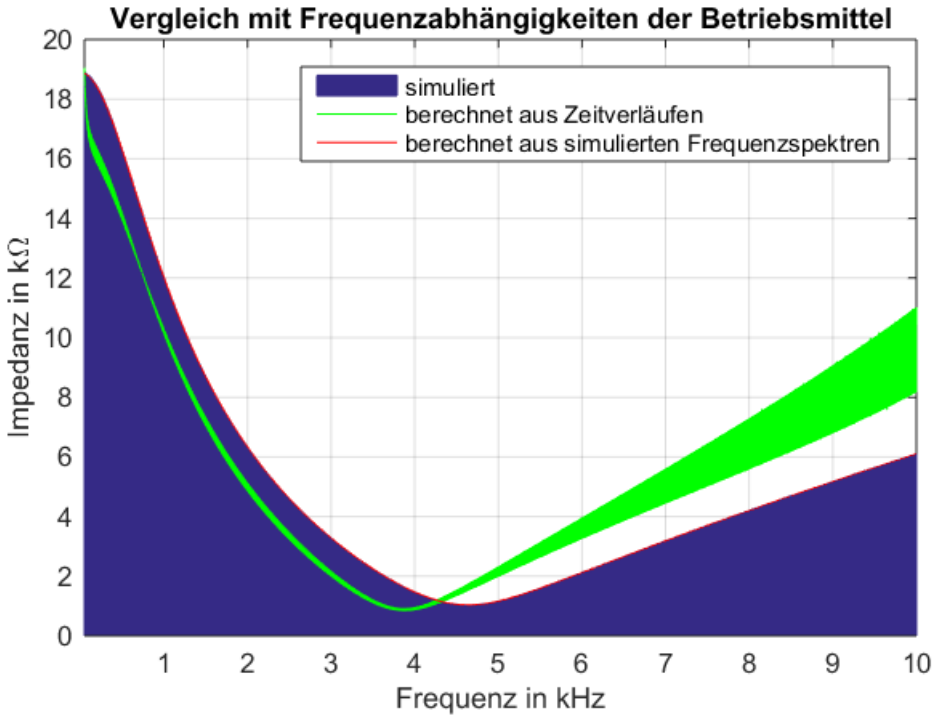


Abb. 44: Vergleich der Verfahrensweisen

Dabei ist zu erkennen, dass prinzipiell alle drei Verläufe ähnlich sind. Zwischen der direkt simulierten und aus der mit den simulierten Frequenzverläufen berechneten, frequenzabhängigen Impedanz sind keine Unterschiede vorhanden. Es kann weiterhin festgestellt werden, dass der aus den zeitlichen Werten ermittelte Verlauf bei größeren Impedanzen teils stark von Rauschen überlagert ist. Das ist darauf zurückzuführen, dass hierbei der fließende Strom sehr kleine Werte annimmt und durch die Frequenztransformation entstehende minimale Fehler großen Einfluss haben. Allerdings kann der frequenzabhängige Impedanzverlauf auch mittels EMT verhältnismäßig gut ermittelt werden. Dieser ähnelt zwar qualitativ den anderen beiden Verläufen, es sind jedoch deutliche Unterschiede erkennbar. Die auftretende minimale Impedanz ist hierbei um etwa 500 Hz verschoben und gerade im hochfrequenten Bereich ab 5 kHz sind deutliche Unterschiede auszumachen. Dies liegt in den unterschiedlichen Betrachtungsweisen der Betriebsmittel, wie Leitungen und Transformatoren, bei den beiden Simulationsmethoden begründet. Die Oberschwingungslastflussberechnung berücksichtigt dabei die in Abschnitt 2.3 beschriebenen Frequenzabhängigkeiten der Betriebsmittel, die bei der EMT-Simulation nicht bedacht werden. Führt man die angestellten Überlegungen noch einmal durch und berücksichtigt die Frequenzabhängigkeiten der Betriebsmittel bei der Oberschwingungslastflussberechnung ebenfalls nicht, so ergeben sich für beide Methoden die in Abb. 45 dargestellten Verläufe, die einander sehr stark ähneln. Auf die Darstellung des Impedanzverlaufs, der aus den simulierten Frequenzspektren berechnet wurde, wird an dieser Stelle verzichtet. Dieser verläuft ebenso wie die direkt simulierte frequenzabhängige Impedanz.

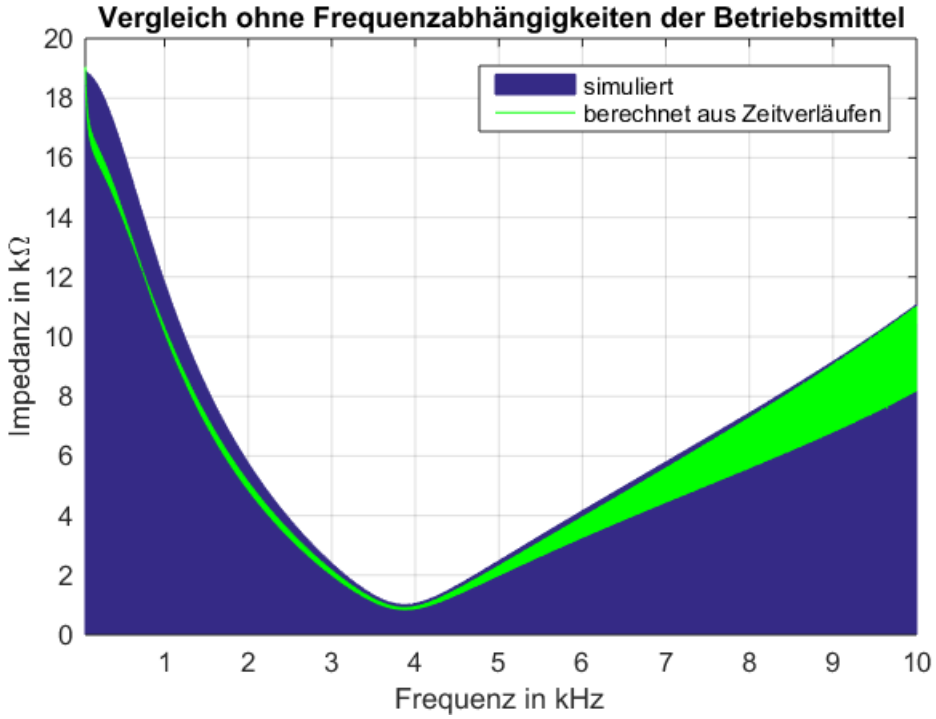


Abb. 45: Vergleich der Verfahrensweisen ohne Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeiten der Betriebsmittel

Es wurde also festgestellt, dass die in dieser Arbeit angewandte Vorgehensweise grundlegend gleiche Ergebnisse liefert, wie die Auswertung mittels EMT-Simulationen erzeugter Zeitverläufe der Spannung und des Stroms. Es können allerdings nun aufwendige Transformationen aus dem Zeit- in den Frequenzbereich vermieden werden. Zusätzlich lässt sich gegenüber der EMT-Simulation bei der Oberschwingungslastflussberechnung die Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittel berücksichtigen. Dies ist ein weiterer elementarer Vorteil der in dieser Arbeit verwendeten Berechnungsmethode.

4 Ausbreitung des Anregungssignals

Nachdem in dem vorangegangenen Kapitel ausführlich die Vorgehensweise erläutert wurde, zwei typische Mittelspannungsnetze definiert und die Frequenzeigenschaften des Fehlersignals ermittelt wurden, soll nun die Ausbreitung der angeregten Frequenzanteile im Mittelspannungsnetz untersucht werden. Letztlich kann somit eine Bewertung erfolgen, ob und bei welchen Frequenzen sich das Fehlersignal zur Untersuchung der Mittelspannungsnetze eignet. Dazu wird an den bereits beschriebenen Messpunkten das Oberschwingungsspannungsspektrum simuliert und bewertet. Es wird geprüft, welche Informationen aus den Spannungsspektren gezogen werden können, um die Netzeigenschaften genauer zu bestimmen.

4.1 Frequenzabhängige Ausbreitung im Beispielnetz A

Für das Beispielnetz A wird nun untersucht, welche Frequenzanteile des eingespeisten Anregungssignals an den verschiedenen NVPs bei den betrachteten Netzszenarien noch auftreten. Dafür wird hochspannungsseitig eine Oberschwingungsspannungsquelle modelliert, welche die in Kapitel 3.2 bestimmten Oberschwingungsspannungen an die Oberspannungsseite des speisenden Umspanntransformators anlegt. Mit anschließenden Oberschwingungslastflussberechnungen wird nun die Ausbreitung des modellhaften Spannungseinbruchs im untergeordneten Mittelspannungsnetz untersucht. Es erfolgt für das erste Netzszenario eine detaillierte Beschreibung, wie die simulierten Oberschwingungsspannungsspektren entstehen.

- Netzszenario SZA1:

Beim ersten Netzszenario ergeben sich an den drei betrachteten Orten die in Abb. 46 dargestellten Frequenzverläufe der Spannung. Es ist festzustellen, dass sich diese an den unterschiedlichen Netzverknüpfungspunkten nur äußerst gering voneinander unterscheiden. Das liegt vor allem daran, dass die Leitungsimpedanz der 500 m langen Erdkabel im Vergleich zum ohmschen Widerstand der Verbraucher extrem klein ist. Ab etwa der 100. Ordnung kommt es zu einem drastischen Abfall der Signalanteile. Das entspricht einer Frequenz von 5 kHz. Unterhalb dieser Frequenz sind die Spannungsamplituden noch verhältnismäßig stark ausgeprägt. Zwar ist die Spannung bei dieser Frequenz nur noch mit etwa 0,025 % bezogen auf die Grundschwingung der Mittelspannung enthalten, allerdings ist das Spektrum bis zur 128.Ordnung relativ gesehen stärker ausgeprägt als das Anregungssignal auf der Hochspannungsebene. Dieser Zusammenhang wird durch Abb. 47 verdeutlicht. Bemerkenswert ist dabei, dass es genau bei der Frequenz, bei der bei den Netzimpedanzverläufen aus Abb. 22 eine starke Parallelresonanzstelle festzustellen ist, zu einer Verstärkung der Spannung im Mittelspannungsnetz kommt.

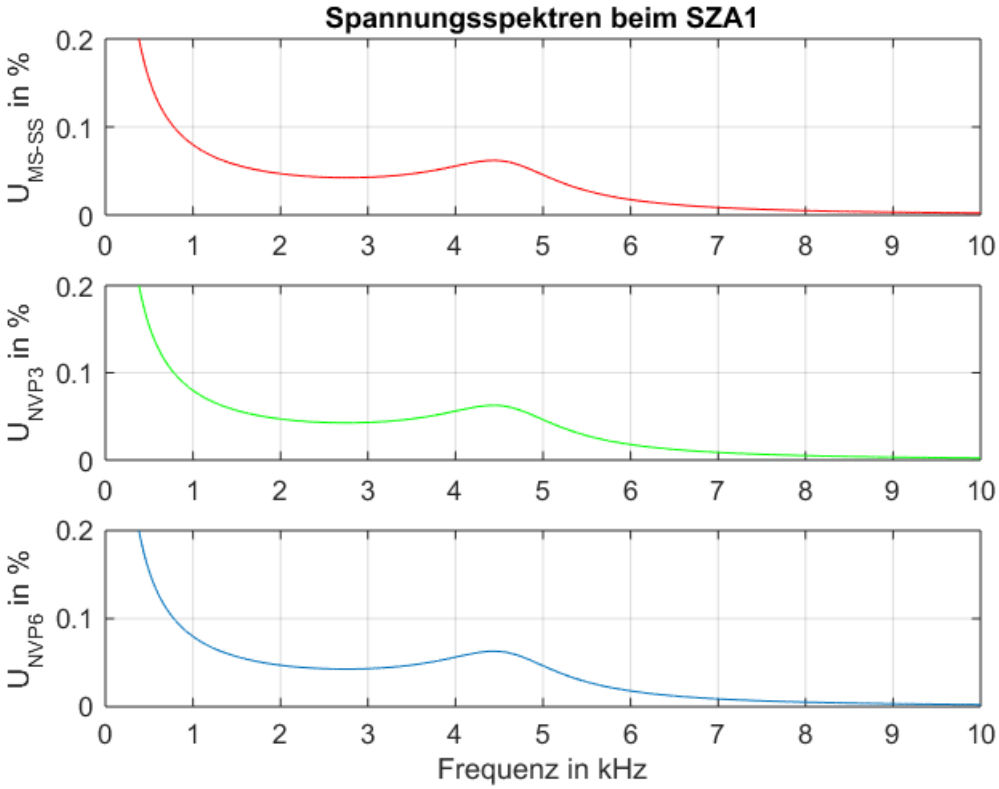
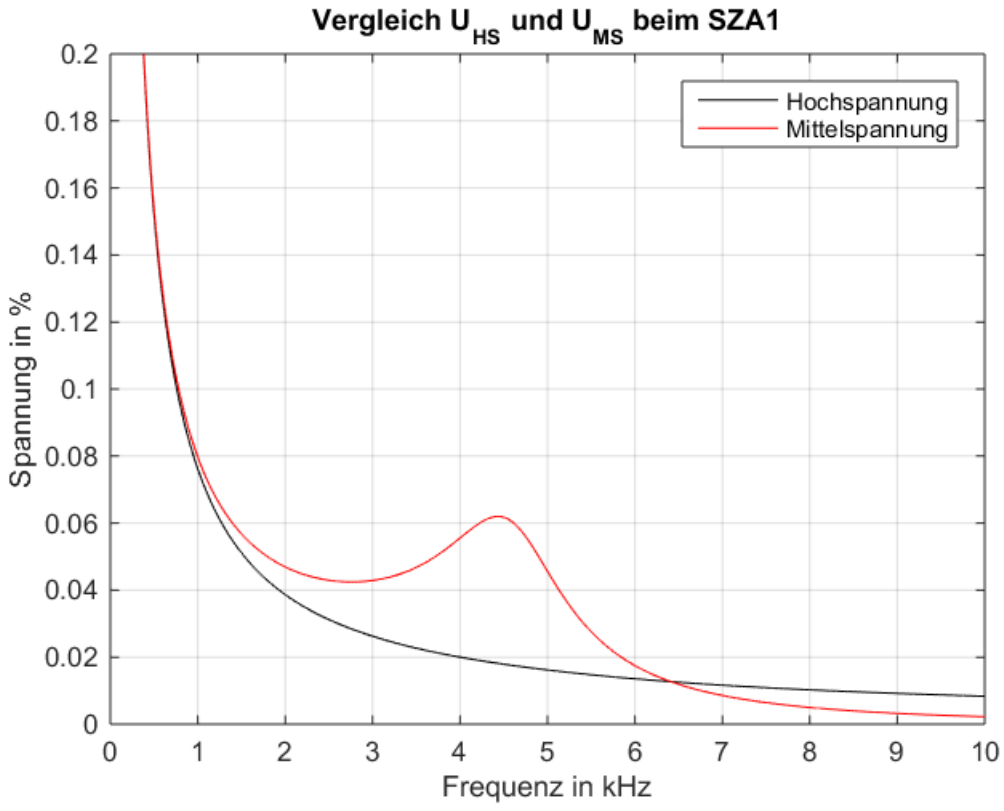


Abb. 46: Spektrum der Spannungen beim SZA1



.

Abb. 47: Vergleich U_{HS} und U_{MS} beim SZA1

Es soll nun erläutert werden, warum es zu dieser relativen Verstärkung der Signalanteile kommt. Dabei wird der Stromfluss im Netz betrachtet. Die an der Oberspannungsseite des speisenden Umspanntransformators anliegenden Oberschwingungsspannungen erzeugen einen Stromfluss durch den Transformator. Dabei folgt der Strom, der mittelspannungsseitig aus dem Transformator in das Mittelspannungsnetz eingeprägt wird, grundlegend dem hochspannungsseitig in den Transformator fließenden Stromfluss. Er ist jedoch um den Übersetzungsfaktor $\ddot{u} = 11$ größer. Es entstehen leichte Verluste durch die Queradmittanzen des Transformators. Diese sind jedoch vernachlässigbar klein. In Abb. 48 sind der hoch- und mittelspannungsseitige Strom des Transformators dargestellt. Es ist ersichtlich, dass der qualitative Verlauf des frequenzabhängigen Stroms auf beiden Seiten gleich ist.

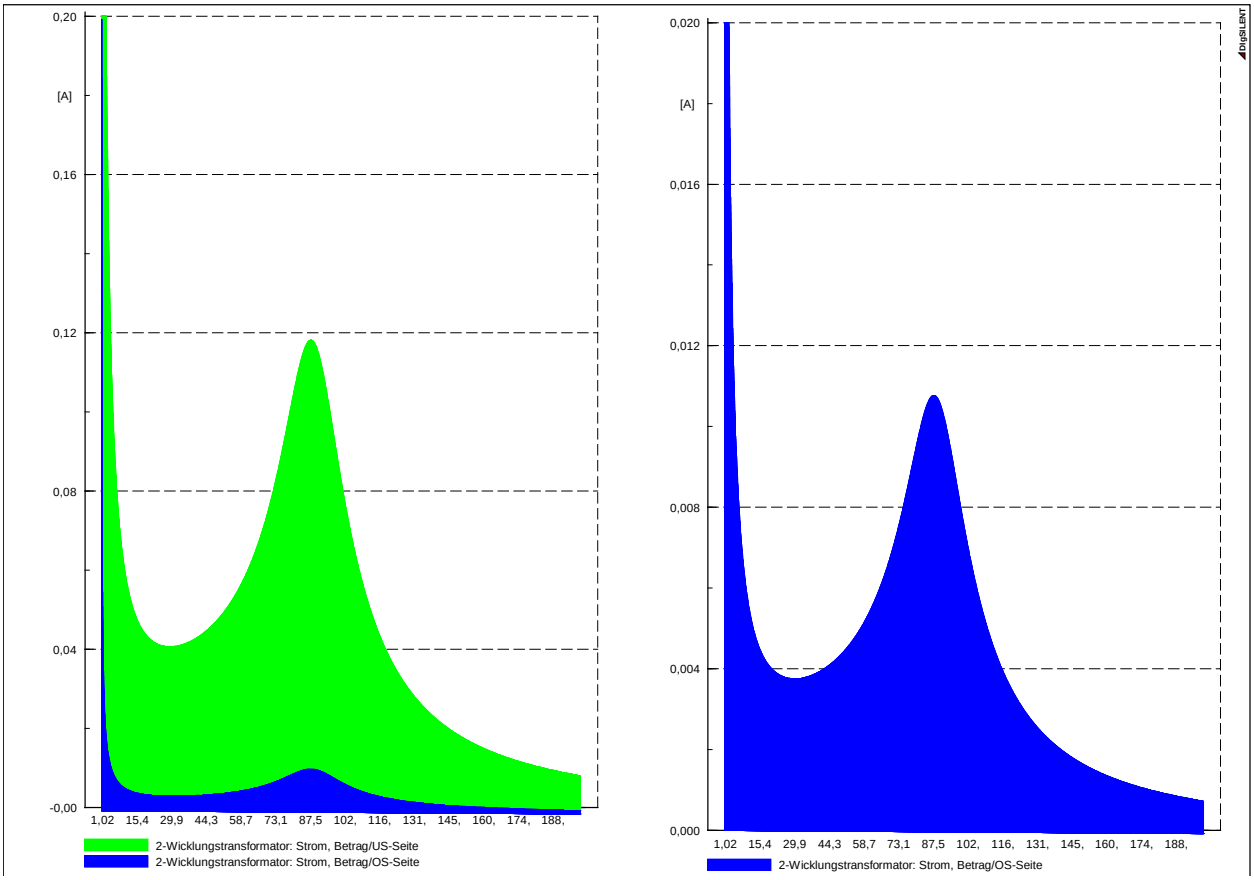


Abb. 48: eingeprägter Strom beim SZA1

Der Stromfluss wird durch die in Serie liegenden Transformatorimpedanz und Impedanz des Mittelspannungsstrahls bestimmt. Entscheidend für die Ausprägung des Stroms ist demnach neben der anliegenden frequenzabhängigen Spannungsanregung die in der linken Grafik der Abb. 49 dargestellte Impedanz der nachfolgenden Struktur. Hierbei ist zu erkennen, dass diese Impedanz bei etwa 4,5 kHz ein Minimum annimmt. Somit sind

die, trotz der mit der Frequenz abnehmenden Signalanteile des hochspannungsseitigen Anregungssignals, vergleichsweise hohen harmonischen Ströme um 4,5 kHz zu erklären.

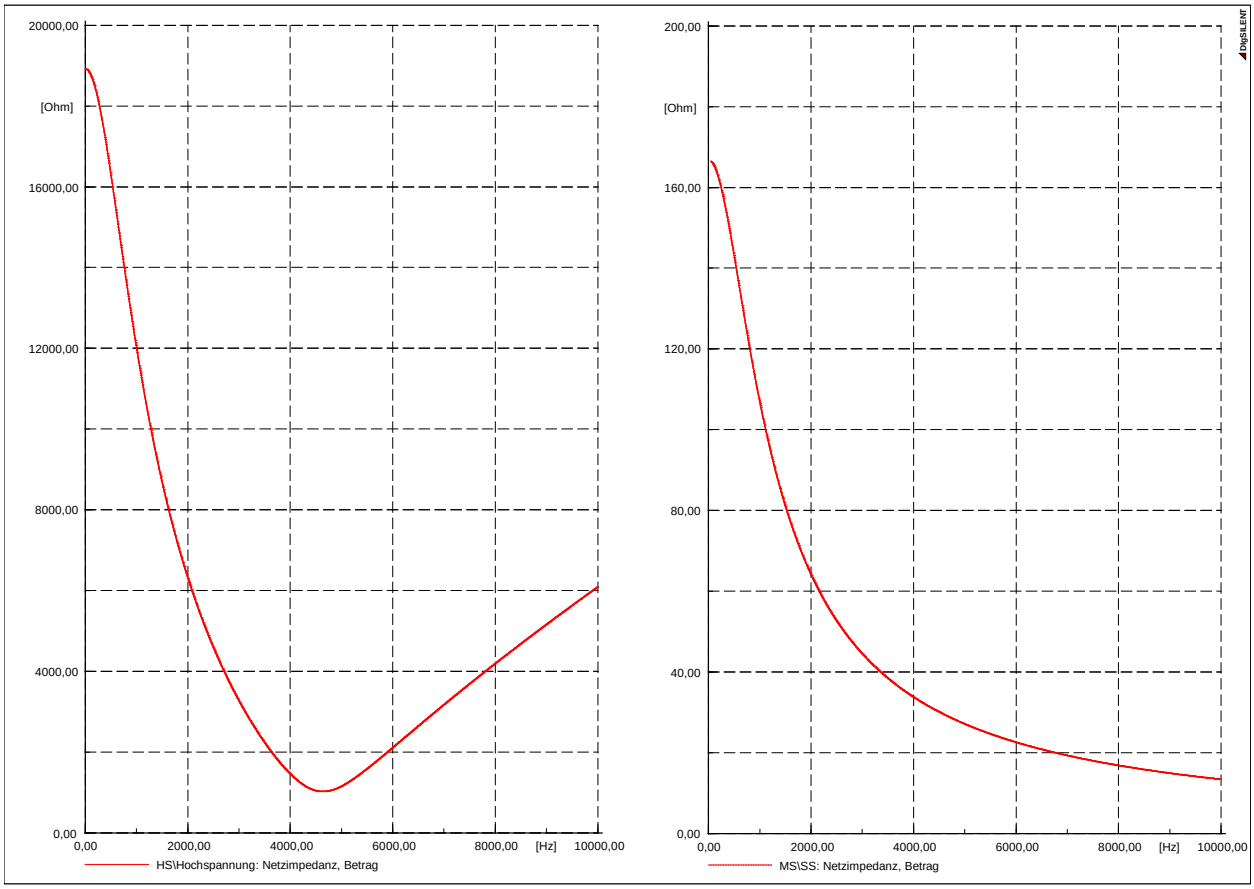


Abb. 49: Impedanz der nachfolgenden Strukturen beim SZA1: links Hochspannungsnetz, rechts Mittelspannungssammelschiene

Die in das Mittelspannungsnetz eingeprägten harmonischen Ströme rufen ihrerseits wieder einen Spannungsabfall an den von der Mittelspannungssammelschiene aus gesehenen nachfolgenden Elementen hervor. Die Impedanz dieses Teilnetz ist in Abb. 49 in der rechten Grafik dargestellt. Diese nimmt aufgrund der Leitungskapazitäten mit zunehmender Frequenz ab. Auf die gerade geschilderten Zusammenhänge wird nochmals im Abschnitt 5.2.1 eingegangen, wenn beschrieben wird, wie aus den simulierten, bzw. gemessenen Spannungen und Strömen Teile der Netzimpedanz bestimmt werden können. Dies wird dann anhand dieses Netzszenarios beispielhaft durchgeführt.

- Netzszenario SZA2:

Auch für diesen Fall werden die Oberschwingungsspannungsspektren an der Mittelspannungssammelschiene, sowie an dem NVP3 und dem NVP6 simulativ ermittelt. Diese können in Abb. 50 eingesehen werden. Die für das Netzszenario SZA1 detailliert geschilderten Zusammenhänge sind auch für dieses Netzszenario gültig. Es sind auch erneut keine auffälligen Unterschiede zwischen den einzelnen Spektren aus obiger Abbildung erkennbar, da der ohmsche Widerstand der Verbraucher zwar geringer geworden, aber im Vergleich zu den Kabelimpedanzen immer noch bestimmend ist. Beim Vergleich mit den Spektren aus SZA1 ist festzustellen, dass es zu keiner deutlichen relativen Verstärkung der Signalanteile kommt. Abb. 51 betrachtet den Frequenzbereich, bei dem beim SZA1

die relative Verstärkung der Signalanteile auftritt. Überall, wo die rote Kurve nicht von der schwarzen überdeckt wird, kommt es auch hier zur Verstärkung.

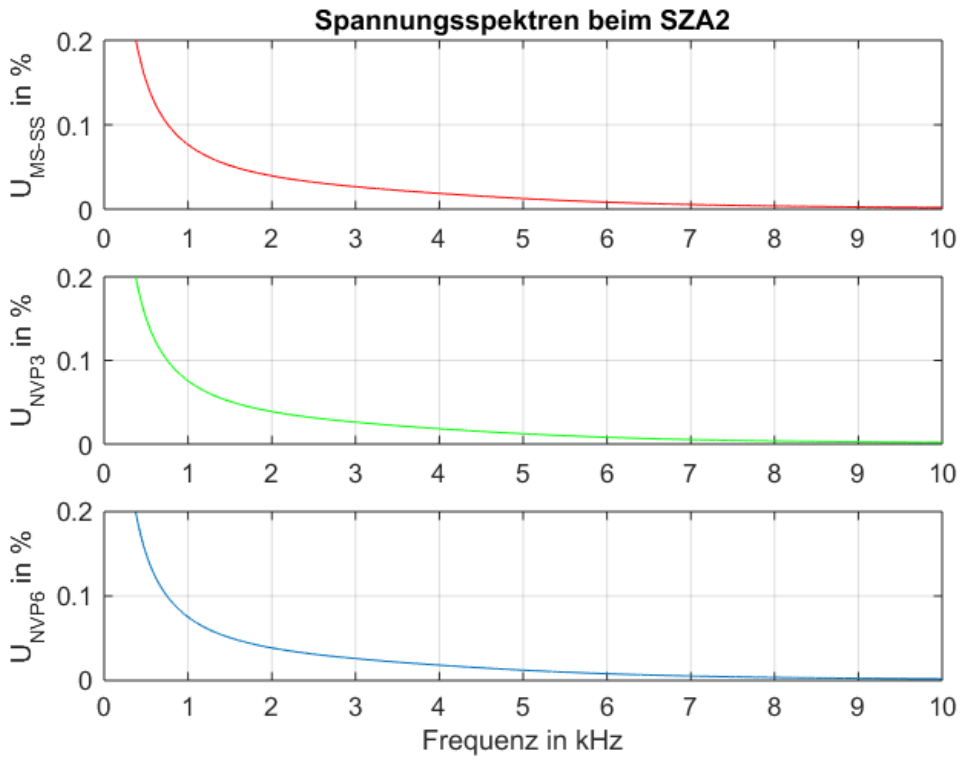


Abb. 50: Spektrum der Spannungen beim SZA2

Diese fällt allerdings deutlich geringer auf als noch beim vorherigen Szenario und ist auch nicht mehr an der Stelle der Parallelresonanzstelle vorzufinden.

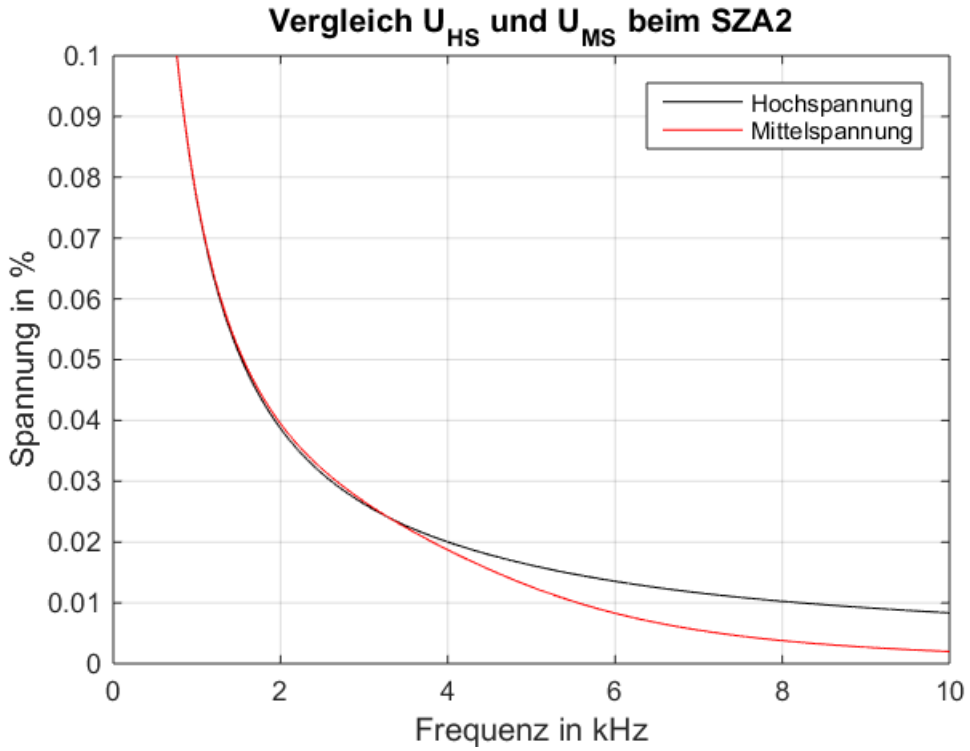


Abb. 51: Vergleich U_{HS} und U_{MS} beim SZA2

Betrachtet man die harmonischen Ströme, die durch den Umspanntransformator in das Mittelspannungsnetz eingeprägt werden, so lässt sich feststellen, dass in diesem Netzszenario der Stromfluss bis zu Frequenzen von 3 kHz größer ist. Dies kann anhand von Abb. 52 anschaulich nachvollzogen werden. Offensichtlich ist hier der Einfluss des geringeren ohmschen Widerstandes der Verbraucher wirksam. Ab etwa 3 kHz kommt es beim SZA1 zu einem größeren harmonischen Stromfluss. Wie bereits zuvor erläutert, ist dies auf eine Reihenresonanzstelle bei der den Strom hervorrufenden Impedanz zurückzuführen.

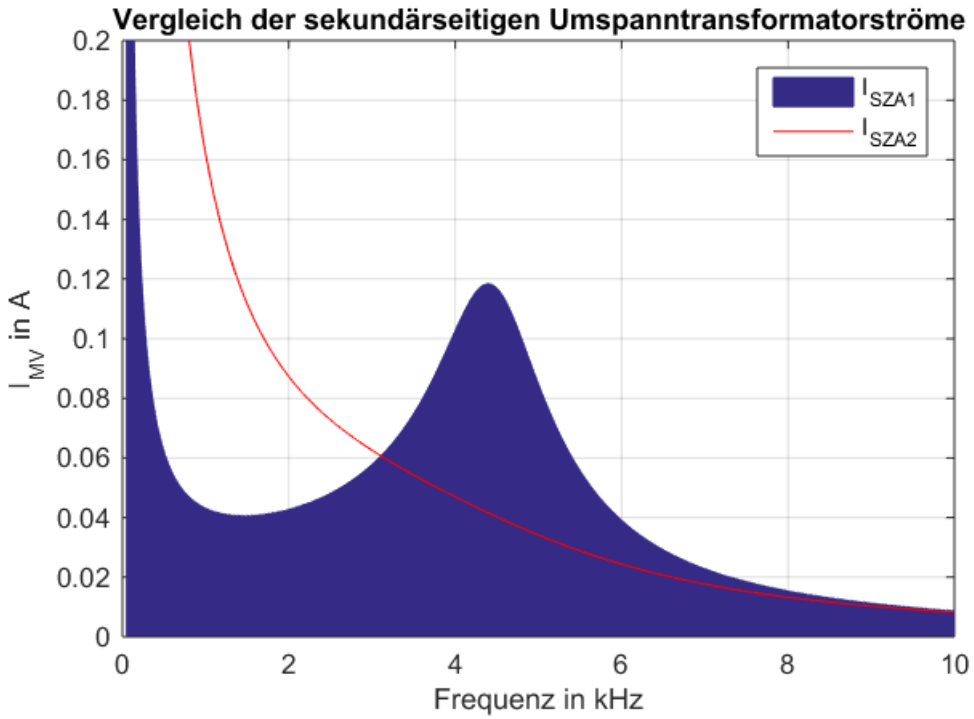


Abb. 52: Mittelspannungsseitig eingeprägte Ströme beim SZA1 und SZA2

Zum Ende des betrachteten Frequenzbereiches nehmen beide Stromkurven wieder ähnlich große Werte an. Beim SZA2 kommt es ebenfalls zum Auftreten dieser Reihenresonanzstelle. Diese ist allerdings im Vergleich zum vorherigen Netzszenario deutlich weniger stark ausgeprägt. Zusammen mit den zunehmend geringer werdenden Frequenzanteilen des anregenden Spannungssignals ist die schwächere Ausprägung der Resonanzstelle der Grund, warum sich diese im Frequenzspektrum des fließenden Stroms nicht bemerkbar macht. Die den Strom erzeugende frequenzabhängige Impedanz, sowie der aus dem Strom einen Spannungsabfall verursachende Impedanzverlauf ist vergleichend mit dem ersten Netzszenario in Abb. 53 dargestellt. Beim SZA2 ist die Impedanz, die den Stromfluss hervorruft, für Frequenzen unter 3 kHz kleiner als beim SZA1. Daher ist auch der Stromfluss hierbei größer als im vorangegangenen Szenario. Offensichtlich verschiebt der geringere ohmsche Widerstand der Verbraucher den Verlauf dieser Impedanz hin zu niedrigeren Frequenzen und schwächt die auftretenden Resonanzen ab. Sowohl

die erste Reihenresonanzstelle, als auch die darauffolgende Parallelresonanzstelle treten in diesem Netzszenario früher auf und sind weniger stark.

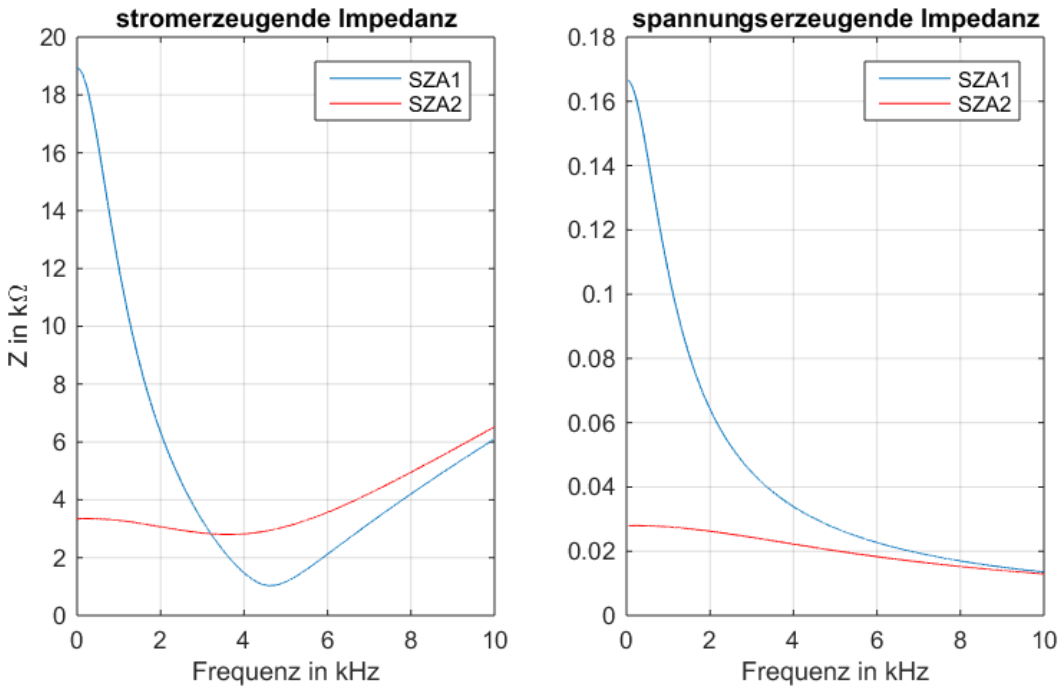


Abb. 53: Strom- und spannungserzeugende Impedanzen beim SZA1 und SZA2

Bei der spannungshervorrufenden Impedanz aus dem rechten Teil der Abbildung lassen sich ebenfalls Unterschiede zwischen beiden Netzszenarien erkennen. Bei niedrigeren Frequenzen macht sich der Einfluss des ohmschen Widerstandes der Verbraucher sehr stark bemerkbar. Mit steigender Frequenz wird der Verlauf bei beiden Szenarien vorrangig von den Erdkapazitäten der eingesetzten Erdkabel bestimmt und nimmt daher ab. Da die Impedanz des Mittelspannungsstrahls, die in Abb. 53 rechts dargestellt ist, für Frequenzen unter 3 kHz nun deutlich geringer ausfällt, schlägt sich der in diesem Frequenzbereich erhöhte Strom im Vergleich zum ersten Szenario nicht im Spannungsspektrum auf der Mittelspannungsebene nieder.

- Netzszenarien SZA3 und SZA4

Bei diesen beiden Szenarien wurde das gesamte Mittelspannungsverbrauchernetz einmal für Schwach- und einmal für Starklast betrachtet. Es entstehen auch hier wieder durch die hochspannungsseitig eingespeisten Oberschwingungsspannungen mittelspannungsseitig Spektren, die simulativ erfasst werden können. Da die Entstehungsweise dieser äquivalent zu den ersten beiden Netzszenarien ist, wird diese hier nicht noch einmal

erläutert. Es erfolgt dazu lediglich die Darstellung der Spektren an der Mittelspannungssammelschiene für beide Szenarien in Abb. 54.

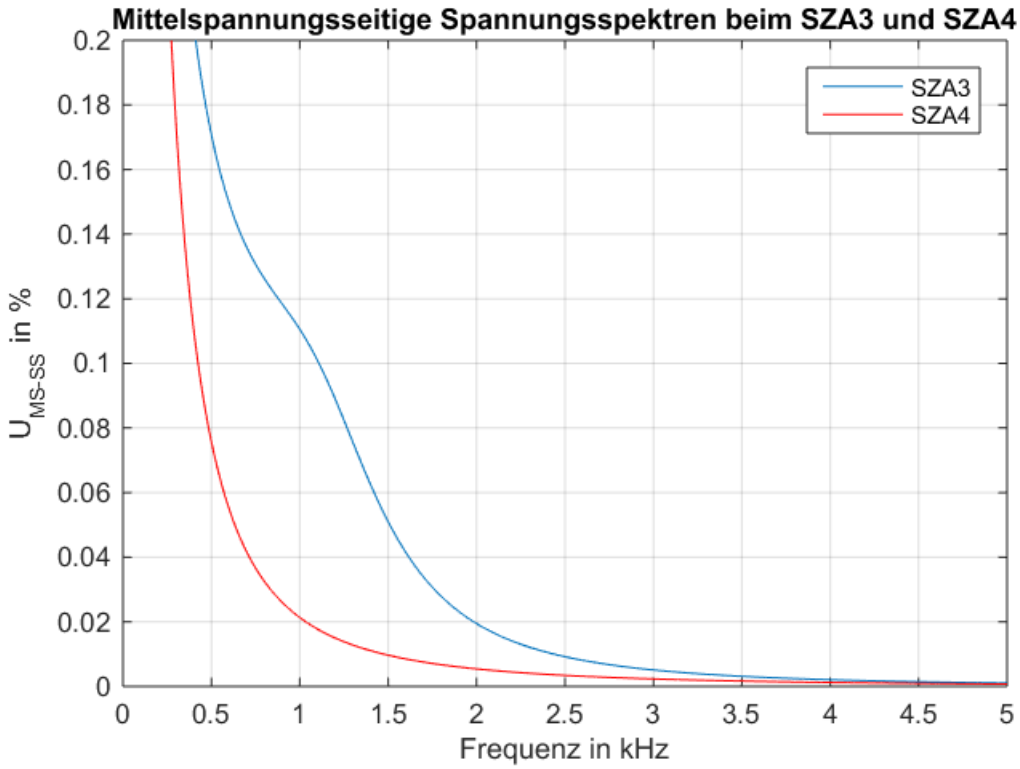


Abb. 54: Spannungsspektren beim SZA3 und SZA4

Aufgrund des verhältnismäßig großen Einflusses der Leitungskapazitäten wird die Darstellung der Signalanteile über 5 kHz nicht mehr als sinnvoll erachtet. Es wird ebenfalls auf die Abbildung der Spektren des NVP3 und NVP6 verzichtet, da sich zwar geringe Unterschiede zur Mittelspannungssammelschiene ergeben, diese aber in der Grafik nicht erkennbar wären. Es ist zu erkennen, dass beim Netzszenario SZA3 die anregenden Signale zumindest bis 2 kHz deutlich besser in das Mittelspannungsnetz übertragen werden, als es bei SZA4 der Fall ist. Es ist beim SZA3 zusätzlich eine leichte Verstärkung der Signalanteile gegenüber des Spektrums der angelegten Oberschwingungsspannungsquelle festzustellen. Diese liegt um 1 kHz, also in dem Frequenzbereich, bei dem auch die Netzimpedanz bei diesem Szenario eine deutliche Parallelresonanzstelle aufweist. Die Übertragung der Signalanteile in das Mittelspannungsnetz ist beim Netzszenario SZA4 gegenüber der anderen betrachteten Fälle am geringsten. Dies kann darauf zurückzuführen sein, dass die Gesamtverbrauchsleistung hierbei bei 50,4 MW liegt und damit deutlich über der Bemessungsscheinleistung des Transformators. Dieser ist in dem

letzten Szenario daher überlastet und hat daher ein verschlechtertes Übertragungsverhalten. Zusammenfassend sind die verschiedenen mittelspannungsseitig auftretenden Spannungsspektren der vier Betriebsfälle in Abb. 55 abgebildet.

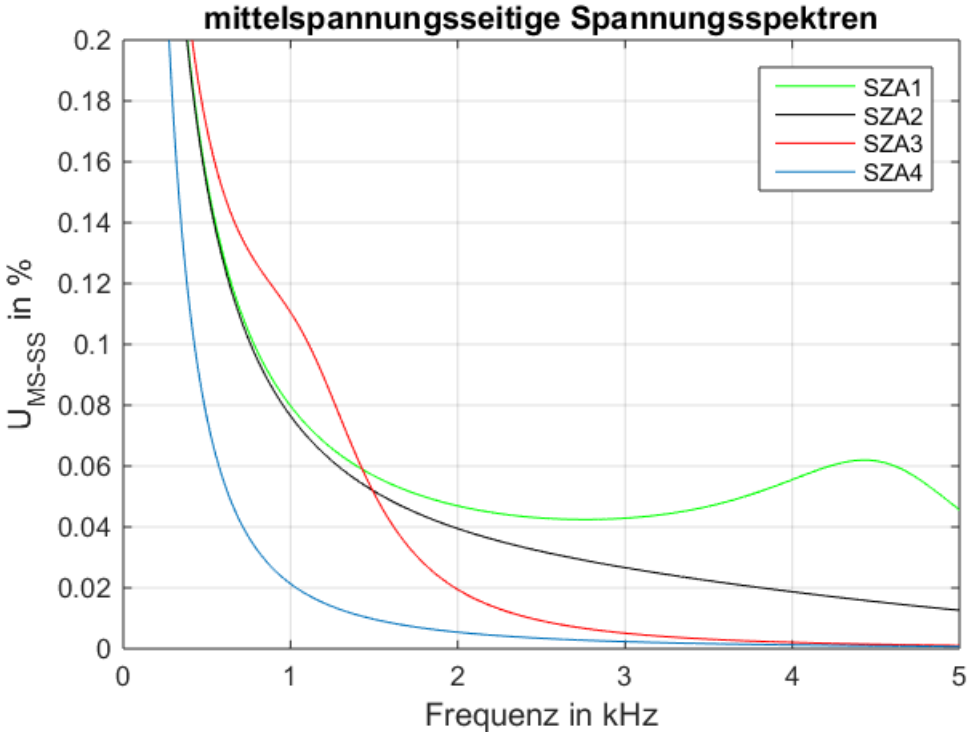


Abb. 55: Übersicht der mittelspannungsseitigen Spannungsspektren bis 5 kHz

Es ergeben sich letztendlich unterschiedliche Spannungsspektren bei den vier betrachteten Betriebsfällen. Deutlich ausgeprägte Parallelresonanzstellen der Netzimpedanz, so wie beim SZA1 bei 4,5 kHz und beim SZA3 bei 1,2 kHz, spiegeln sich auch im mittelspannungsseitigem Spannungsspektrum in Form von verstärkten Spannungsanteilen wieder. Es sollen nun anhand der Veränderung der Spektren zwischen unterschiedlichen Orten innerhalb eines Netzszenarios Informationen über den jeweiligen Betriebszustand des Netzes erlangt werden. Dazu wird im Folgenden die Ausbreitung des Spannungsspektrums von der Mittelspannungssammelschiene zum am Ende des Strahls liegenden NVP6 untersucht. Es wurde zunächst das Verhältnis des Spannungsspektrums der Mittelspannungssammelschiene zum Spektrum des NVP6 gebildet. Somit ergibt sich eine dimensionslose Größe, die zur frequenzabhängigen Bewertung der Spannungsausbreitung dienen kann. Diese kann, wie für Übertragungsfunktionen üblich, in dB dargestellt werden. Abb. 56 zeigt die Ausbreitungsfaktoren der vier Netzszenarien in dB.

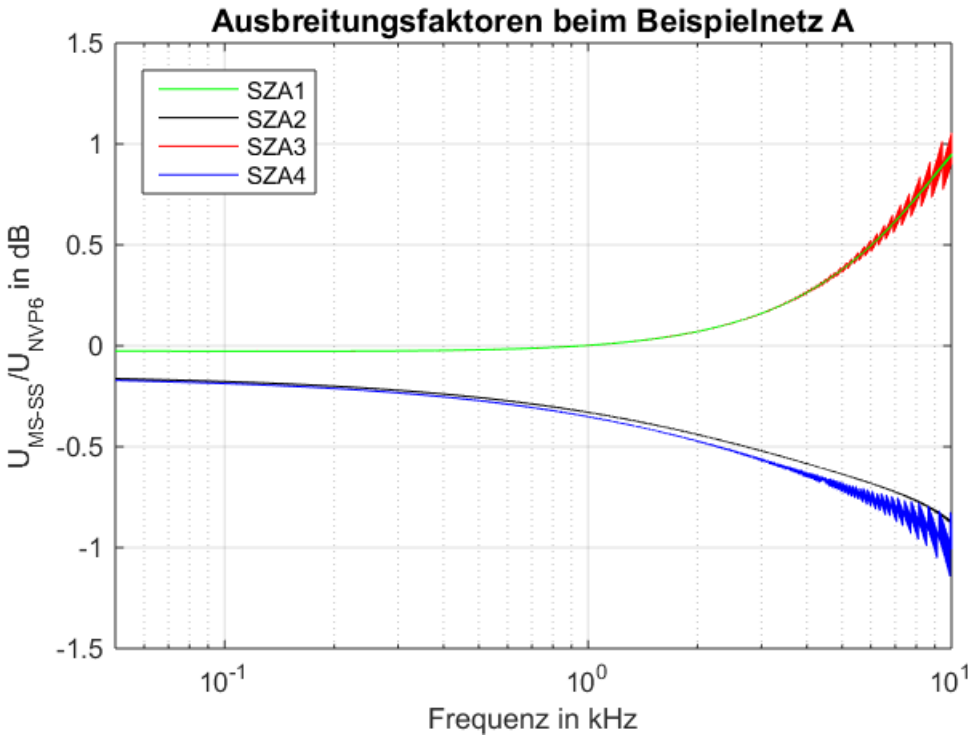


Abb. 56: Ausbreitungsfaktoren beim Beispielnetz A

Dabei kann zunächst eine klare Unterscheidung zwischen Schwach- und Starklastfall vorgenommen werden. Für die Schwachlastfälle SZA1 und SZA3 ist in dem dargestellten Frequenzbereich ein Anstieg der Kurve mit zunehmender Frequenz erkennbar. Aufgrund der Topologie der Struktur zwischen der Mittelspannungssammelschiene und dem NVP6 ist aber davon auszugehen, dass hier ein für Leitungen typisches Tiefpassverhalten vorliegt und es bei höheren Frequenzen aufgrund der Leitungskapazitäten zu einer Dämpfung kommt. Die Grenzfrequenz liegt dabei außerhalb des betrachteten Bereiches und es ist hier ausschließlich das Überschwingen vor dem Knickpunkt zu sehen. Der Ausbreitungsfaktor verhält sich dabei in beiden Fällen annähernd gleich. Lediglich zum Ende des Frequenzbereiches bis 10 kHz treten größere Unterschiede auf. Beim SZA3, bei dem das Anregungssignal viel schwächer im Mittelspannungsnetz auftritt als beim SZA1, kommt es hier zu Sprungstellen, die auf die Rundungen aufgrund der begrenzten Genauigkeit der aus PowerFactory exportierten Daten zurückzuführen ist. Im Mittel gleicht aber hier der Verlauf beim SZA3 trotzdem jenem beim SZA1. Die zusätzlichen, parallelen Verbraucherzweige beeinflussen zwar das Spannungsspektrum an der Mittelspannungssammelschiene merklich, haben hier aber keinen Einfluss auf die Ausbreitung entlang des betrachteten Mittelspannungsstrahls. Diese scheint einzig und allein von den Eigenschaften des Netzes zwischen der Mittelspannungssammelschiene und dem NVP6 abzuhängen. Durch Veränderung der Lasten an dem besagten Strahl verändert sich das Ausbreitungsverhalten entscheiden. Beim Schwachlastfall kommt es aufgrund des niedrigeren ohmschen Widerstands der Verbraucher schon bei niedrigen Frequenzen zu dem erwarteten Tiefpassverhalten. Es findet dabei kein Überschwingen statt. Es treten nun leichte Unterschiede bei dem Vergleich des Einzelstrahls mit dem vollständigen Mittelspannungsverbrauchernetz. Beim SZA4 nimmt das Spektrum an der Mittelspannungssammelschiene bereits bei niedrigen Frequenz sehr kleine Werte an. Kleine Unterschiede, beispielsweise

durch Rundungen hervorgerufen, haben somit bei der Division der Spektren bereits große Auswirkungen. Möglicherweise lassen sich dadurch die geringen Unterschiede zwischen dem Ausbreitungsfaktor beim SZA2 und SZA4 erklären. Der parallele Anschluss zusätzlicher Lasten an der Mittelspannungssammelschiene sollte eigentlich, so wie beim Schwachlastfall, keinen Einfluss auf das Ausbreitungsverhalten entlang eines Strahles haben.

Es lassen sich zusätzlich die Korrelationskoeffizienten zwischen dem Spannungsspektrum an der Mittelspannungssammelschiene und jenem am NVP6 bestimmen. Diese sind für die vier Szenarien in Tab. 4-1 zusammengetragen.

Tab. 4-1: Korrelationskoeffizienten beim Beispielnetz A

Netzszenario	Korrelationskoeffizient $r(u_{MS-SS}, u_{NVP6})$
SZA1	0.999999967326056
SZA2	0.999999980682571
SZA3	0.999999998637687
SZA4	0.999999993213681

Diese liegen bei allen Fällen sehr nahe bei Eins, was für einen linearen Zusammenhang der beiden Spektren sprechen würde. Allerdings lässt sich anhand von Abb. 56 erkennen, dass kein perfekter linearer Zusammenhang zwischen den beiden Verläufen besteht. Es ergeben sich erst bei der achten Nachkommastelle Unterschiede zwischen den Korrelationskoeffizienten. Das liegt daran, dass die Unterschiede zwischen den beiden Spektren teilweise sehr klein ausfallen. Da die Koeffizienten auf einen linearen Zusammenhang hinweisen, welcher allerdings nicht besteht, wird dieser Koeffizient an dieser Stelle als ein ungeeignetes Maß für die Bewertung der Spektren erachtet.

4.2 Frequenzabhängige Ausbreitung im Beispielnetz B

Auf Grundlage des zuvor ausgewählten Spannungsereignisses werden nun auch für das Beispielnetz B die Spannungsspektren bei den verschiedenen Netzszenarien simulativ untersucht. Es ist dabei festzustellen, dass sich die Spektren an den unterschiedlichen Orten im Mittelspannungsnetz wie schon beim Beispielnetz A nur geringfügig voneinander unterscheiden. Daher wird auf die Darstellung jedes Spektrums an jedem Ort verzichtet und nur beispielhaft für den PCC die Spektren bei den verschiedenen Szenarien gegenübergestellt. Diese sind in Abb. 57 und Abb. 58 abgebildet und sollen im Folgenden zunächst kurz beschrieben werden.

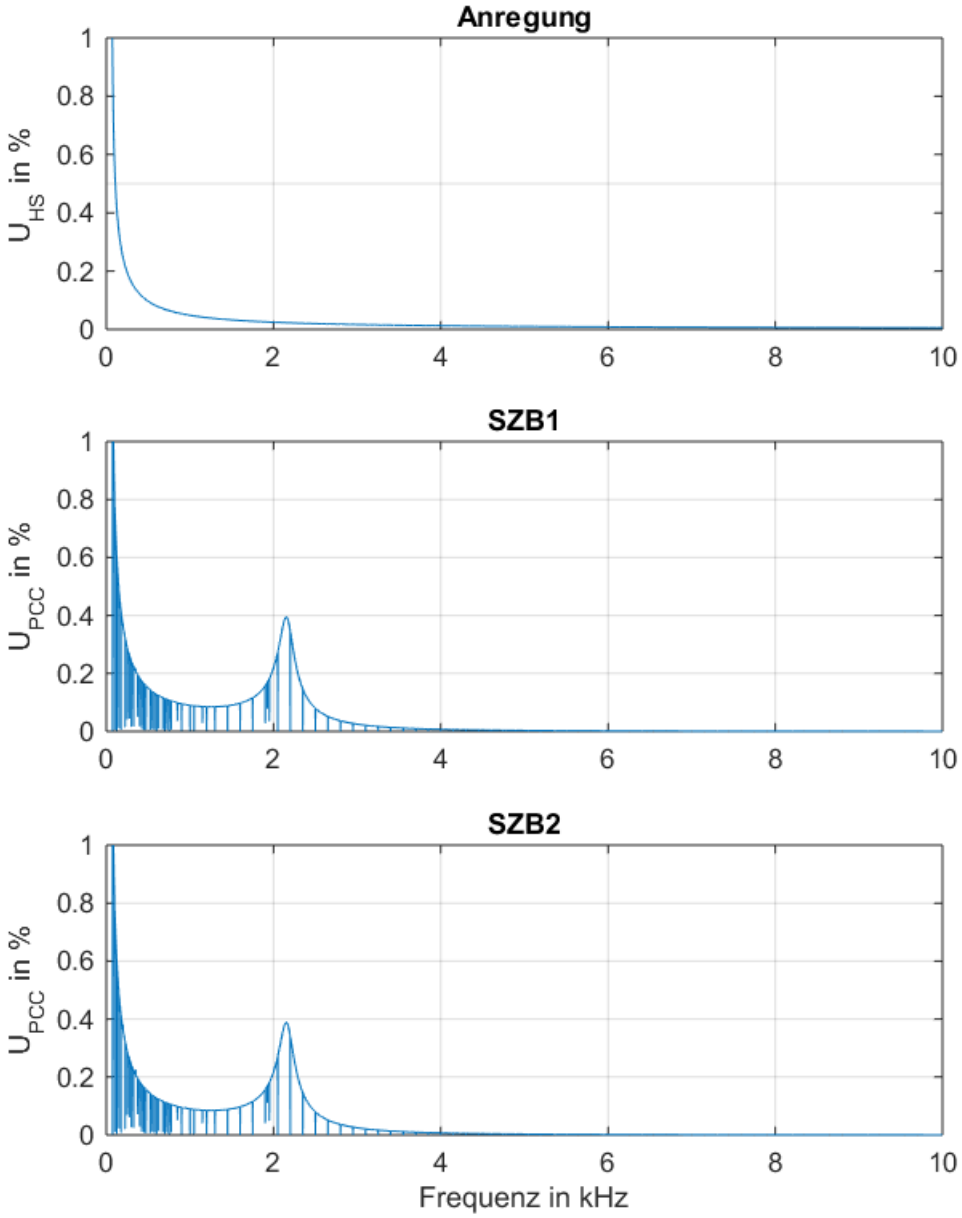


Abb. 57: Spannungsspektren des Anregungssignals und am PCC für SZB1 und SZB2

Im oberen Diagramm ist das Anregungssignal zu sehen. Hierbei wurden nur die geraden Frequenzen als Oberschwingungsspannungen eingespeist, da ansonsten aufgrund noch vorhandener Leakage-Effekte durch die Bestimmung der Frequenzeigenschaften des Anregungssignals Sprünge im Anregungssignal auftreten würden. Diese würden eine Nachbearbeitung der simulierten Verläufe erfordern, was hiermit umgangen werden soll. Allerdings stellt sich dies als problematisch da, da somit keine spektralen Werte für den Spannungseinbruch bei den eingespeisten Zwischenharmonischen vorliegen. Zudem vernachlässigt PowerFactory alle Oberschwingungsspannungen der Ordnungen $3 \cdot n$ und $3 \cdot n - 1$, sodass auch für diese Oberschwingungsspannungen keine Frequenzanteile des Anregungssignals im Mittelspannung vorkommen. Es existieren bei diesen Frequenzen nur die durch die eingespeisten Oberschwingungsströme hervorgerufenen

Spannungsanteile. Diese sind im Verhältnis zu den Spektralanteilen des Spannungseinbruchs gering und erklären die in der Abb. 57 und Abb. 58 vorkommenden Einbrüche im Spektrum. Bei Harmonischen der Ordnungen $3 \cdot n + 1$, die einem Mitsystem entsprechen, kommt es zur konstruktiven Überlagerung der Spannungseinbruchsanteile mit den durch die WKAs hervorgerufenen Oberschwingungsspannungen. Dies kann beispielweise bei 200 Hz oder 350 Hz beobachtet werden.

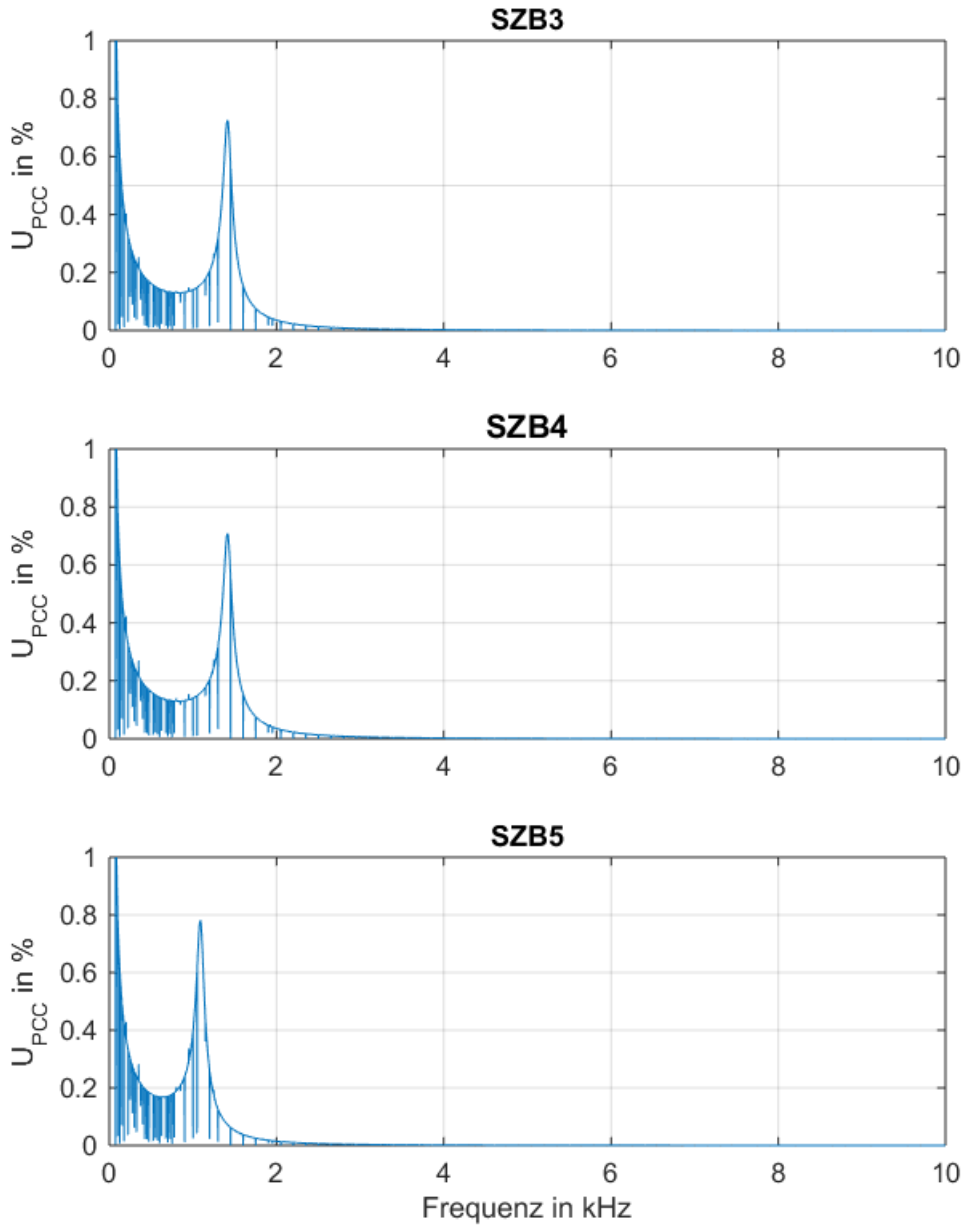


Abb. 58: Spannungsspektren beim PCC am SZB bis SZB5

Der qualitative Verlauf ähnelt sich bei allen Netzszenarien. Aufgrund des mit zunehmender Frequenz abnehmenden Signalanteils im Anregungssignal kommt es bei allen Netzszenarien zunächst zu einem Abfall des Spannungsspektrums im Frequenzbereich bis etwa 1 kHz. Es ist im weiteren Verlauf bei allen Szenarien eine Spannungsspitze im

Spektrum erkennbar. Dabei kann festgestellt werden, dass diese genau bei der Frequenz auftritt, bei welcher die Netzimpedanz eine Parallelresonanzstelle aufweist. Somit kann von einem direkten Zusammenhang zwischen der Resonanzstelle der Netzimpedanz und des Peaks im simulierten Spannungsspektrum im Mittelspannungsnetz ausgegangen werden. Vergleicht man die Spektren der Szenarien mit gleicher Netztopologie, so lässt sich erkennen, dass ich mittelspannungsseitig annähernd das gleiche Spannungsspektrum ausbildet. Abb. 59 zeigt mit dem Verhältnis der Spannungsspektren bei Netzen mit grundlegend gleicher Topologie ein dimensionsloses Maß, das sich gut zum Vergleich eignet.

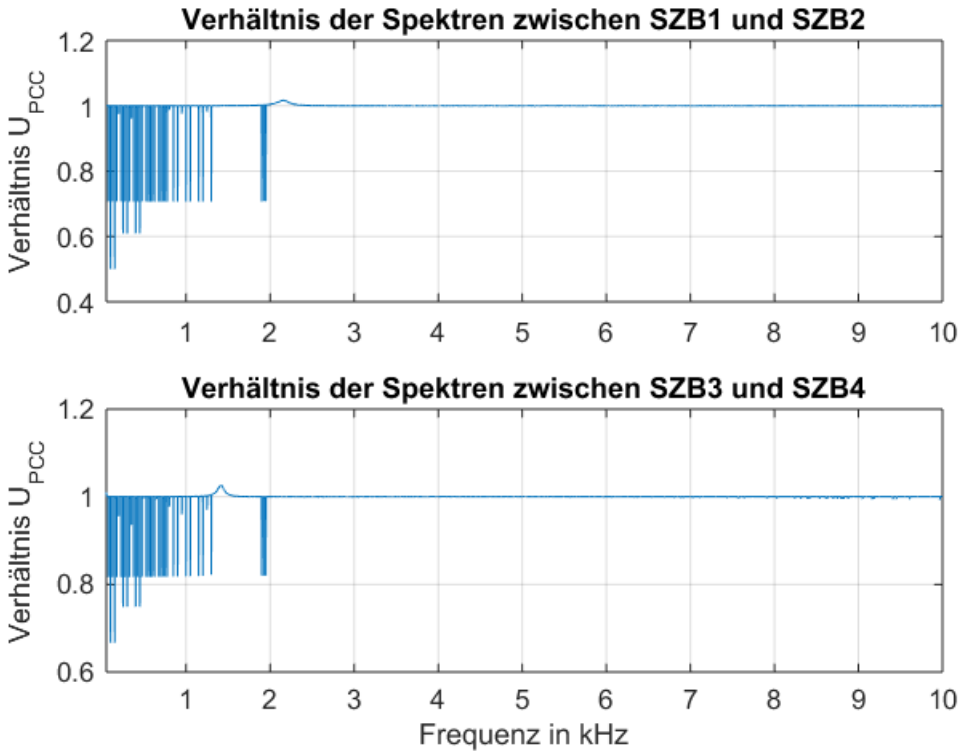


Abb. 59: Verhältnis der mittelspannungsseitigen Spannungsspektren bei Netzen mit gleicher Topologie

Die Netztopologie beim Szenario SZB1 und SZB2, sowie SZB3 und SZB4 ist grundlegend gleich. Dies kann auch anhand der in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Netzimpedanzverläufe nachvollzogen werden. Die Netze unterscheiden sich dabei nur anhand der Anzahl der einspeisenden WKAs. Wie in Abb. 59 zu sehen ist, sind auch die Spannungsspektren zwischen den jeweils betrachteten Szenarien bis auf wenige Ausnahmen gleich. Unterschiede sind nur bei den Frequenzen der eingespeisten Oberschwingungsströme und bei der Resonanzfrequenz der Parallelresonanzstelle erkennbar. Dass erkennbare Differenzen bei der Resonanzfrequenz auftreten, erscheint nachvollziehbar, da hier auch die Netzimpedanz zwischen den beiden Szenarien jeweils die größte Abweichung hat. Die Unterschiede bei den Einspeisefrequenzen sind darauf zurückzuführen, dass bei den betrachteten Szenarien aufgrund der unterschiedlichen Anzahl an Einspeiser unterschiedlich stark Oberschwingungsströme eingespeist werden. Diese treten hier besonders auffällig auf, da, wie bereits zuvor beschrieben, bei den meisten Einspeisefrequenzen mit-

telspannungsseitig keine Signalanteile des Anregungssignals vorliegen. Bei den Einspeisefrequenzen, bei denen Signalanteile des Anregungssignals vorhanden sind und somit konstruktive Überlagerungen auftreten, weichen die Spannungen der Szenarien mit gleicher Topologie deutlich weniger voneinander ab. Bei 200 Hz beträgt das Verhältnis der Spannungen am PCC von SZB1 zu SZB2 beispielsweise etwa 0,9756 und ist damit immer noch sehr nahe bei Eins.

Neben dem Bezug der Spannungsspektren zur Netzimpedanz ist auch bei diesem Beispielnetz erneut die Ausbreitung innerhalb des Mittelspannungsnetzes von Interesse. Dabei werden, wie bei den Untersuchungen zur Netzvorbelastung, die Ausbreitungsfaktoren vom MV 1.3 zu den übrigen drei Orten des ersten Strahls bestimmt. Diese sind für die ersten vier Netzszenarien in Abb. 60 zu sehen. Dabei sind große Unterschiede bei der Ausbreitung vom MV 1.3 zu den verschiedenen Punkten innerhalb der einzelnen Szenarien erkennbar. Topologisch unterscheiden sich die Ausbreitungsfaktoren innerhalb eines Szenarios ausschlie0lich in der Leitungslänge und somit aber auch in der Impedanz zwischen den betrachteten Orten. Dabei hat die blaue Kurve, die die Ausbreitung vom MV 1.3 zum PCC beschreibt, die höchste Leitungslänge.

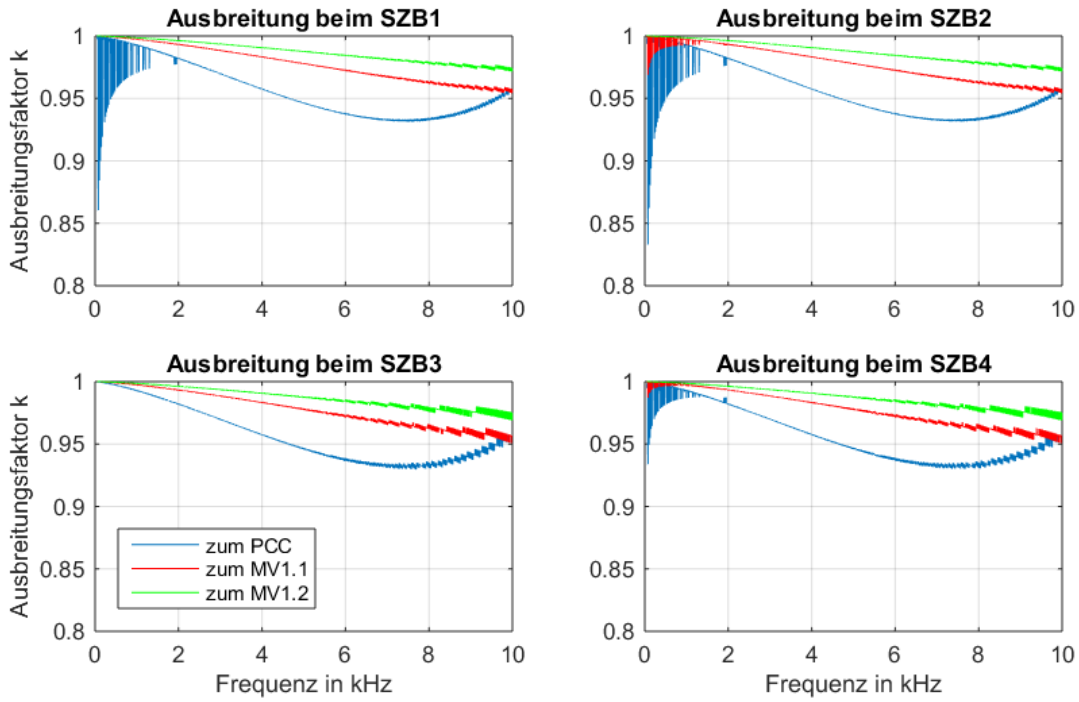


Abb. 60: Ausbreitungsfaktoren bei SZB1 bis SZB4

Es lässt sich zunächst grundsätzlich festhalten, dass sich bei allen vier Szenarien der jeweilige Ausbreitungsfaktor sehr ähnlich verhält. Unterschiede sind nur bei den Einspeisefrequenzen und in der Höhe der Sprünge bei höheren Frequenzen erkennbar. Letztere sind bedingt durch die unterschiedlich hohen Spannungsspektren bei den einzelnen Betriebsfällen. Anhand dieser Spektren lässt sich erkennen, ob sich oberschwingungsstromeinspeisende Anlagen zwischen den beiden betrachteten Punkten befinden. Die sieht man anhand des Spektrum unterhalb von 2 kHz. Treten Spitzen im Ausbreitungsfaktor auf, so befindet sich zumindest eine Anlage zwischen den betrachteten Orten. Dabei muss allerdings angemerkt werden, dass diese großen Spitze auch dadurch bedingt

sind, dass bei vielen Einspeisefrequenzen die Signalanteile des Spannungseinbruchs fehlen. Es ist zu erwarten, dass diese Spitzen bei Vorhandensein von Signalanteilen des Anregungssignals wesentlich schwächer ausfallen. Die einspeisenden WKAs haben demnach einen nur geringen Einfluss auf die Ausbreitung. Insofern wird an dieser Stelle geschlussfolgert, dass für die Untersuchung, ob WKA in einem Teilabschnitt enthalten sind, die Untersuchung der Spektren im regulären Betreib ohne Fehlerereignis sinnvoller ist.

Abgesehen von den auftretenden Spitzen und den unterschiedlich stark ausfallenden Sprüngen im oberen Frequenzbereich verändert sich der Ausbreitungsfaktor bei den ersten vier Netzszenarien nicht. Auch durch Hinzufügen eines weiteren Mittelspannungsabgangs, wie es vom SZB2 zum SZB3 passiert, bleibt die Ausbreitung entlang des ersten Strahls gleich. Daraus wird geschlossen, dass die Ausbreitung zwischen zwei Punkten ausschließlich von der Topologie und Parametrisierung des Netzes zwischen diesen beiden Punkten abhängt. Daher wurde diese bei einem fünften Szenario geändert, um zu prüfen, ob sich dadurch Unterschiede in der Ausbreitung ergeben. Dazu wurde die Leitungslänge des Kabels von 2,3 km auf 10 km erhöht. Es ergeben sich dadurch, wie Abb. 60 entnommen werden kann, erhebliche Unterschiede in den Ausbreitungsfaktoren gegenüber der bisherigen Betrachtungen. In der Abbildung sind links oben die drei verschiedenen Ausbreitungsfaktoren innerhalb des Netzszenarios SZB5 dargestellt. Diese unterscheiden sich zwar immer noch, allerdings ist der Unterschied im Vergleich zum SZB4 nun deutlich geringer. Dies liegt daran, dass aufgrund der verhältnismäßig sehr großen Kabellänge des Kabels 1.3, die Impedanz dieser Leitung nun sehr dominant ist.

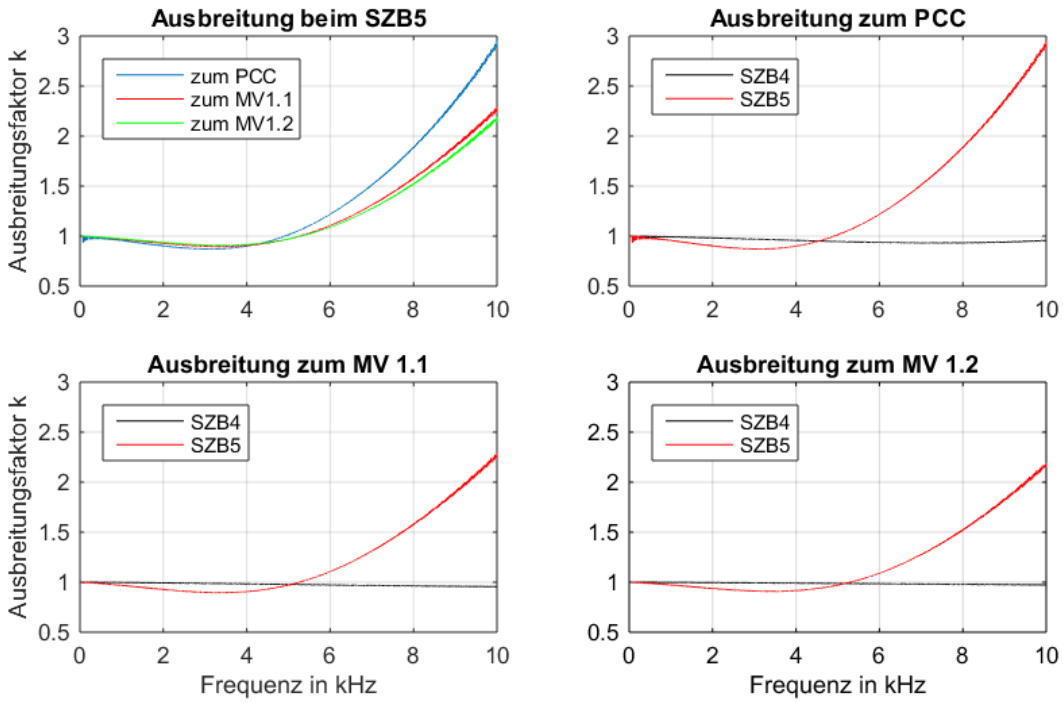


Abb. 61: Ausbreitungsfaktoren beim SZB5

Die Ausbreitung wurde bei allen Netzszenarien beim Beispielnetz B entgegen der Ausbreitungsrichtung des Anregungssignals vollzogen. Dementsprechend verhält sich die

tatsächliche Ausbreitung des Anregungssignals reziprok zu den hier dargestellten Verläufen. Der reziproke Ausbreitungsfaktor beträgt bei niedrigen Frequenzen in etwa ein, schwingt dann mit zunehmender Frequenz leicht über, um letztendlich für hohe Frequenzen stark abzufallen. Dies entspricht dem typischen Tiefpassverhalten einer Leitung. Dieser Zusammenhang wird anhand von Abb. 62 für das Szenario SZB5 verdeutlich. Bezugspunkt bleibt auch hier der neue Anschlusspunkt MV 1.3

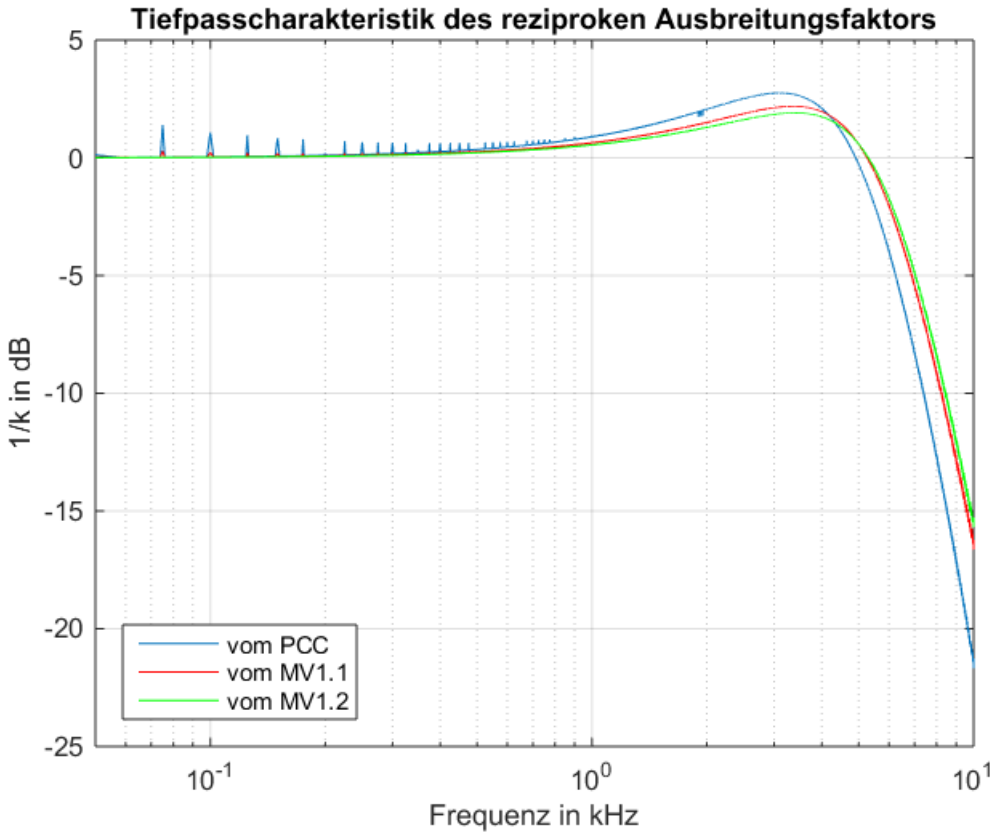


Abb. 62: Reziproker Ausbreitungsfaktor beim SZB5

Bei den ersten vier Szenarien verhält es sich prinzipiell ebenso, allerdings liegt die Grenzfrequenz aufgrund der geringeren Leitungsinduktivitäten und -kapazitäten bei etwas höheren Frequenzen.

5 Passives Bewertungsverfahren

Ausgehend von den im vorherigen Kapitel durchgeführten Simulationen soll nun bewertet werden, inwieweit das Ereignis mittelspannungsseitig als Anregungssignal geeignet ist. In einem weiteren Schritt werden auf Grundlage der Simulationsergebnisse Überlegungen angestellt, wie transiente Ereignisse genutzt werden können, um ein Bewertungsverfahren zum Anschluss dezentraler Erzeuger zu entwickeln. Dabei ist vorrangig die Unterteilung in schwache und starke Netze von Interesse. Im besten Fall können aber auch Rückschlüsse auf die konkreten Netzeigenschaften gezogen werden.

5.1 Anregung durch Spannungsspektren

Anhand der durchgeführten Simulationen beim Beispielnetz A kann eine Einschätzung der Eignung der Spannungsspektren zur Netzimpedanzbestimmung erfolgen. Bei Zugrundelegung der gängigen, präzisen Messtechnik zur Spannungsmessung, wie sie auch von Do [7] verwendet wird, kann eine obere Grenze der Messgenauigkeit festgesetzt werden. Somit lässt sich einschätzen, wie groß die frequenzabhängige, auftretende Spannung sein muss, um von der derzeitigen Messtechnik überhaupt noch erfasst werden zu können. Präzise Messgeräte zur Spannungsmessung auf Mittelspannungsebene können Spannungswerte, die 0,1 % der Grundfrequenzspannung betragen noch messtechnisch erfassen. Unterhalb davon werden die Spannungen nicht mehr sinnvoll erfasst. Die Signalanteile des anregenden Spannungseinbruchs auf der Hochspannungsebene liegen für Frequenzen bis etwa 750 Hz oberhalb von 0,1 % der Grundfrequenzspannung. In Tab. 5-1 sind die Grenzfrequenzen für die an der Mittelspannungssammelschiene simulierten Oberschwingungsspannungsspektren bei den verschiedenen Netzszenarien aufgelistet, bei denen der Signalanteil unter 0,1 % der Grundfrequenzspannung fällt. Bis zu diesen Frequenzen wäre die Untersuchung der frequenzabhängigen Impedanzen eines Mittelspannungsnetzes durch Anregung mittels eines Spannungseinbruchs aus dem Hochspannungsnetz mit derzeitiger Messtechnik denkbar. [25]

Tab. 5-1: Grenzfrequenzen der mittelspannungsseitigen Spannungen beim Beispielnetz A

Netzszenario	Grenzfrequenz in Hz
SZA1	781
SZA2	761
SZA3	1107
SZA4	423

Die einzelnen Netzszenarien beschreiben jeweils einen anderen Lastfall. Dabei nimmt die Belastung des Mittelspannungsnetzes vom SZA1 hin zum SZA4 zu. Anhand der obigen Tabelle ist keine direkte Abhängigkeit von der Lastsituation und der Grenzfrequenz des Signals ersichtlich. Bei gleicher Topologie, sowie es beim SZA1 und SZA2, bzw. SZA3 und SZA4 ist, scheint die Grenzfrequenz bei Erhöhung der Last der rein ohmschen Verbraucher kleiner zu werden. Um dies zu belegen, wären allerdings weitere Untersu-

chungen nötig. Beim reinen Einspeisenetz lassen sich ebenso Grenzfrequenzen bestimmen, ab denen Messungen mit gängiger Messtechnik keine sinnvollen Ergebnisse mehr liefern würden. Hier bestimmt vorrangig die Parallelresonanzstelle, bis zu welcher Frequenz die Signalanteile für Messungen ausreichend in das Mittelspannungsnetz übertragen werden. Grundsätzlich gelten die in Tab. 5-2 eingetragenen Grenzfrequenzen. Allerdings muss zusätzlich bemerkt werden, dass beim SZB1 und SZB2 die Signalanteile auch schon teils bei niedrigeren Frequenzen knapp unterhalb von 0,1 % der Grundfrequenzspannung fallen, da sich die entscheidende Parallelresonanzstelle bei einer verhältnismäßig hohen Frequenz befindet. Es wird demnach bei diesen beiden Szenarien auch unterhalb der angegeben Grenzfrequenz einen Bereich geben, bei dem das Spannungsspektrum mit herkömmlicher Messtechnik nicht erfasst werden kann.

Tab. 5-2: Grenzfrequenzen der mittelspannungsseitigen Spannungen beim Beispielnetz B

Netzszenario	Grenzfrequenz in kHz
SZB1 und SZB2	2,436
SZB3 und SZB4	1,682
SZB5	1,342

Bei den anderen Netzszenarien liegt die Resonanzstelle bei deutlich kleineren Frequenzen. Hier sollte die messtechnische Erfassung der Spannungsspektren bis zur Grenzfrequenz prinzipiell möglich sein.

5.2 Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz

Im vorangegangenen Abschnitt wurde aufgrund der Simulationen festgelegt, bis zu welchen Frequenzen eine messtechnische Realisierung derzeit durchgeführt werden kann. Abschließend sollen nun Überlegungen angestellt werden, wie auf Grundlage von Ereignissen im Netz Rückschlüsse auf die Netzimpedanz gezogen werden können. Dies gestaltet sich schwieriger als bei Messverfahren mit aktiver Anregung [7], da das anregende Signal nicht am Netzverknüpfungspunkt erzeugt wird, sondern irgendwo im Netz auftritt. Es ergibt sich die in Abb. 63 dargestellte Ausgangssituation, die ein Kurzschlussereignis beschreibt, das an einem unbekannten Ort im Netz auftritt. Diese besitzt große Ähnlichkeit zu den LVRT-Betrachtungen, die in der Technischen Richtlinie Teil 8 der FGW im Leerlauf angestellt werden. [10] Die Netznennspannung U_N ist ebenso unbekannt wie die Netzimpedanz Z_N, die ja letztlich bestimmt werden soll. Beide Größen werden für den Fall 1 und den Fall 2 als konstant angenommen. Der Kurzschlusswiderstand R_k und der Faktor α sind rein fiktive Größen und bestimmen, wie stark die Spannung am Messpunkt letztlich einbricht. Es wird nun zur Vereinfachung die Annahme getroffen, dass α den Wert Eins annimmt. Somit vereinfacht sich die Schaltung wie in Abb. 64 abgebildet. Der Kurzschlusswiderstand ist zwar weiterhin unbekannt, allerdings wird durch die vorgenommene Annahme Kenntnis über die Spannung über R_K erlangt. Alternativ könnte auch der

Wert des Kurzschlusswiderstandes gewählt werden, z.B. mit Z_N, dann wäre allerdings der Ort des Fehlers und daraus resultierend der Faktor α nicht bekannt.

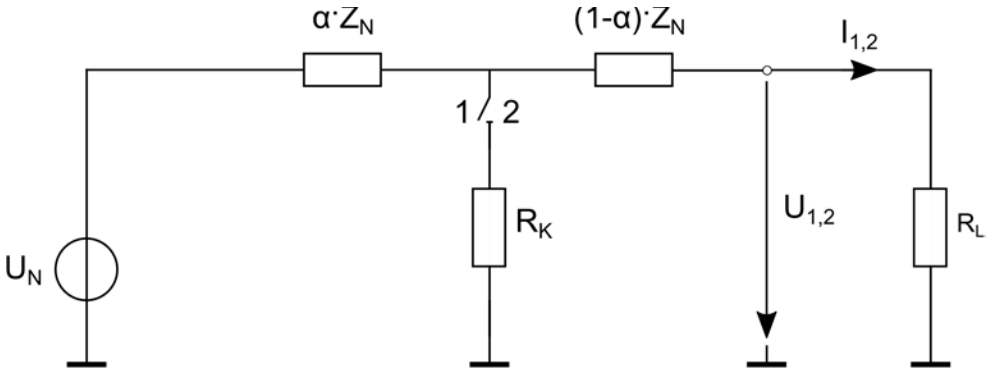


Abb. 63: Ausgangssituation der Netzimpedanzmessung

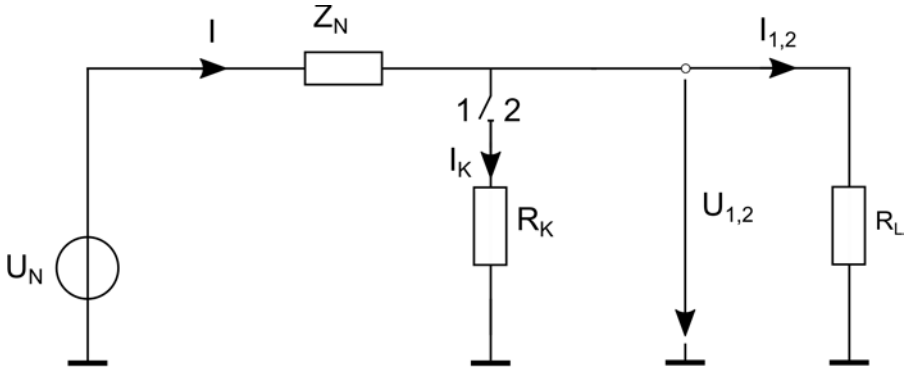


Abb. 64: vereinfachte Annahme zur Netzimpedanzmessung

Es ist in diesem Szenario ausschließlich möglich für den ersten und für den zweiten Fall die Spannung und den Strom an dem Verbraucher zu messen. Für die beiden Fälle lassen sich die nachfolgenden Zusammenhänge aufstellen.

- Fall 1 (geöffneter Schalter, normaler Betriebszustand):

Maschengleichung M1: $U_N = I_1 \cdot Z_N + U_1$

- Fall 2 (eingetretenes Kurzschlussereignis):

Maschengleichung M2: $U_N = I \cdot Z_N + U_2 = (I_K + I_2) \cdot Z_N + U_2$

Knotengleichung K2: $I = I_K + I_2$

Anhand der beiden betrachteten Fälle lassen sich zwei Maschengleichungen und eine Knotengleichung aufstellen. Diese beinhalten allerdings mit U_N, Z_N, I und I_K vier unbekannte Größen. Es lassen sich zwar beispielsweise über das ohmsche Gesetz zusätzliche Gleichungen erzeugen, die aber entweder neue unbekannte Größen beinhalten oder keine neuen Informationen liefern. Es ist somit für das betrachtete Szenario nicht möglich, die Netzimpedanz Z_N ausschließlich über Messung der Spannungen und Ströme am NVP eindeutig zu bestimmen.

5.2.1 Bestimmung der Teilimpedanzen

Es konnte kein Verfahren entwickelt werden, um die vollständige Netzimpedanz mit dem Messprinzip aus 2.5 an einem beliebigen NVP im Mittelspannungsnetz zu erfassen. Daher haben die nachfolgenden Überlegungen das Ziel, zumindest einen Teil der Netzimpedanz messtechnisch zu bestimmen. Große Probleme entstehen bei den Betrachtungen aus dem vorigen Kapitel dadurch, dass weder der Ort noch der Wert der Kurzschlussimpedanz bekannt ist und somit nicht auf die Impedanz des vorgelagerten Hochspannungsnetzes geschlossen werden kann. Daher soll dieser Teil der Netzimpedanz im Folgenden außen vor gelassen werden und muss gegebenenfalls weiterhin durch Berechnungen wie in [1] bestimmt werden. Für die nachfolgenden Betrachtungen wird die Impedanz des übergeordneten Hochspannungsnetzes als vernachlässigbar klein angenommen. Danach ergibt sich das in Abb. 65 dargestellte Ersatzschaltbild für das Netz.

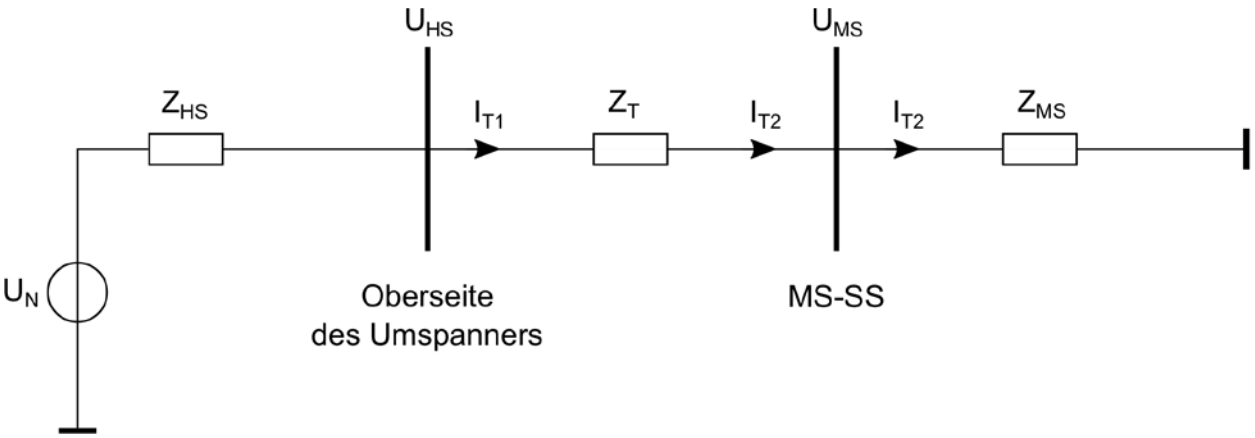


Abb. 65: Netzimpedanzteilmessung

Es werden zunächst die in diesem Abschnitt verwendeten Größen in Tab. 5-3 eingeführt. Da bei den Berechnungen eine komplexe Betrachtung notwendig ist, werden zum besseren Verständnis auch der Real- und der Imaginärteil der jeweiligen komplexen Größe benannt.

Tab. 5-3: Größen und Hilfsgrößen bei der Teilnetzimpedanzbestimmung

Name	Komplexe Größe	Realteil	Imaginärteil
Transformatorimpedanz	Z_T	R_T	Z_T
Mittelspannungsteilnetzimpedanz	Z_{MS}	R_{MS}	X_{MS}
Netzimpedanz an der MS-SS	$Z_{N,MS}$	$R_{N,MS}$	$X_{N,MS}$
Netzimpedanz am NVP6	$Z_{N,NVP6}$	$R_{N,NVP6}$	$X_{N,NVP6}$
Längsimpedanz des Zweitores	Z_L	R_L	X_L
Querimpedanz des Zweitores	Z_Q	R_Q	X_Q
Verbraucherimpedanz	Z_V	R_V	$X_V = 0$
Hochspannung	U_{HS}	$U_{HS,R}$	$U_{HS,I}$
Mittelspannung	U_{MS}	$U_{MS,R}$	$U_{MS,I}$
Eingangsspannung des Zweitores	U_1	U_{1R}	U_{1I}
Ausgangsspannung des Zweitores	U_2	U_{2R}	U_{2I}
HS-seitiger Transformatorstrom	I_{T1}	I_{T1R}	I_{T1I}
MS-seitiger Transformatorstrom	I_{T2}	I_{T2R}	I_{T2I}
Eingangsstrom des Zweitores	I_1	I_{1R}	I_{1I}
Ausgangsstrom des Zweitores	I_2	I_{2R}	I_{2I}
Querstrom des Zweitores	I_Q	$I_{Q,R}$	$I_{Q,I}$

Im Folgenden soll nun in einem ersten Schritt aus den simulierten Spannungs- und Stromspektren die Transformatorimpedanz bestimmt werden. Anschließend wird ein Verfahren vorgestellt, um an unterschiedlichen Punkten im Netz die Netzimpedanz abzuschätzen. Der Transformator befindet sich zwischen den in Abb. 65 dargestellten Sammelschienen. Es ist nun möglich, an diesen Sammelschienen das Spannungsspektrum und auch das Spektrum des in, bzw. aus dem Transformator fließenden Stroms zu messen. Bei Eintritt eines transienten Ereignisses besitzen diese, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, auch höherfrequente Anteile. Somit ließen sich die Impedanz des Transformators und die Netzimpedanz des nachfolgenden Mittelspannungsnetzes frequenzabhängig nach dem ohmschen Gesetz bestimmen.

$$Z_{MS}(\omega) = \frac{U_{MS}(\omega)}{I_{T2}(\omega)}$$

$$Z_T(\omega) = \frac{U_{HS}(\omega)}{I_{T1}(\omega)} - \ddot{u}^2 \cdot Z_{MS}(\omega) = \frac{U_{HS}(\omega)}{I_{T1}(\omega)} - \ddot{u}^2 \cdot \frac{U_{MS}(\omega)}{I_{T2}(\omega)}$$

Zu beachten ist hier allerdings, dass es sich bei den Spannungen, Strömen und Impedanzen um komplexe Größen handelt. Die reine Betrachtung der Beträge wäre bei der Subtraktion der Impedanzen fehlerhaft und daher nicht zulässig. Die Phasenverschiebung zwischen der Hoch- und der Mittelspannung muss in diesem Fall nicht weiter beachtet werden, da bei den hier durchgeführten Berechnungen ausschließlich die Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom Einfluss nimmt. Daraus ergeben sich folgende Berechnungsformeln für die Transformatorimpedanz. Auf diesem Weg lässt sich die Impedanz des Transformators verhältnismäßig gut ermitteln. Die Ergebnisse der Impedanzberechnung beim Transformator sind für das Netzszenario SZA1 in Abb. 66 zu sehen und werden hier mit der simulierten Impedanz verglichen. Dabei wurde auf das vereinfachte Ersatzschaltbild eines Transformators aus Abb. 13 zurückgegriffen. Hierbei werden aufgrund der Belastung des Transformators die Queradmittanzen vernachlässigt. Es finden daher nur die Längsimpedanzen des Transformators Berücksichtigung.

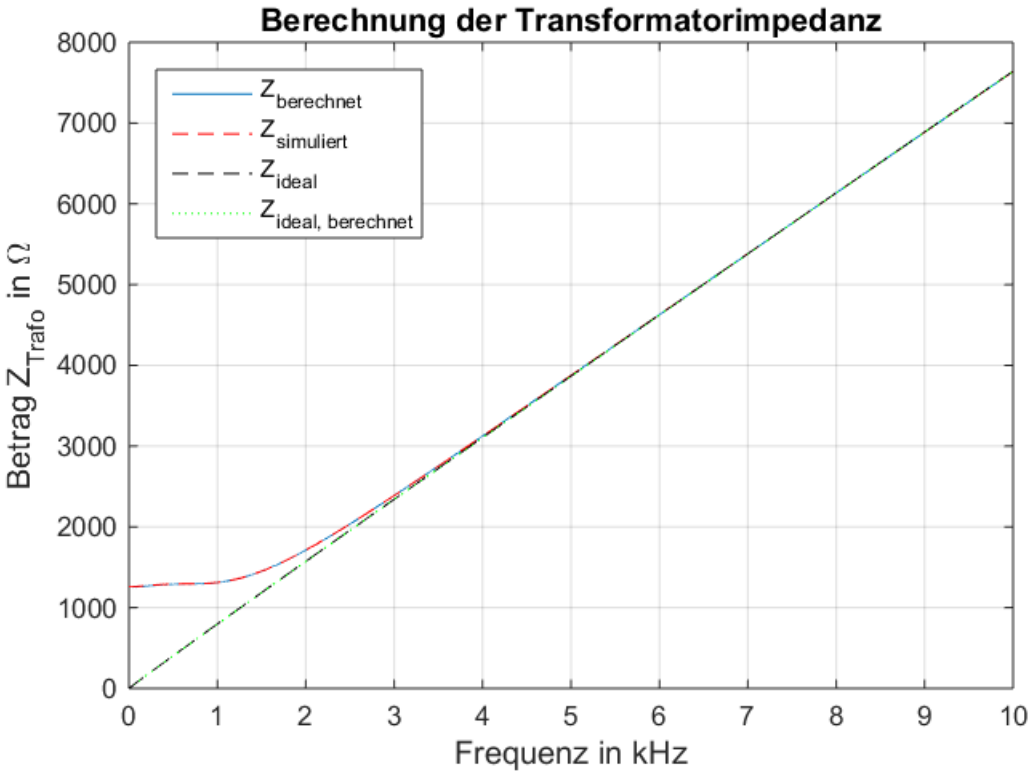


Abb. 66: Berechnete und simulierte Transformatorimpedanz

Es ist zu sehen, dass die blau dargestellte, berechnete Kurve gleich der roten Kurve ist, die mithilfe einer Simulation ermittelt wurde. Dementsprechend liefern Berechnung und Simulation an dieser Stelle das gleiche Ergebnis. Der gestrichelte, schwarze Verlauf beschreibt die vereinfachte Transformatorimpedanz beim Kurzschlussfall oder hoher Belastung des Transformators. Hier darf das vereinfachte Ersatzschaltbild des Transformators angewendet werden. Beim Netzszenario SZA1 ist der Transformator dagegen verhältnismäßig gering belastet. Daher ergeben sich für Frequenzen unter 3 kHz deutliche Abweichungen zum zwischen dem berechneten, bzw. simulierten, und dem idealen Verlauf des vereinfachten Ersatzschaltbildes. Bei hohen Frequenzen verlaufen die Kurven bei beiden Fällen gleich, da die Kapazitäten der Kabel an der Unterseite des Transformators eine sehr niederohmige Verbindung zur Erde schaffen. Die Transformatorimpedanz wird für

die nachfolgenden Betrachtungen zur Bestimmung der Netzimpedanz an unterschiedlichen Punkten im Mittelspannungsnetz benötigt. Bei Vernachlässigung der Spannungsquelle und der Hochspannungsnetzimpedanz befindet sich der Transformator hier im Kurzschlussfall. Demnach kann das vereinfachte Ersatzschaltbild verwendet werden. Im Folgenden wird nun ausgehend von den gemessenen Spannungs- und Stromspektren die Transformatorimpedanz des vereinfachten Ersatzschaltbildes bestimmt. Dazu werden die Parameter R_{50} und L_{50} der Widerstands-, bzw. Induktivitätsfunktion aus Kapitel 2.3 bestimmt. Es sollten dabei möglichst hochfrequente Werte der berechneten Transformatorimpedanz genutzt werden, da sich hier der berechnete und der ideale Verlauf im Kurzschlussfall sehr wenig unterscheiden. Anhand der ermittelten Parameter lassen sich der Widertand und die Reaktanz mit den berechneten Verläufen im Schwachlastfall vergleichen.

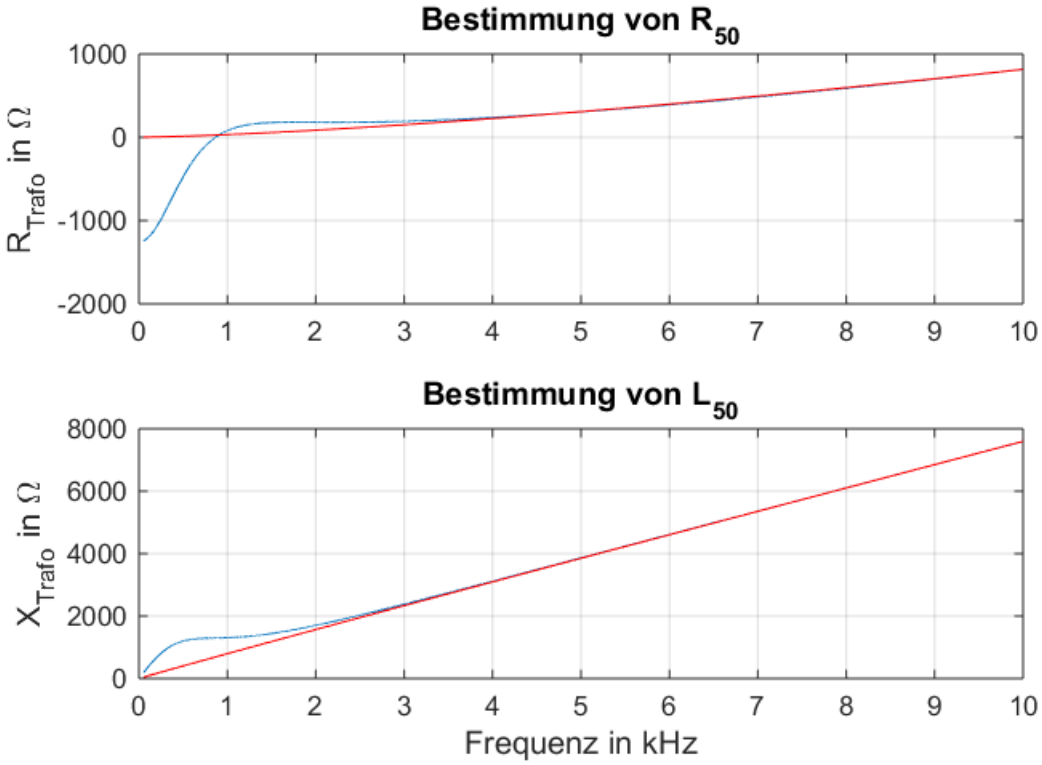


Abb. 67: Parameterbestimmung beim Transformator

Auch hier ist eine hohe Übereinstimmung bei hohen Frequenz zu sehen, während bei niedrigen Frequenzen die Belastung des Transformators größere Abweichungen verursacht. Mit den ermittelten Parametern lässt sich die Transformatorimpedanz des vereinfachten Ersatzschaltbildes gut nachbilden. Es ergibt sich die gepunktete, grüne Kurve in Abb. 66. Bei Kenntnis der Transformatorimpedanz kann nun die Netzimpedanz an der Mittelspannungssammelschiene bestimmt werden. Diese besteht, bei Vernachlässigung der Spannungsquelle und der Hochspannungsnetzimpedanz, aus der Parallelschaltung der Transformatorimpedanz und der Impedanz des Mittelspannungsnetzes. Das wird bei der Betrachtung des Ersatzschaltbildes aus Abb. 65 ersichtlich. Die Transformatorimpedanz wird dabei nun von der Unterspannungsseite betrachtet und muss dementsprechend mit dem Faktor $1/\ddot{u}^2 = 1/121$ skaliert werden. Diese Skalierung ist bei der nach-

folgenden Verwendung von R_T und X_T bereits mit einbezogen. Die Berechnung der vereinfachten Netzimpedanz muss erneut komplexwertig durchgeführt werden. Es ergeben sich für den Real- und den Imaginärteil der frequenzabhängigen Netzimpedanz nachfolgende Formeln. Daraus lässt sich die frequenzabhängige Netzimpedanz an der Mittelspannungssammelschien weitestgehend bestimmen.

$$R_{N,MS} = \frac{(R_T \cdot R_{MS} - X_T \cdot X_{MS}) \cdot (R_T + R_{MS}) - (R_T \cdot X_{MS} + R_{MS} \cdot X_T) \cdot (X_T + X_{MS})}{(R_T + R_{MS})^2 + (X_T + X_{MS})^2}$$

$$X_{N,MS} = \frac{(R_T \cdot X_{MS} - R_{MS} \cdot X_T) \cdot (R_T + R_{MS}) - (R_T \cdot R_{MS} + X_T \cdot X_{MS}) \cdot (X_T + X_{MS})}{(R_T + R_{MS})^2 + (X_T + X_{MS})^2}$$

$$Z_{N,MS} = R_{N,MS} + j \cdot X_{N,MS}$$

Anhand dieser Formeln wurde mithilfe von Matlab die Berechnung der frequenzabhängigen Netzimpedanz für diesen Fall vorgenommen. Es ergeben sich die in Abb. 68 dargestellten Verläufe. Beim Vergleich zur simulierten Netzimpedanz ist kein Unterschied feststellbar.

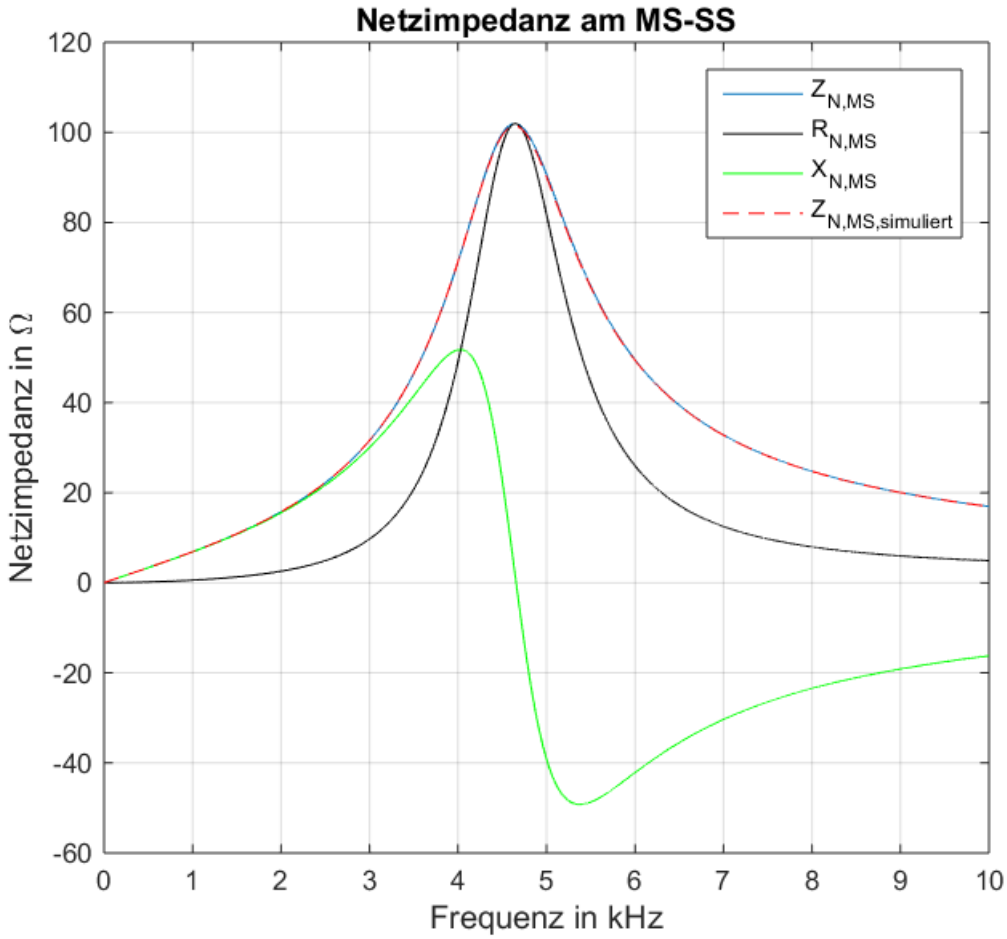


Abb. 68: Berechnete Netzimpedanz am MS-SS beim SZA1

Die Bestimmung der Netzimpedanz an der Mittelspannungssammelschiene gestaltet sich noch verhältnismäßig einfach. Da der Transformator eine in diesem Fall vernachlässigbar kleine Queradmittanz aufweist, lässt sich der Umspanner mittels des vereinfachten Ersatzschalbildes, welches nur Längsimpedanzen enthält, beschreiben. Das ist bei Elementen, die größere Queradmittanzen beinhalten, nicht mehr möglich. Da Kabel aufgrund der Kapazitäten und ebenso Verbraucher Verbindungen zur Erde besitzen, die berücksichtigt werden müssen, wird die Netzimpedanzberechnung für Orte, die tiefer im Mittelspannungsnetz liegen, deutlich schwieriger. Im Folgenden wird dies für den NVP6 beim Netzszenario SZA1 durchgeführt. Es wird prinzipiell die gleiche Vorgehensweise, wie bei der Netzimpedanzbestimmung an der Mittelspannungssammelschiene, angewendet. Ausgehend vom NVP6 ergibt sich das Ersatzschalbild, welches in Abb. 69 zu sehen ist. Am NVP6 befindet sich nur noch ein Verbraucher, dessen Impedanz bekannt ist, bzw. aus dem Spannungs- und Stromspektrum am NVP6 berechnet werden kann. Die Impedanz des Verbrauchers ist rein ohmsch und beträgt beim SZA1 1 kΩ.

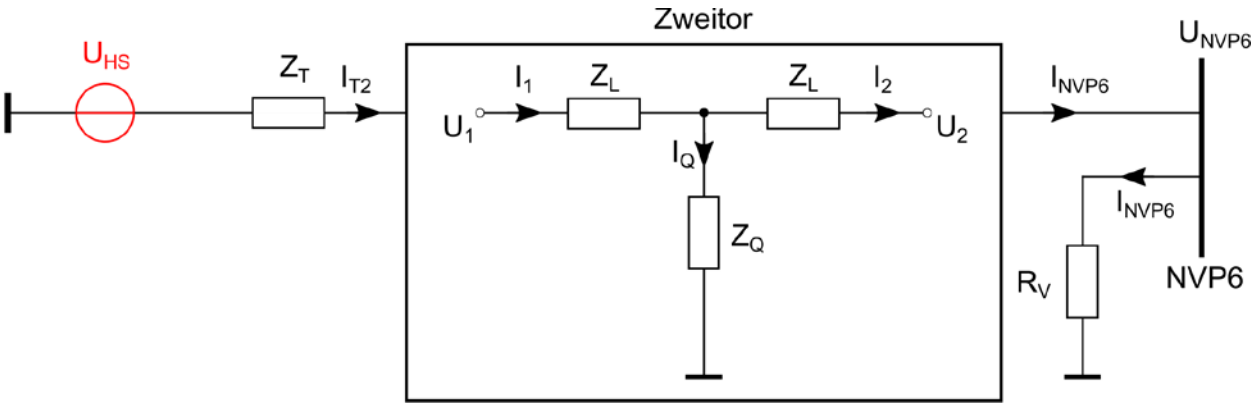


Abb. 69: Netzimpedanzbestimmung am NVP6 beim SZA1

Daneben existieren noch zwei weitere Elemente. Zum einen ist hier erneut die Transformatorimpedanz zu sehen, die wie zuvor mit dem vereinfachten Ersatzschaltbild beschrieben werden kann. Zum anderen gibt es ein noch weitestgehend unbekanntes Element zwischen der Mittelspannungssammelschiene und dem NVP6. Jenes wird anhand eines Zweitores beschrieben. Bei dem Zweitor können zwar die Spannungen und Ströme am Ein- und Ausgang messtechnisch ermittelt werden, jedoch ist die innere Netzstruktur unbekannt. Es wird, wie in Abb. 69 gezeigt, von einem symmetrischen T-Ersatzschaltbild ausgegangen, dessen Längs- und Querelemente nun anhand der Spannungs- und Stromspektren am NVP6 und der Mittelspannungssammelschiene ermittelt werden können. Dabei wird ausgenutzt, dass sich jedes Netz, bestehend aus passiven Bauelementen, durch geschickte Dreieck-Stern-, bzw. Stern-Dreieck-Transformationen und Zusammenfassen der Längsimpedanzen und Queradmittanzen auf ein T-Ersatzschaltbild zurückführen lässt. Anhand des Ersatzschaltbildes des Zweitores lassen sich zwei Maschen- und eine Knotengleichung aufstellen.

M1: $$U_1 = I_Q \cdot Z_Q + I_1 \cdot Z_L$$

M2: $$U_2 = I_Q \cdot Z_Q - I_2 \cdot Z_L$$

K1: $$I_Q = I_1 - I_2$$

Mit diesem Ansatz lassen sich Gleichungen entwickeln, die zur Bestimmung der Ersatzimpedanzen Z_L und Z_Q dienen. Erneut ist eine komplexwertige Betrachtung der Rechnung erforderlich. Es ist dabei zu beachten, dass zwischen den Spannungen U_1 und U_2 möglicherweise eine Phasenverschiebung besteht, welche bei den Berechnungen mitberücksichtigt werden muss. Die Phase der Eingangsspannung U_1 wird hierbei als null angenommen, womit die Eingangsspannung keinen imaginären Anteil besitzt.

$$Z_L = \frac{U_1 - U_2}{I_1 + I_2} = \frac{(U_{1R} - U_{2R}) - j \cdot U_{2I}}{(I_{1R} + I_{2R})^2 + (I_{1I} + I_{2I})^2} \cdot [(I_{1R} + I_{2R}) - j \cdot (I_{1I} + I_{2I})]$$

$$Z_Q = \frac{U_1 - Z_L \cdot I_1}{I_Q} = \frac{[(U_{1R} - I_{1R} \cdot R_L + I_{1I} \cdot X_L) - j \cdot (I_{1R} \cdot X_L + I_{1I} \cdot R_L)]}{I_{Q,R}^2 + I_{Q,I}^2} \cdot (I_{Q,R} - j \cdot I_{Q,I})$$

Die Impedanzen Z_L und Z_Q können somit aus den simulierten Spektren komplexwertig ermittelt werden. Damit besitzt das Netzwerk aus Abb. 69 keine unbekannten Impedanzterme mehr und es können der Netzwiderstand, die Netzreaktanz und letztendlich auch die Netzimpedanz in Abhängigkeit der Frequenz ermittelt werden. Die genauen Berechnungen werden in Matlab durchgeführt und enthalten komplizierte, teilweise unübersichtliche Terme. Daher wird auf die Darstellung jener an dieser Stelle verzichtet. Die genaue Berechnung in Matlab inklusive der einzelnen Berechnungsschritte kann im 1 eingesehen werden. Hier soll nun das Ergebnis der Netzimpedanzbestimmung für den NVP6 betrachtet werden. Der Verlauf der berechneten und simulierten Netzimpedanz ist in Abb. 70 abgebildet. Es sind zusätzlich die frequenzabhängigen Verläufe des Netzwiderstands und der Netzreaktanz zu sehen. Die Abbildung stellt die Berechnungen den simulierten Impedanzverläufen gegenüber. Dabei ist zu erkennen, dass die Berechnungen die frequenzabhängige Netzimpedanz verhältnismäßig gut wiedergibt. Der qualitative Verlauf ist bei Berechnung und Simulation sehr ähnlich. Allerdings ergeben sich leichte Unterschiede in den konkreten Impedanzwerten. Diese werden darauf zurückgeführt, dass die Quer- und Längsimpedanz des Zweitores aufgrund von Rundungen bei den sehr kleinen Stromspektren nicht exakt bestimmt werden konnten. Hier ergeben sich scheinbar kleine Ungenauigkeiten, die sich in der weiteren Berechnung stärker bemerkbar machen.

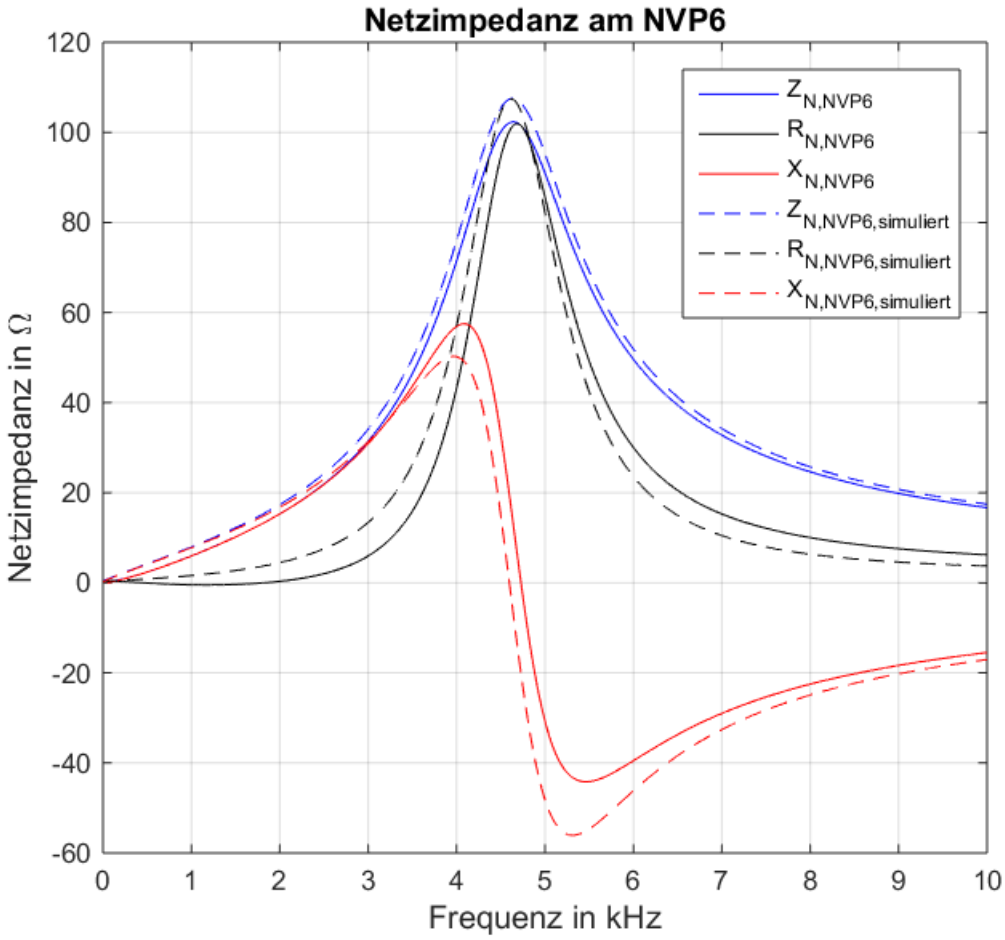


Abb. 70: Berechnete Netzimpedanz am NVP6 beim SZA1

Grundlegend ist es allerdings möglich, mit der hier vorgestellten Berechnungsmethode aus den Spannungs- und Stromspektren an verschiedenen Messpunkten, die frequenzabhängige Netzimpedanz zu bestimmen. Dabei wird die Impedanz des vorgelagerten Hochspannungsnetzes vernachlässigt. Die Berechnung wurde für zwei verschieden Orte im Verbrauchernetz durchgeführt. Die Berechnungsmethode ist allerdings auch auf andere Netze übertragbar. Dabei müssen Netzwerke zwischen zwei Messpunkten, die in irgendeinem Bereich des betrachteten Frequenzspektrums nicht vernachlässigbare Verbindungen zur Erde besitzen, anhand eines Zweitores beschrieben werden. Dies wären beispielsweise Netzabschnitte, bei denen Leitungen oder Lasten angenommen werden. Es werden mit dem vorgestellten Verfahren die Parameter einer symmetrischen T-Ersatzschaltung bestimmt. Anschließend wird aus Sicht des betrachteten Netzverknüpfungspunktes die Netzimpedanz aus den ermittelten Impedanzen zusammengesetzt. Prinzipiell lässt sich das Verfahren auch auf das hier vorgestellte Einspeisenetz anwenden. Die Erzeugungseinheiten haben aufgrund ihrer sehr hohen Innenimpedanz keinen merklichen Einfluss auf die Netzimpedanz. Jedoch dürfen zwischen zwei Messpunkten keine Einspeiseeinheiten liegen, da diese von der T-Ersatzschaltungen nicht richtig erfasst werden können. Die Ersatzschaltung des Zweitores ist hierbei ausschließlich für Netzwerke mit passiven Bauelementen gültig. Es kann anhand der Ausbreitungsfaktoren im Normalbetrieb des Windparks bestimmt werden, ob sich dezentrale Erzeugungsein-

heiten zwischen den beiden betrachteten Messpunkten befinden. Dies wird im Abschnitt 3.1.2 erläutert. Liegen die Messpunkte an den Netzverknüpfungspunkten der Erzeugungsanlagen, so können die Eigenschaften des gesamten Mittelspannungsnetzes recht gut mit dem hier vorgestellten Berechnungsverfahren ermittelt werden. Es können die passiven Impedanzen, bestehend aus Leitungen und Lasten, zwischen den NVPs bestimmt werden und letztlich daraus die Netzimpedanz an den unterschiedlichen NVPs zu großen Teilen berechnet werden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der Arbeit ist es, anhand eines Spannungseinbruchs simulativ die Netzeigenschaften von typischen Mittelspannungsnetzen zu bestimmen. Dafür werden Simulationen mit dem Netzberechnungsprogramm PowerFactory des Hauses DIgSILENT durchgeführt und mit der Berechnungssoftware Matlab ausgewertet.

Zunächst werden in Kapitel 2 die theoretischen Grundlagen für diese Arbeit gelegt. Es werden der Ausbau von Mittelspannungsnetzen und die Ausbreitung von harmonischen Spannungen und Strömen in Verteilnetzen beschrieben. Zusätzlich wird in diesem Kapitel das Frequenzverhalten der Betriebsmittel erläutert. Dabei werden Leitungen und Transformatoren gesondert betrachtet. Im Abschnitt 2.4 wird ein Überblick über im Netz auftretende Ereignisse gegeben, welche einen höherfrequenten Anteil beinhalten können. Hierbei wird in Überspannungen und Spannungseinbrüche unterschieden, wobei nur die Spannungseinbrüche im weiteren Verlauf der Arbeit betrachtet werden. Des Weiteren wird gezeigt, wie die Netzimpedanz beim derzeitigen Stand der Technik messtechnisch ermittelt werden kann. Das Verfahren beruht auf Zuschalten eines Lastwiderstandes am Netzanschlusspunkt und erfordert eine Messung im Leerlauf und bei zugeschaltetem Lastwiderstand. Durch ein spezielles Pulsen der Zuschaltung kann eine Frequenzanregung des Netzes erfolgen und somit die Netzimpedanz frequenzabhängig bestimmt werden. Abschließend wird bei den theoretischen Grundlagen die Fourier-Transformation erklärt, welche eine Methode darstellt, um aus einem Zeitsignal das Frequenzspektrum zu ermitteln. Dies wird im Abschnitt 3.2 zur Bestimmung der Frequenzanteile des anregenden Spannungseinbruchs benötigt.

Im Kapitel 3 wird die Vorgehensweise bei dieser Arbeit beschrieben und die benötigten Modelle entworfen. Es werden zwei typische Mittelspannungsnetze modelliert. Diese unterscheiden sich in ihren Eigenschaften grundlegend. Beim Beispielnetz A handelt es sich um ein reines Verbrauchernetz, welches keinen Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen besitzt. Dagegen ist das Beispielnetz B ein reines Einspeisenetz, wie es beispielsweise bei einem Windpark zu finden ist. Es werden für die beiden Beispielnetze verschiedene Szenarien entworfen bei denen die Parameter und die Topologie des Netzes verändert werden. Die Netze werden bei den verschiedenen Netzszenarien anhand von simulierten Netzimpedanzverläufen beschrieben. Beim Einspeisenetz findet zusätzlich eine Betrachtung der Oberschwingungsvorberlastung des Netzes aufgrund der eingespeisten Oberschwingungsströme statt. Hieraus kann theoretisch bereits bestimmt werden, ob sich zwischen den betrachteten Messpunkten einspeisende Anlagen befinden. Prinzipiell sind in PowerFactory zwei Simulationsmethoden, die EMT-Simulation und die Oberschwingungslastflussberechnung, für die hier durchgeführten Untersuchungen nutzbar. Es wird ein Vergleich zwischen diesen beiden möglichen Simulationsmethoden vollzogen und die Vorteile der gewählten Vorgehensweise herausgestellt. Es wird weiterhin anhand eines Beispiels gezeigt, dass bei beiden Methoden grundsätzlich ähnliche Ergebnisse zu erwarten sind. Bei der EMT-Simulation werden durch PowerFactory ausschließlich Zeitsignale simuliert, deren Frequenzspektren anschließend durch eine Fourieranalyse berechnet werden müssen. Diese Methode wird in dieser Arbeit ausschließlich zur

Ermittlung der spektralen Anteile des anregenden Signals verwendet. Es wird die Oberschwingungslastflussberechnung als Methode für die durchgeführten Simulationen bevorzugt. Hierbei werden an der Oberspannungsseite des speisenden Umspanntransformators die Frequenzeigenschaften eines Spannungseinbruchs in Form einer Oberschwingungsspannungsquelle eingeprägt. Diese werden im Abschnitt 3.2 auf Grundlage einer EMT-Simulation eines dreiphasigen Kurzschlussereignisses im speisenden Hochspannungsnetz berechnet.

Das Kapitel 4 beinhaltet die durchgeführten Oberschwingungslastflussberechnungen. Dabei werden zwei Ziele verfolgt. Zum einen wird geprüft, inwieweit sich bereits aus den Spannungsspektren, bzw. aus der Ausbreitung dieser im Mittelspannungsnetz Rückschlüsse auf die Netzeigenschaften gezogen werden können. Zum anderen wird das Spannungsspektrum als Anregungssignal genutzt, um Teile der frequenzabhängigen Netzimpedanz an verschiedenen Netzverknüpfungspunkten zu bestimmen. Beim Verbrauchernetz wird die Ausbreitung des Spannungsspektrums entlang eines Laststrahls untersucht. Dabei wird festgestellt, dass die Ausbreitung entlang des Strahls ausschließlich von der Beschaffenheit des betrachteten Strahls abhängt. Parallel angeschlossene Lastabgänge scheinen keine Auswirkung auf das Ausbreitungsverhalten zu haben. Die Betrachtung der Ausbreitung der Spannungsspektren beim Einspeisenetz liefert grundsätzlich gleiche Erkenntnisse. Hier wird festgestellt, dass die Ausbreitung entlang eines Strangs ebenso nur von der Beschaffenheit des Stranges und nicht von weiteren, parallel angeschlossenen Einspeisestrahlen abhängt. Veränderungen am ersten Strang des Windparks wirken sich deutlich auf die berechneten Ausbreitungsfaktoren aus. Es wird zusätzlich festgestellt, dass die Netzrückwirkungen der eingespeisten Oberschwingungsströme von den Signalanteilen des Anregungssignals überlagert werden. Die Frequenzanteile der Anregung sind dabei bei diesem Beispielnetz deutlich größer als die durch die Einspeisung hervorgerufenen Oberschwingungsspannungen. Es lässt sich anhand der Ausbreitungsfaktoren bestimmen, ob einspeisende Anlagen zwischen zwei Messpunkten liegen. Allerdings ist diese Bestimmung nicht an den Spannungseinbruch gebunden und kann genauso gut im Regelbetrieb vorgenommen werden.

Ein weiteres Ziel der Untersuchungen ist es, auf Grundlage der spektralen Anregung die Netzimpedanz an verschiedenen Orten im Netz zu bestimmen. Damit wird sich in Kapitel 5 befasst. Hier wird zunächst eine Einschätzung vorgenommen, bis zu welcher Frequenz der betrachtete Spannungseinbruch als Anregungssignal dienen kann. Abhängig vom Szenario reichen die Grenzfrequenzen beim Beispielnetz A von etwas über 400 Hz bis ca. 1,1 kHz. Aufgrund einer auftretenden Parallelresonanz kann der Spannungseinbruch beim Einspeisenetz auch noch bei leicht höheren Frequenzen als Anregungssignal verwendet werden. Es wird die derzeit gängige Messtechnik zur Spannungsmessung in der Mittelspannungsebene für diese Bewertungen zugrunde gelegt. Unabhängig von den ermittelten Grenzfrequenzen wird in diesem Kapitel ein Verfahren vorgestellt, mit dem die frequenzabhängige Netzimpedanz aus den Spannungs- und Stromspektren weitestgehend abgeschätzt werden kann. Es ist dabei nicht möglich, die Impedanz der vorgelagerten Netzstrukturen zu erfassen. Diese werden bei dem vorgestellten Verfahren vernachlässigt. Es wird für zwei Orte, die Mittelspannungssammelschiene und den NVP6, im

Netzszenario SZA1 beim Beispielnetz A die frequenzabhängige Netzimpedanz berechnet. An der Mittelspannungssammelschiene wird dabei annähernd exakt der simulierte Netzimpedanzverlauf erreicht. Beim NVP6 ergeben sich leichte Abweichungen zu dem simulierten Verlauf aufgrund von Rundungsungenauigkeiten in den Stromspektren. Prinzipiell lässt sich das Verfahren auch auf andere Netze anwenden, wie beispielsweise das Einspeisenetz. Dies wird im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt.

Insgesamt sind beide Wege, die Untersuchung der Ausbreitung der Spannungsspektren und Nutzung des Spannungseinbruchs als Anregung zur Berechnung der frequenzabhängigen Netzimpedanz, vielversprechend, um die derzeitigen Bewertungsverfahren zur Anschlusskapazität dezentraler Erzeugungsanlagen zu verbessern. Dadurch können vorhandene Kapazitäten besser ausgenutzt werden und somit der Anteil der regenerativen Energien weiter erhöht werden.

Die vorliegende Arbeit bietet vielversprechende Möglichkeiten für weitere Untersuchungen. Bislang wird ausschließlich ein symmetrischer Einbruch der Spannung auf 70 % in symmetrischen Netzen betrachtet. Mithilfe von weiteren Simulationen können gegebenenfalls stärkere Anregungssignale gefunden werden, d.h. Ereignisse, deren spektrale Anteile deutlich stärker auftreten, als die des hier verwendeten Spannungseinbruchs. Zusätzlich können Simulationen für unsymmetrische Netze durchgeführt werden, um sich so den real existierenden Verteilnetzen weiter anzunähern. Hierbei kann geprüft werden, inwieweit das in dieser Arbeit vorgestellte Verfahren auch auf unsymmetrische Netze anwendbar ist. Anhand von weiteren Simulationen können die Abhängigkeiten der spektralen Ausbreitung zu den Netzeigenschaften festgestellt werden. Es wäre eine Umsetzung anhand eines präzisen Mehrstellmesssystems der Spannung und des Stroms denkbar, beispielweise an den Netzverknüpfungspunkten von WKAs. Damit könnten die hier vorgestellten Bewertungsmethoden anhand von Messungen überprüft werden. Aufgrund der derzeitig verfügbaren Messtechnik für die Mittelspannungsebene wären dabei allerdings nur Untersuchungen für den unteren Frequenzbereich bis etwa 1-2 kHz möglich. Letztlich können auf Grundlage dieser Arbeit optimierte Bewertungsverfahren zum Netzanschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in der Mittelspannungsebene entstehen. Damit können die Technischen Richtlinien und Bestimmungen zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen angepasst und vorhandene Kapazitäten besser ausgenutzt werden.

Literaturverzeichnis

[1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Juni 2008.

[2] DIEDRICHS, V.; BEEKMANN, A.; BUSKER, K.; NIKOLAI, S.; ADLOFF, S.: Control of Wind Power Plants Utilizing Voltage Source Converter in High Impedance Grids. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE. San Diego, California, USA, 22-26 July 2012.

[3] DIEDRICHS, V.; BEEKMANN, A.; BUSKER, K.; NIKOLAI, S.; KENTLER, F.: Operation of Wind Power Plants in High Impedance Grids. 11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms. Lisbon, Portugal, 13-15 November 2012.

[4] DIEDRICHS, V.; LORENZEN, H.; BEEKMANN, A.; BUSKER, K.; NIKOLAI, S.: Loss of Stability Margin Assessment during Wind Power Plant Operation in High Impedance Grids. 12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms. London, UK, 22-24 October 2013.

[5] DIgSILENT: PowerFactory 15.2. Application Example. Wind Farm. 2013.

[6] DIN EN 50160: 2011-02. Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (ICS 29.020) Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010.

[7] DO, T. T.: Messeinrichtung zur mobilen Netzimpedanzmessung auf der Mittelspannungsebene, Diss., Helmut-Schmidt-Universität Hamburg 2014.

[8] FUNK, G.;HANTEL, T. (1987): Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittel von Drehstromnetzen. In: ETZ-Archiv, Bd. 9, H. 11, S. 349-356.

[9] FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien: Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen Teil 8. Zertifizierung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz. Revision 06. 2013.

[10] FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien: Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten Teil 4. Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen. Revision 07. 2014.

[11] HABER, A.: Analyse von Spannungseinbrüchen und mögliche Abhilfemaßnahmen in einem Industriebetrieb, Diplomarbeit, Technische Universität Graz 2001.

[12] HEUCK, K.; DETTMAN, K.-D.; SCHULZ, D. (1992): Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 9. Auflage, Wiesbaden.

[13] NOLL, P.: Signale und Systeme, Vorlesungsskript, Technische Universität Berlin. 2011.

[14] OETTMEIER, M.; HEISING, C.; STAUDT, V.; STEIMEL, A.: Dead-beat control for a single-phase 50-kW, 16.7-Hz railway-grid representation inverter featuring variable grid parameters. Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2009.

POWERENG '09. International Conference on, 2009 IEEE. Lisbon, Portugal, 18-20 March 2009.

[15] OETTMEIER, M.; HEISING, C.; STAUDT, V.; STEIMEL, A.: Multivariable Pole-Restraining Control for a Single-Phase 16.7-Hz Railway Traction Line-Side Converter. Electrical Systems for Aircraft, Railway and Ship Propulsion (ESARS), 2010 IEEE. Bologna, Italy, 19-21 October 2010.

Internetquellen

[16] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:
http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html
(Stand: 25.06.2015)

[17] Dena Deutsche Energie-Agentur:
http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/konventionelle-erzeugung/konventionelle-kraftwerke-im-zukuenftigen-energiesystem.html
(Stand: 05.09.2015)

[18] Elektronik Praxis Vogel:
http://www.elektronikpraxis.vogel.de/messen-und-testen/articles/399629/index2.html
(Stand: 14.09.2015)

[19] Energie-Lexikon:
https://www.energie-lexikon.info/phasenanschnittsteuerung.html
(Stand: 06.10.2015)

[20] FH Flensburg:
http://www.iti.fh-flensburg.de/lang/algorithmen/fft/fft.htm
(Stand: 10.09.2015)

[21] HBM Deutschland:
http://www.hbm.com/de/3783/berechnung-von-leistungsgroessen-mit-perception-software/
(Stand: 20.08.2015)

[22] IHKS-Fachjournal:
http://www.ihks-fachjournal.de/sechs-themen-um-oberschwingungen-und-netzqualitaet-in-stromversorgungsnetzen/
(Stand: .07.07.2015)

[23] Janitza:
http://www.janitza.de/spannungseinbrueche.html
(Stand: 30.07.2015)

[24] Planungskompendium Energieverteilung:
http://de.electrical-installation.org/dewiki/Grundlegende_Lösungen
(Stand: 13.07.2015)

[25] ZES Zimmer Electronic Systems GmbH:
http://www.zes.com/de/Produkte/Sensorik/HST
(Stand: 13.11.2015)

Anhang

Anhang A1: **Beispielnetz A in PowerFactory**

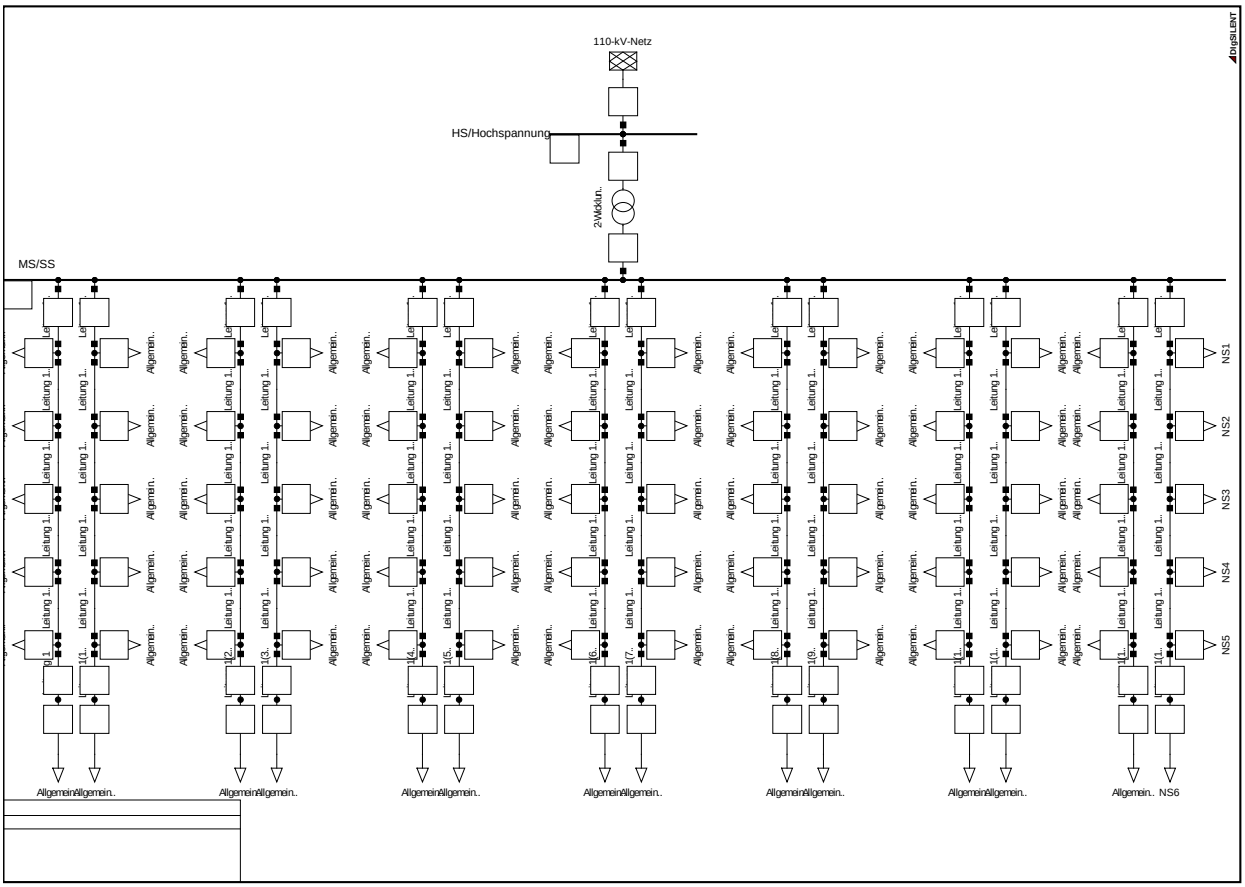


Abb. 71: Beispielnetz A: Aufbau in PowerFactory

Anhang A2: **Beispielnetz B in PowerFactory**

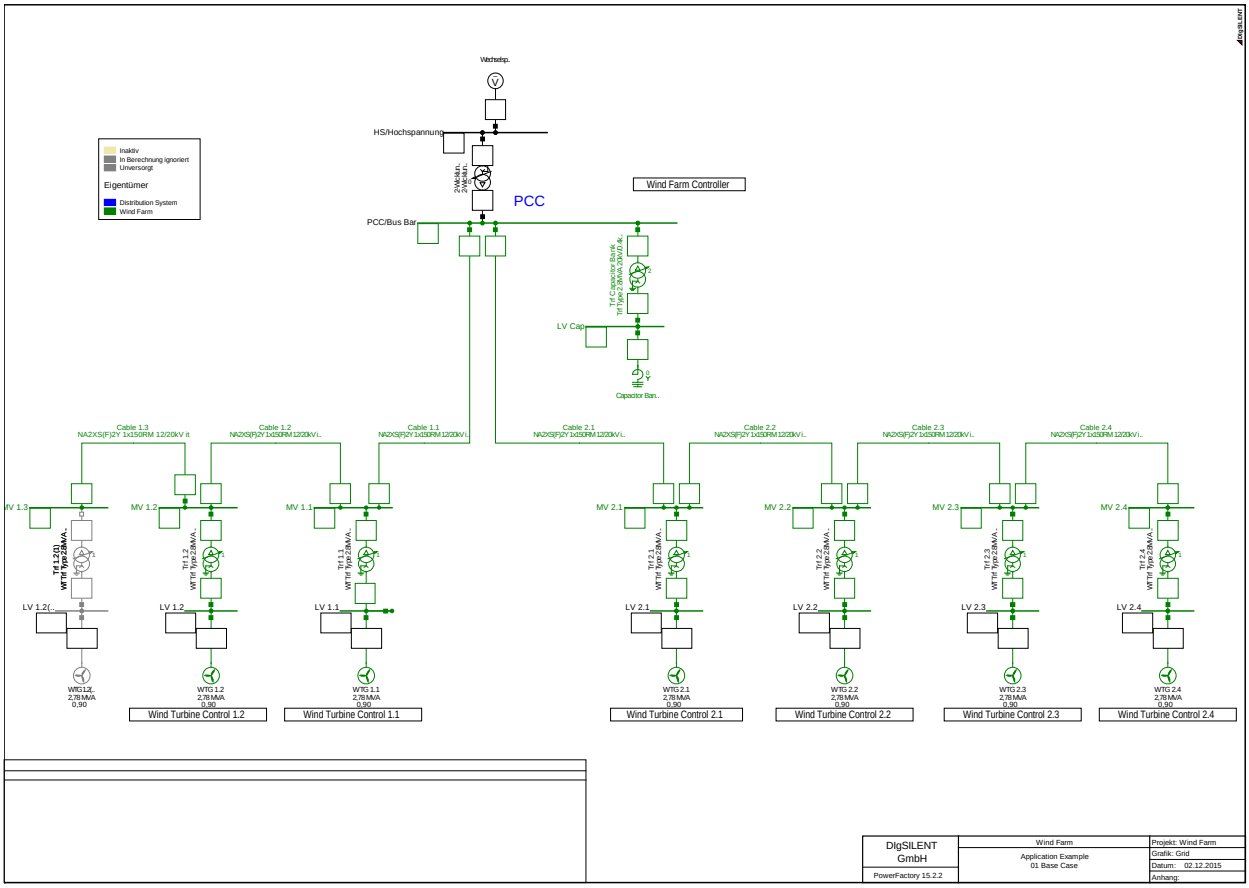


Abb. 72: Beispielnetz B: Aufbau in PowerFactory

Anhang A3: **Netzimpedanzverläufe bis 100 kHz**

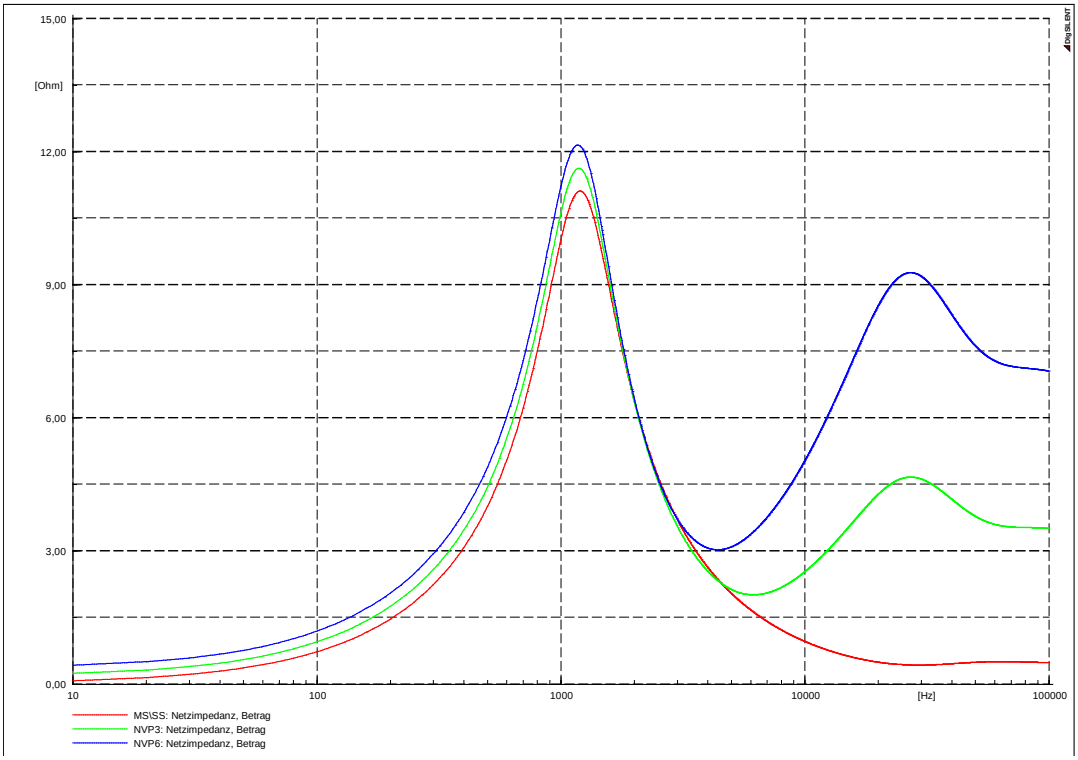


Abb. 73: Netzimpedanzverläufe beim SZA3 bis 100 kHz

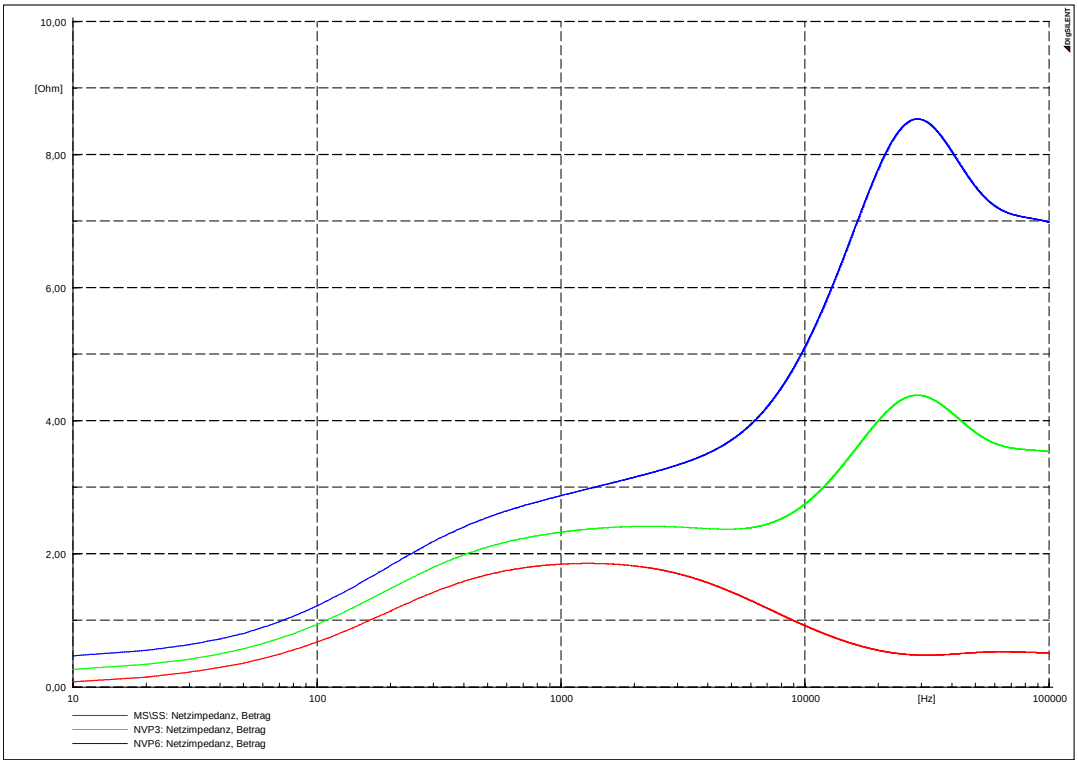


Abb. 74: Netzimpedanzverläufe beim SZA4 bis 100 kHz

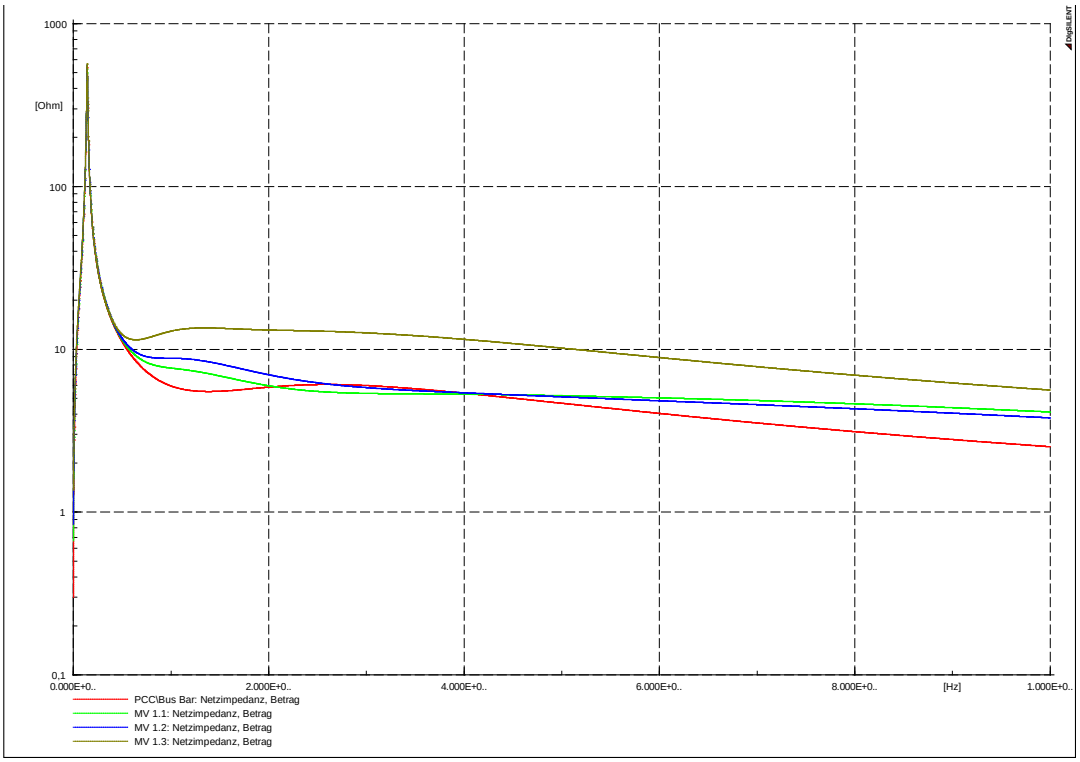


Abb. 75: Netzimpedanzverläufe beim SZB3 bis 100 kHz

Anhang A4: **Netzimpedanzberechnung am NVP6 beim SZA1**

```
%% Trafoimpedanz beim SZA1
% Datum: 03.12.2015
% Autor: Michel Garg
%% Bereinigen
close all
clear
clc
%% Daten einlesen
% simulierte Impedanzen
[fz1, Z_sim] = textread('Z_SZA1');
[fz2, Z_HS, phi_HS] = textread('Z_HS');
[fz3, Z_MS, phi_MS] = textread('Z_MS');
[fz4, Z_To, phi_T1] = textread('Z_Ths');
% Spannungen, Ströme, Winkel
[fu, uhs, ums, u3] = textread('U_SZA1');
[fi, i_t1, i_t2, i_s1, i_nvp1, i_nvp2, i_v3] = textread('I_SZA1');
[fp, p_t1, p_t2, p_s1, p_nvp1, p_nvp2, p_v3] = textread('Phi_SZA1');
% Normierungen
fz = fz1/1e3;
f = fu/1e3;
u_hs = uhs*1e3;
u_ms = ums*1e3;
u_3 = u3*1e3;
v = 11;
%% Berechnung Trafoströme
Re_i1 = real(i_t1.*exp(1j*p_t1*2*pi/360));
Im_i1 = imag(i_t1.*exp(1j*p_t1*2*pi/360));
i1 = Re_i1 +1j*Im_i1;
Re_i2 = real(i_t2.*exp(1j*p_t2*2*pi/360));
Im_i2 = imag(i_t2.*exp(1j*p_t2*2*pi/360));
i2 = Re_i2 +1j*Im_i2;
Re_im = (v*Re_i1 - Re_i2);
Im_im = (v*Im_i1 - Im_i2);
im = Re_im + 1j*Im_im;
%% Berechnung der Trafoimpedanz
ZHS = Z_HS.*exp(1j*phi_HS*2*pi/360);
ZMS = Z_MS.*exp(1j*phi_MS*2*pi/360);
z_hs = u_hs./i_t1./exp(1j*p_t1*2*pi/360);
z_ms = u_ms./i_s1./exp(1j*p_s1*2*pi/360);
```

```
z_hs = u_hs./i_t1.^2.*i_t1.*exp(1j*p_t1*2*pi/360);
z_ms = u_ms./i_s1.^2.*i_s1.*exp(1j*p_s1*2*pi/360);
r_t = real(z_hs) - v^2*real(z_ms) ;
x_t = imag(z_hs) - v^2*imag(z_ms);
z_t = r_t + 1j*x_t;
Rt = real(ZHS) - v^2*real(ZMS) ;
Xt = imag(ZHS) - v^2*imag(ZMS);
Zt = Rt + 1j*Xt;
%% Berechnen der vereinfachten Trafoimpedanz
r50 = r_t(end)/(1+0.2*(f(end)/0.05-1)^1.4)
l50 = x_t(end)/(2*pi*f(end)*(f(end)/0.05)^(-0.02))
R_T = r50*(1+0.2*(f/0.05-1).^1.4);
X_T = 2*pi*f.*l50.*(f/0.05).^(-0.02);
Z_T = R_T + 1j*X_T;
%% Speichern
save('Trafo','f','z_t','r_t','x_t','Z_T','R_T','X_T')


%% Zweitoprparameter T-Ersatzschaltung
% Datum: 05.12.2015
% Autor: Michel Garg
%% Bereinigen
close all
clear
clc
%% Laden
[fu, u_hs, u_ms, u_6] = textread('U_A6');
[fi, i_t1, i_t2, i_s1, i_ende] = textread('I_A6');
[fp, p_t1, p_t2, p_s1, p_ende] = textread('phi_A6');
[fpu, p_u1, p_u2] = textread('phi_UA6');
f = fu/1e3;
%% Z_MS-SS berechnen
phi_u = p_u1 - p_u2;
for b = 1:length(phi_u)
    if phi_u(b) < -180
        phi_u(b) = phi_u(b) + 360;
    end
end
u6 = u_6.*exp(1j*phi_u*2*pi/360);
Re_u6 = real(u6);
Im_u6 = imag(u6);
```

```
i1 = i_s1.*exp(-1j*p_s1*2*pi/360);
Re_i1 = real(i1);
Im_i1 = imag(i1);
p_ende = p_ende - 180;
p_2 = phi_u + p_ende;
i2 = i_ende.*exp(1j*p_2*2*pi/360);
Re_i2 = real(i2);
Im_i2 = imag(i2);
% Berechnung von I_Q
Re_iq = Re_i1 - Re_i2;
Im_iq = Im_i1 - Im_i2;
iq = Re_iq + 1j*Im_iq;
Rv = (Re_u6.*Re_i2 - Im_u6.*Im_i2)./(Re_i2.^2 + Im_i2.^2);
Xv = (Re_u6.*Im_i2 - Im_u6.*Re_i2)./(Re_i2.^2 + Im_i2.^2);
Zv = u_6./i_ende;
%% Berechnung von Z_L und und Z_Q
Rl = ((u_ms - Re_u6).*(Re_i1 + Re_i2) - Im_u6.*(Im_i1 + Im_i2))./((Re_i1 +
Re_i2).^2 + (Im_i1 +Im_i2).^2);


Xl = -((u_ms - Re_u6).*(Im_i1 + Im_i2) + Im_u6.*(Re_i1 + Re_i2))./((Re_i1 +
Re_i2).^2 + (Im_i1 +Im_i2).^2);
Zl = Rl + 1j*Xl;
Rq = ((u_ms - Re_i1.*Rl + Im_i1.*Xl).*Re_iq - (Re_i1.*Xl +
Im_i1.*Rl).*Im_iq)./(Re_iq.^2 + Im_iq.^2);
Xq = -((u_ms - Re_i1.*Rl + Im_i1.*Xl).*Im_iq + (Re_i1.*Xl +
Im_i1.*Rl).*Re_iq)./(Re_iq.^2 + Im_iq.^2);
Zq = Rq + 1j*Xq;
%% Speichern
save('Zweitor','Zv','Rv','Xv','Zq','Rq','Xq','Zl','Rl','Xl')



%% Teilnetzimpedanzbestimmung beim SZA1 am NVP6
% Datum: 03.12.2015
% Autor: Michel Garg
%% Bereinigen
close all
clear
clc
%% Laden
load Zweitor
load Trafo
[fz3, r_6, x_6, z_6, phi_6] = textread('Z_NVP6');
```

```
%% Netzimpedanz berechnen
fz = fz3/1e3;
v = 11;
R2 = Rv;
X2 = Xv;
Z2 = R2 + 1j*X2;
% Hilfsgröße berechnen
R1 = Rl + ((Rq.*(Rl + R_T/v^2) - Xq.*(Xl + X_T/v^2)).*(Rq + R_T/v^2 +Rl)...
     + (Rq.*(Xl + X_T/v^2) + Xq.*(Rl + R_T/v^2)).*(Xq + X_T/v^2 +Xl))...
    ./((Rq + R_T/v^2 + Rl).^2 + (Xq + X_T/v^2 + Xl).^2);
X1 = Xl + ((Rq.*(Xl + X_T/v^2) + Xq.*(Rl + R_T/v^2)).*(Rq + R_T/v^2 +Rl)...
     + (Xq.*(Xl + X_T/v^2) - Rq.*(Rl + R_T/v^2)).*(Xq + X_T/v^2 +Xl))...
    ./((Rq + R_T/v^2 + Rl).^2 + (Xq + X_T/v^2 + Xl).^2);
Z1 = R1 + 1j*X1;
% Netzimpedanz berechnen
Rges = (R1.*R2.*(R1 + R2) + R2.*X1.^2)./((R1 + R2).^2 + X1.^2);
Xges = (X1.*R2.*(R1 + R2) - R1.*R2.*X1)./((R1 + R2).^2 + X1.^2);
Zges = Rges + 1j*Xges;
```