

# **Die Kenngröße Kurzschlussleistung in hybriden AC/DC-Energieversorgungssystemen**

Vom Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Technischen Universität Darmstadt  
zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Dissertation

von  
Julia Dragon, M.Sc.  
Geboren am 16.07.1987 in Hannover

Referent:	Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Tag der Einreichung:	20.06.2017
Tag der mündlichen Prüfung:	11.09.2017



## Danksagung

Diese Arbeit ist während meiner fünfjährigen Tätigkeit am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5) der TU Darmstadt bei Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson entstanden. Ihr gilt mein besonderer Dank für die Möglichkeit, diese Dissertation frei und eigenverantwortlich zu erarbeiten, sowie für die stets sehr gute und vertrauensvolle Zusammenarbeit. Herrn Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz danke ich für die freundliche Übernahme der Prüfung dieser Arbeit.

Finanziell unterstützt wurde meine Arbeit maßgeblich durch die Helmholtz-Energie-Allianz "Neue Technologien für das Energienetz der Zukunft". Ich danke herzlich der Helmholtz-Gesellschaft für die sehr freie Forschungsförderung und allen Beteiligten der Allianz. Prof. Leibfried, Prof. Moser, Prof. Rehtanz und Dr. Vennegeerts sowie die lieb gewonnenen Kollegen aus Aachen, Dortmund und Karlsruhe haben mir mit guten fachlichen und persönlichen Gesprächen den Weg erleichtert.

Ungleich praktischer haben mir die Kollegen am Institut mit fachlichen, typographischen und motivationsbezogenen Problemen weiter geholfen. Danke an alle, die diesen Weg mit mir bestritten haben – auch euch wünsche ich viel Erfolg bei diesem Unterfangen!

Besonders hervorheben möchte ich in diesem Kreis Andreas für seine fachlichen Beiträge, Sebastian für seine Begeisterung rund um IT-Fragen und Florian für seine nervtötende aber auch gewinnbringende Streitlust. Martin und Benjamin B., vielen Dank für die Zeit und Energie die ihr mir für die Besprechung meiner Arbeit geschenkt habt. Ebenso einen herzlichen Dank an alle Studierenden, die mit ihren Arbeiten meine Forschung unterstützt haben.

Auch das Umfeld der TU Darmstadt mit den Professoren Binder, Griepentrog und Hinrichsen sowie den lieben Kollegen der Nachbarinstitute hatte großen Anteil an meinem Wohlbefinden in der Dissertationszeit.

Meine Familie hat meinen Lebensweg bis zur und durch die Dissertationszeit maßgeblich geprägt. Ich danke meinen Eltern herzlich, dass ihr mir ein von finanziellen Sorgen freies Studium ermöglicht und mich stets ermutigt habt, meine Talente auszubilden. Meine großen Brüder waren mir stets Vorbild und haben mich in zahlreichen Gesprächen in meinem Weg unterstützt. Meine liebe Schwester hat mir stets gut zugeredet und mich aufgemuntert in allen schweren Zeiten.

Weiterhin danke ich meinen Freunden für ihre bedingungslose Annahme meiner Person und meines ständigen Zeitmangels. Bei der Jagd, in der Hospizgruppe und der KHG Darmstadt sowie bei Arne, Benni & Kirsten, Christian, Cordula und Teresa habe ich in der Promotionszeit besonderen Rückhalt erfahren.

Ohne Frank wäre es nicht zu dieser Arbeit gekommen. Ich danke Dir für deine stete Unterstützung und Ermutigung auf meinem Weg und blicke gelassen in die Zukunft.

Darmstadt, im Dezember 2017

Julia Dragon





# Inhaltsverzeichnis

---

<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Forschungsfragen und Vorgehensweise	3
1.2 Aufbau dieser Arbeit	3
1.3 Inhaltliche Einordnung und Abgrenzung	5
<hr/>	
<b>2 Kurzschlussströme im deutschen Übertragungsnetz</b>	<b>7</b>
2.1 Erzeugungsstruktur in Deutschland	7
2.2 Netzausbau (konventionell und HGÜ-Verbindungen)	10
2.3 Studien zur quantitativen Veränderung der Kurzschlussströme	11
2.3.1 Aachener ÜNB-Studie "Mindesterzeugung", 01/2012	11
2.3.2 Kasseler BMU-Studie "Veränderung der Kurzschlussleistung", 01/2014	12
2.3.3 Dena-Systemdienstleistungsstudie, 02/2014	13
2.3.4 IFHT-BNetzA-Studie "elektrische Systemstabilität", 06/2015	16
2.3.5 TUM-ÜNB-Studien "Kurzschlüsse im deutschen Übertragungsnetz"	18
2.3.6 Festgestellte Trends zur Veränderung der Kurzschlussleistung	19
2.4 Zusammenfassung	20
<hr/>	
<b>3 Verhalten von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz</b>	<b>23</b>
3.1 Nomenklatur	24
3.2 Synchronmaschinen	25
3.2.1 Modell der Synchronmaschine in Park-Koordinaten	25
3.2.2 Differentialgleichungen der Synchronmaschine	27
3.2.3 Stationärer Zustand	29
3.2.4 Einfluss von Spannungs- und Turbinenregler	30
3.2.5 Quasistationäre Kurzschlussstrombetrachtung	31
3.2.6 Lastsprünge	37
3.2.7 Klassisches Modell der Synchronmaschine	38
3.3 Selbstgeführte HGÜ-Systeme (VSC-HGÜ)	39
3.3.1 Aufbau und Funktionsweise	40
3.3.2 Modelltypen für VSC-HGÜ	45
3.3.3 Prinzip der inneren und äußeren Stromregelung	46
3.3.4 Ansteuerung der Module in Multilevel-Umrichtern	53

---

3.3.5 Kurzschlussverhalten der VSC-HGÜ	54
3.4 Lasten	56
3.4.1 Polynomiale Lastmodelle	57
3.4.2 Asynchronmotoren	58
3.4.3 Modellierung aktiver Verteilnetze	58
3.5 Zusammenfassung	58
<hr/>	
<b>4 Kurzschlussstromberechnung nach Norm</b>	<b>61</b>
<hr/>	
4.1 Hintergrund und Ziele der Kurzschlussstromberechnung	61
4.1.1 Verschiedene Kurzschlussströme	62
4.2 Berechnungsvorschriften für den Anfangs-Kurzschlusswechselstrom	63
4.2.1 Prinzipielles Vorgehen mit Ersatzspannungsquelle	63
4.2.2 Modellierung konventioneller Betriebsmittel	65
4.2.3 Berücksichtigung von Umrichtern	68
4.3 Berechnung des Kurzschlussstroms in einem Beispielnetz	70
4.4 Zusammenfassung	73
<hr/>	
<b>5 Literaturgestützte Diskussion der Verwendung von Kurzschlussleistung als Kenngröße</b>	<b>77</b>
<hr/>	
5.1 Netznachbildung als äquivalente Spannungsquelle	78
5.1.1 Hintergrund	78
5.1.2 Anwendung auf elektrische Energieversorgungsnetze	80
5.1.3 Kritische Diskussion	82
5.2 Ausbildung von Spannungstrichtern / Trennung von Erzeugungsanlagen	84
5.2.1 Hintergrund	84
5.2.2 Zusammenhang Kurzschlussleistung und Spannungstrichter	86
5.2.3 Kritische Diskussion	86
5.3 Transiente Stabilität der Synchronmaschine	86
5.3.1 Hintergrund	86
5.3.2 Anwendung	91
5.3.3 Zusammenhang Kurzschlussleistung und transiente Stabilität	92
5.3.4 Zusammenfassung	96
5.4 Kleinsignal-Spannungsverhalten	96



5.4.1 Hintergrund	96
5.4.2 Verwendung der Kurzschlussleistung	100
5.4.3 Kritische Diskussion	101
5.5 Zusammenfassung	102
<hr/>	
<b>6 AC/DC-Netzmodell</b>	<b>105</b>
<hr/>	
6.1 Netzmodell im stationären Zustand	105
6.2 Untersuchungsumfang und Vorgehensweise	106
6.2.1 Überblick	106
6.2.2 Modelldefinition	107
6.2.3 Stationärer Zustand	108
6.2.4 Dynamische Simulation	109
6.2.5 Berechnung der Kurzschlussströme	110
6.2.6 Auswertung charakteristischer Größen	111
6.3 Modellierung der Betriebsmittel	111
6.3.1 Synchronmaschine	111
6.3.2 Lasten	112
6.3.3 Leitung	112
6.3.4 Ersatznetz	112
6.3.5 HGÜ-Umrichter	112
<hr/>	
<b>7 Simulationsgestützte Untersuchung der Kurzschlussleistung als Kenngröße in AC/DC-Netzen</b>	<b>117</b>
<hr/>	
7.1 Dynamisches Verhalten in verschiedenen Konfigurationen bei dreipoligem Kurzschluss	118
7.1.1 Konfiguration Synchronmaschine	118
7.1.2 Konfiguration Umrichter	121
7.1.3 Konfiguration 50 %	125
7.2 Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung bei dreipoligem Kurzschluss	126
7.2.1 Dynamische Verläufe	127
7.2.2 Quantitative Auswertung der Aussagekraft von $I_k''$ über die char. Größen	130
7.3 Transiente Stabilität	139
7.3.1 CCT für unterschiedliche Lastflüsse	140
<hr/>	

Analyse des Einflusses der Kurzschlussleistung	142
7.4 Kleinsignal-Spannungsverhalten und dessen Nachbildung in verschiedenen Konfigurationen	146
7.4.1 Dynamische Verläufe	146
7.4.2 Quantitative Auswertung der Spannungssensitivitäten	150
7.5 Zusammenfassung und Ausblick	154
7.5.1 Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung	154
7.5.2 Transiente Stabilität	156
7.5.3 Kleinsignal-Spannungsverhalten	157
7.5.4 Einordnung der Ergebnisse	158
<hr/>	
<b>8 Zusammenfassung</b>	<b>161</b>
<hr/>	
8.1 Kernergebnisse	162
8.2 Ausblick	164
<hr/>	
<b>9 Literaturverzeichnis</b>	<b>169</b>
<hr/>	
<b>Anhang</b>	<b>179</b>
<hr/>	
Eigene Veröffentlichungen	180
Betreute studentische Arbeiten	181
A 3 Zu Kapitel 3 - Verhalten von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz	183
A 4 Zu Kapitel 4 - Kurzschlussstromberechnung nach Norm	188
A 6 zu Kapitel 6 – Modellierung	192
A 7 zu Kapitel 7 – Simulationsergebnisse	200
Lebenslauf	203

## Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen	Beschreibung
AC	Alternating Current, Wechselstrom (auch zur Kennzeichnung von Drehstromsystemen im Gegensatz zu Gleichstromsystemen verwendet)
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
CCT	Critical Clearing Time, kritische Fehlerklärungszeit zur Bewertung der transienten Stabilität eines Systems
CTL	Cascaded Two-Level Converter, eine technische Ausführung von selbstgeführten Multilevel-Umrichtern
DC	Direct Current, Gleichstrom
EE	Erneuerbare Energien
EMT	Electro-Magnetic Transients, EMT-Simulationen werden für sehr schnelle Vorgänge (Schalthandlungen, Blitze) durchgeführt und sind die detaillierteste Untersuchung von Energieversorgungssystemen.
ESCR	Equivalent Short Circuit Ratio, um (durch Filter kompensierte) Blindleistung korrigiertes SCR
EZA	Erzeugungsanlage
FACTS	Flexible AC Transmission Systems, eine Gruppe leistungselektronischer Betriebsmittel zur Unterstützung des AC-Netzbetriebs
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HVDC	High Voltage Direct Current, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor, ein Halbleiterbauelement
LCC	Line Commutated Converter, netzgeführter Umrichter (Technologie für HGÜ)
MMC	Modular Multilevel Converter, eine technische Ausführung von selbstgeführten Multilevel-Umrichtern
MS	Mittelspannung
NAP	Netzanschlusspunkt

<b>Abkürzungen</b>	<b>Beschreibung</b>
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
PLL	Phase-Locked Loop, Phasenregelschleife
PWM	Pulse Width Modulation, Pulsweitenmodulation
RMS	Root Mean Square, Effektivwert. RMS-Simulationen werden für Stabilitätsuntersuchungen durchgeführt und sind weniger detailliert als EMT-Simulationen.
SCR	Short-Circuit Ratio, Verhältnis der Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt zur Bemessungsleistung des angeschlossenen Betriebsmittels.
SM	Submodul
SS	Sammelschiene
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter, selbstgeführter Umrichter (Technologie für HGÜ)
WKA	Windkraftanlage

## Formelzeichenverzeichnis

Lateinische Formelzeichen	Beschreibung
$\underline{a}$	Konstante für Phasendrehung um $120^\circ$ , $\underline{a} = e^{j120^\circ}$
$c$	Spannungsfaktor für Kurzschlussstromberechnung
$c$	Flickerkoeffizient
$C$	Kapazität
$E$	Polradspannung bzw. interne Spannung (Leiter-Erde-Spannung)
$f$	Frequenz
$H$	Trägheitskonstante der Synchronmaschine ( $H = T_N/2$ )
$I$	Strom
$I_k''$	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom, Betrag
$j$	imaginäre Einheit
$K$	Korrekturfaktor
$\ell$	Länge
$L$	Induktivität
$M$	Drehmoment
$n$	Exponent
$P$	Wirkleistung
$Q$	Blindleistung
$R$	Widerstand
$S_k''$	Kurzschlussleistung
$t$	Zeit
$T$	Zeitkonstante
$W$	Energie
$X$	Reaktanz
$Z$	Impedanz

Griechische Formelzeichen	Beschreibung
$\alpha$	Zündwinkel bei LCC-HGÜ
$\alpha_s$	Winkel des Kurzschlusseintritts
$\Delta$	Differenz
$\vartheta$	Winkel
$\varphi$	Lastwinkel, Winkeldifferenz zwischen Spannung und Strom
$\tau$	Operator bei d-q-Transformation, $\tau = \omega \cdot t + \vartheta$
$\tau$	Schrittweite zur Berechnung von Effektivwerten
$\psi$	Verketteter Fluss
$\omega$	elektrische Kreisfrequenz, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$

Numerische Indizes	Beschreibung
0	Ausgangszustand
0	homopolare Komponente
012	Größen in symmetrischen Komponenten
0dq	Größen in Park-Koordinaten
1	Komponente im Mitsystem
2	Komponente im Gegensystem

Lateinische Indizes	Beschreibung
a	Anker, Läufer der Synchronmaschine
ac	Drehstromsystem
aus	ausgespeist (vom DC- ins AC-System)
b	Ausschalt (-wechselstrom)
b	Betrieb
blind	Blindstrom / -leistung
c	Kommutierung
conv	Umrichter
d	Komponente in Richtung der d-Achse
dc	Gleichstromsystem
ein	eingespeist (vom AC- ins DC-System)

<b>Lateinische Indizes</b>	<b>Beschreibung</b>
el	elektrisch
f	mit der Erregerwicklung verknüpfte Größe
ges	Gesamt-, z.B. Gesamtimpedanz, gesamter Kurzschlussstrom
hd	mit Hauptfluss in Richtung der d-Achse verknüpfte Größe
hq	mit Hauptfluss in Richtung der q-Achse verknüpfte Größe
<i>i</i>	Laufindex für Summationen
<i>j</i>	Laufindex für Summationen
k	Kurzschluss
mech	mechanisch
min	minimal / für Berechnung des min. Kurzschlussstroms verwendet
max	maximal / für Berechnung des max. Kurzschlussstroms verwendet
n	Nenngröße
p	Stoß- (Kurzschlussstrom)
p	Polrad
q	Komponente in Richtung der q-Achse
r	Bemessungsgröße
th	thermisch (gleichwertiger Kurzschlussstrom)
trans	transient (char. Zeitpunkt Simulation, Definition siehe 7.1.1)
sub	subtransient (char. Zeitpunkt Simulation, Definition siehe 7.1.1)
stationär	stationär (char. Zeitpunkt Simulation, Definition siehe 7.4)
wirk	Wirkstrom / -leistung
A	Anlauf (für Anlaufzeitkonstante der Synchronmaschine)
D	Dämpferwicklung der d-Achse
D	Verzögerung (Delay)
Df	Verkettung zwischen Dämpferwicklung der d-Achse und Erregerwicklung
F	Filter
G	zweite Dämpferwicklung der q-Achse
G	Generator
L	Leitung
LF	Lastfluss

<b>Lateinische Indizes</b>	<b>Beschreibung</b>
LL	Leerlauf
N	Netz
NAP	Netzanschlusspunkt
PF	Umrichter (Kurzschlussstrombeitrag nach IEC 60909:2016)
PFO	ohne Umrichter (Kurzschlussstrombeitrag nach IEC 60909:2016)
OS	Oberspannungsseite
Q	Dämpferwicklung der q-Achse
Q	Ersatznetz
R	Leiter R
RST	Größen in Leitern R, S und T
S	Schaltzeitpunkt
S	Synchronmaschine
SG	Synchrongenerator
SM	Submodul
T	Transformator
US	Unterspannungsseite

<b>Griechische Indizes</b>	<b>Beschreibung</b>
$\sigma$	Streufluss
$\sigma_d$	Streufluss in d-Komponente der Statorwicklung
$\sigma_f$	Streufluss in der Erregerwicklung
$\sigma_q$	Streufluss in q-Komponente der Statorwicklung
$\sigma_D$	Streufluss in Dämpferwicklung der d-Achse
$\sigma_G$	Streufluss in zweiter Dämpferwicklung der q-Achse
$\sigma_Q$	Streufluss in Dämpferwicklung der q-Achse

<b>Hochgestellte Nebenzeichen</b>	<b>Beschreibung</b>
'	transient
"	subtransient
t	transformiert



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Netzmodellierung als Thévenin-Äquivalent mit Kurzschlussimpedanz	2
Abbildung 2-1: Kernziele der Bundesregierung zur Energiewende [10]	8
Abbildung 2-2: Installierte EE-Leistungen nach Bundesland [11]	8
Abbildung 2-3: Installierte EE-Leistungen nach Spannungsebene [11]	9
Abbildung 2-4: Heutiges AC-Übertragungsnetz / Konzept für ein vermaschtes HGÜ-Netz in Deutschland [15]	10
Abbildung 2-5: Änderungstrend der Beträge von $I_k^i$ im deutschen Verbundnetz [8]	12
Abbildung 2-6: Veränderung von $S_{k,max}''$ von Jahr 2011 nach 2033 an den 31 Knoten des aggregierten Übertragungsnetzes [21]	14
Abbildung 2-7: Veränderung von $S_{k,min}''$ von Jahr 2011 nach 2033 an den 31 Knoten des aggregierten Übertragungsnetzes [21]	14
Abbildung 2-8: Geographische Herkunft der Kurzschlussleistung an Knoten 1 [21]	15
Abbildung 2-9: Kurzschlussniveau 2019 im Mittel über 8760 Stunden [17]	17
Abbildung 2-10: Veränderung des Kurzschlussniveaus vom Jahr 2019 nach 2023 [17]	17
Abbildung 3-1: Modell der Synchronmaschine [28]	26
Abbildung 3-2: Ersatzschaltplan für generatorfernen Kurzschluss nach Abklingen der Ausgleichsvorgänge	32
Abbildung 3-3: Kurzschlussverhalten einer Synchronmaschine	37
Abbildung 3-4: Spannung bei Blindlastzuschaltung an Generator [28 S. 169]	38
Abbildung 3-5: Ersatzschaltplan der Synchronmaschine als klassisches Modell	38
Abbildung 3-6: Funktionsweise eines Zweilevel-VSC-HGÜ-Umrichters	41
Abbildung 3-7: Funktionsprinzip eines Multilevel-Umrichters (vgl. [37])	42
Abbildung 3-8: Aufbau eines Leiters eines MMC-Umrichters aus Submodulen	42
Abbildung 3-9: Betriebsdiagramm eines VSC-HGÜ-Umrichters (angelehnt an [43])	43
Abbildung 3-10: Veranschaulichung der d-q-Regelung eines VSC-Umrichters	47
Abbildung 3-11: Ersatzschaltplan der HGÜ-Anlage	47
Abbildung 3-12: Zeigerdiagramm des VSC-Umrichters in d-q-Koordinaten	49
Abbildung 3-13: Blockschaltbild eines inneren Stromreglers und der Regelstrecke [46]	50
Abbildung 3-14: Blockschaltbild eines äußeren Stromreglers und der Regelstrecke	51
Abbildung 3-15: Grundstruktur einer Phasenregelschleife (PLL) (vgl. [47])	52
Abbildung 3-16: Beispielhafte Submodulregelung zur Erzeugung von Schaltsignalen	54

Abbildung 3-17: Anforderung zur Einspeisung von Blindstrom durch erneuerbare EZA [59]	55
Abbildung 4-1: Beispiel zur Kurzschlussstromberechnung mit Ersatzspannungsquelle	64
Abbildung 4-2: Ersatzschaltplan des Netzes für die Kurzschlussstromberechnung	70
Abbildung 4-3: Maximaler Kurzschlussstrom bei Kurzschluss an Sammelschiene 1	71
Abbildung 4-4: Maximaler Kurzschlussstrom bei Kurzschluss an Sammelschiene 2	72
Abbildung 4-5: Minimaler Kurzschlussstrom, Gesamtstrom bei Kurzschluss an Sammelschiene 1 und 2	73
Abbildung 5-1: Betriebsverhalten der Ersatzspannungs- bzw. -stromquelle im Gleichstromnetz	79
Abbildung 5-2: Prinzip der Netznachbildung mit Kurzschlussleistung	81
Abbildung 5-3: Berechneter Spannungstrichter für einen dreipoligen Kurzschluss im deutschen Übertragungsnetz [80]	84
Abbildung 5-4: Klassifikation der Stabilität in Energieversorgungssystemen [7]	87
Abbildung 5-5: Modellnetz für die Betrachtung der transienten Stabilität	88
Abbildung 5-6: Transiente und statische Leistungskurve der Synchronmaschine; Erläuterung des Flächensatzes	89
Abbildung 5-7: Ersatzschaltplan zu Abbildung 5-5	93
Abbildung 5-8: Veranschaulichung Spannungsverhalten eines Ersatznetzes [29]	97
Abbildung 5-9: Blindleistungskennlinie einer LCC-HGÜ [92]	99
Abbildung 5-10: Einpoliger Ersatzschaltplan des betrachteten LCC-Systems	99
Abbildung 5-11: Maximum Available Power (MAP) von LCC-HGÜ-Systemen [90]	100
Abbildung 6-1: Topologie des AC/DC-Netzmodells, Definition der Messpunkte	105
Abbildung 6-2: Vorgehensweise bei Simulation des AC/DC-Netzmodells	106
Abbildung 6-3: Lastfluss im AC/DC-Netzmodell	108
Abbildung 6-4: Definition der berechneten Kurzschlussströme	110
Abbildung 6-5: Einpoliger Ersatzschaltplan der VSC-HGÜ-Station	113
Abbildung 6-6: Regelschema der VSC-HGÜ-Station	114
Abbildung 6-7: Äußerer Stromregler im Normalbetrieb	115
Abbildung 6-8: Äußerer Stromregler bei Unterspannungsregelung	115
Abbildung 7-1: Dynamische Verläufe bei Kurzschluss an SS 2, Konfiguration SYM	119
Abbildung 7-2: Dynamische Verläufe bei Kurzschluss an SS 2, Konfiguration conv	121
Abbildung 7-3: Erläuterung des Vektorsprungs in der Konfiguration Umrichter	122
Abbildung 7-4: Dynamische Verläufe bei Kurzschluss an SS 2, Konfiguration 50 %	125

Abbildung 7-5: Vergleich v. Spannungs- und Stromverlauf an SS1 mit Ersatznetznachbildung bei dreipoligem Kurzschluss an SS2	127
Abbildung 7-6: Drehzahl von G2 bei dreipoligem Kurzschluss an SS2	129
Abbildung 7-7: Drehzahl von G2 bei Ersatznetznachbildung mit Trägheit für Kurzschluss an SS2	129
Abbildung 7-8: Subtransienter Kurzschlussstrom $I_{SS1,sub}$ bei dreipoligem Kurzschluss an SS2	131
Abbildung 7-9: Transienter Kurzschlussstrom $I_{SS1,trans}$ bei dreipoligem Kurzschluss an SS2	134
Abbildung 7-10: Restspannung an Sammelschiene 1 während dreipoligem Kurzschluss an SS2	137
Abbildung 7-11: Einschwingdauer an Sammelschiene 2 nach dreipoligem Kurzschluss an SS 2	139
Abbildung 7-12: CCT für Lastfluss A bei dreipoligem Kurzschluss an SS2	140
Abbildung 7-13: Kritischer Lastfluss B im AC/DC-Netzmodell	141
Abbildung 7-14: CCT für kritischen Lastfluss B bei dreipoligem Kurzschluss an SS2	142
Abbildung 7-15: Polradwinkeldifferenzen für Lastfluss B bei dreipoligem Kurzschluss an SS2	143
Abbildung 7-16: Drehzahlen in Lastfluss B bei dreipoligem Kurzschluss an SS2	144
Abbildung 7-17: Spannungsverlauf an Sammelschiene 1 für Blindlastsprung an SS1	147
Abbildung 7-18: Blindleistungsbereitstellung aus Erzeugern an Sammelschiene 1 für Blindlastsprung an SS1	148
Abbildung 7-19: Blindleistungsbereitstellung aus G2 für Blindlastsprung an SS1	149
Abbildung 7-20: Spannung an Sammelschiene 1 nach Blindlastsprung an SS1	150
Abbildung 8-1: Topologie des AC/DC-Netzmodells	162



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Modelltypen für VSC-HGÜ nach [36]	45
Tabelle 5-1: Strukturierung der Anwendungsgebiete der Kurzschlussleistung	104
Tabelle 6-1: Konfigurationen des AC/DC-Netzmodells	107
Tabelle 6-2: Ereignisse zur Untersuchung der Anwendungsbereiche von $S_k''$	109
Tabelle 6-3 Bemessungsdaten der Freileitung	112
Tabelle 6-4: Zeitkonstanten und Verstärkungsfaktoren der Umrichterregelung	116
Tabelle 7-1 Kurzschlussleistungen für drei Konfigurationen bei $S_{r,SS1} = 1.000 \text{ MVA}$	126
Tabelle 7-2 Wirkleistungsdefizit in Lastfluss B (zum Zeitpunkt $t = 100 \text{ ms}$ )	145
Tabelle 8-1: Strukturierung der Anwendungsgebiete der Kurzschlussleistung	161



## **Erklärung laut §9 PromO**

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Dissertation allein und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur verfasst habe. Die Arbeit hat bisher noch nicht zu Prüfungszwecken gedient.

Darmstadt, den 20.06.2017

---

Julia Dragon





## Kurzfassung

Diese Arbeit liefert einen umfassenden Überblick über die Anwendungen der Kenngröße Kurzschlussleistung zur Nachbildung und Bewertung von elektrischen Energieversorgungssystemen und untersucht deren Anwendbarkeit für hybride AC/DC-Systeme. Dies kann von Verwendern der Kurzschlussleistung in Forschung und Entwicklung sowie bei der Weiterentwicklung von Netzanschlussbedingungen genutzt werden, um die Verwendung zu prüfen und ggf. zu anderen Untersuchungsmethoden überzugehen.

Die wesentlichen identifizierten Anwendungsgebiete für Kurzschlussleistung sind die Nachbildung des Strom-Spannungs-Verhaltens von Energieversorgungssystemen für Netzstudien, die Bewertung von Spannungstrichtern bei Kurzschlüssen, der transienten Stabilität beim Anschluss von Synchronmaschinen an das Übertragungsnetz und des Kleinsignal-Spannungsverhaltens im Betriebspunkt. Die Eignung für diese Anwendungen in hybriden AC/DC-Energieversorgungsnetzen wird diskutiert und nachfolgend mit dynamischen Simulationen eines aggregierten Netzmodells überprüft.

Das Netzmodell stellt den Anschluss eines konventionellen Kraftwerks an ein Energieversorgungssystem dar. Das System wird mit unterschiedlichen Anteilen konventioneller und umrichterbasierter Erzeugungsanlagen modelliert. Deren Bemessungsleistungen werden in einem breiten Bereich variiert, um niedrige, realistische und hohe Kurzschlussleistungen zu erzielen. Mit der dynamischen Simulation des Systems wird ermittelt, welche Aussagekraft die Kurzschlussleistung über das Systemverhalten bei Kurzschlüssen und Blindlastsprüngen aufweist.

Kernergebnis der Arbeit ist ein Überblick über die Anwendungsgebiete, für welche die Kurzschlussleistung auch in hybriden AC/DC-Energieversorgungsnetzen Anwendung findet. Dies umfasst die Modellierung des Kurzschlussstroms sowie eine grobe Abschätzung der transienten Stabilität. Diese ist positiv mit der Kurzschlussleistung korreliert, ein direkter Rückschluss auf die Systemstabilität ist jedoch nicht möglich.

Für die Modellierung des Trägheits- bzw. Winkelverhaltens hybrider AC/DC-Energieversorgungssysteme, die Ausprägung von Spannungstrichtern sowie die Bewertung des Kleinsignal-Spannungsverhaltens ist die Kurzschlussleistung jedoch nicht geeignet. Die Problematik der Nachbildung der Trägheit von Umrichtern wird erläutert. Für die Nachbildung des Kleinsignal-Spannungsverhaltens sowie die Berechnung von Spannungstrichtern werden Berechnungsvorschriften entwickelt.



## **Abstract**

This thesis presents a comprehensive overview of the applications of short-circuit power for the substitution and assessment of electrical power systems and investigates the applicability to hybrid AC/DC systems. The results can be used to reflect the use of short-circuit power and possibly move on towards alternative modelling approaches in fields such as research and development as well as in the further development of grid connection codes as well as operation codes.

The key areas in which short-circuit power is used are the replication of the current-voltage-behaviour of electrical power systems for grid studies and the assessment of voltage dip propagation during short-circuits, transient stability assessment as well as small-signal voltage deviations. The applicability to these issues in hybrid AC/DC power systems is discussed and afterwards checked using dynamic simulations of an aggregated grid model.

The employed models represents the connection of a conventional power plant to a power system. The system is modelled with different configurations of conventional and converter-based generation plants. Their rated powers are varied in a wide range of values in order to represent systems with low, realistic as well as high short-circuit powers. Dynamic simulations of the system allow to evaluate how significantly short-circuit power determines the system's behaviour during and following short-circuits and reactive power steps.

The thesis' key findings include the areas of application for which short-circuit power is applicable in hybrid AC/DC power systems. This includes the modelling of the dynamic short-circuit currents as well as a rough assessment of a system's transient stability. Short-circuit power is positively correlated with transient stability, but not sufficient to quantify it.

However, short-circuit power is not suitable for modelling the inertia / angle behaviour of hybrid AC/DC power systems, the propagation of voltage dips or small-signal voltage disturbances. The thesis explains the challenge of modelling converter inertia and develops equations for the description of the small-signal behaviour as well as voltage dips.



## 1 Einleitung

Elektrische Energieversorgungssysteme gehören zu den größten technischen Systemen. Beispielsweise weist das europäische Stromnetz eine Länge von mehr als 300.000 km allein im Übertragungsnetz auf [1]; hinzu kommen über 10 Mio. km Leitungen im Verteilnetz [2]. Nicht allein die Ausdehnung, sondern auch die Anzahl von über 260 Mio. Verbrauchern [2], zahlreichen Erzeugern und passiven sowie aktiven Betriebsmitteln bilden ein komplexes Gesamtsystem. Um den zuverlässigen und stabilen Betrieb des Energieversorgungssystems sicherzustellen, werden verschiedene Untersuchungen einmalig in der Planungsphase neuer Anlagen und regelmäßig oder bei Bedarf für das bestehende System vorgenommen. Die wichtigsten hiervon sind Lastflussberechnungen, Kurzschlussstromberechnungen und dynamische Simulationen (vgl. [3 S. 233-269]).

Aufgrund der Komplexität des Gesamtsystems ist es nicht möglich, es für diese Untersuchungen detailliert und vollständig abzubilden. Dies hat sowohl technische Gründe (Rechenzeit), ökonomische Gründe (Arbeitsaufwand für Modellierung) als auch praktische Gründe (mangelnde Verfügbarkeit aller und aktueller Daten). Daher wird das Energieversorgungssystem stets nur so detailliert und umfassend wie nötig modelliert. Beispielsweise betreffen Frequenzabweichungen oder Schwingungen das Gesamtsystem. Für ihre Untersuchung sind dynamische Modelle des gesamten Übertragungsnetzes nötig, für welche die unterlagerten Verteilnetze grob aggregiert als Lasten dargestellt werden. Für Spannungshaltungsstudien in einem Verteilnetz hingegen muss das betrachtete Verteilnetz in seiner Topologie korrekt abgebildet werden. Die einzelnen Betriebsmittel werden hier nur durch wenig detaillierte Lastflussmodelle abgebildet; das überlagerte Übertragungsnetz wird nur als Anschlusspunkt modelliert.

Eine wiederkehrende Herausforderung ist für alle Modellierungsgrade die Abstraktion angrenzender Netzteile in einen Knoten. So muss beispielsweise für die Studie des genannten Verteilnetzes der Anschlusspunkt an das überlagerte Übertragungsnetz modelliert werden. Gleiches gilt beim Anschluss eines Kraftwerks an das Übertragungsnetz. Die Kenngrößen für diesen Knoten sollten leicht zu bestimmen sein und das Verhalten des angeschlossenen Netzes ausreichend genau wiedergeben.

Im bestehenden Drehstromsystem ist es üblich, Netzteile oder Knoten als Thévenin-Äquivalent zu modellieren, d.h. als Spannungsquelle mit Impedanz [4 S. 83]. Die Netzimpedanz  $\underline{Z}_N$  wird üblicherweise umgekehrt proportional zum Anfangs-

Kurzschlusswechselstrom  $\underline{I}_k''$  des Knotens modelliert (siehe Abbildung 1-1). Je nach Anwendung wird hierfür der minimale oder maximale Kurzschlussstrom verwendet.

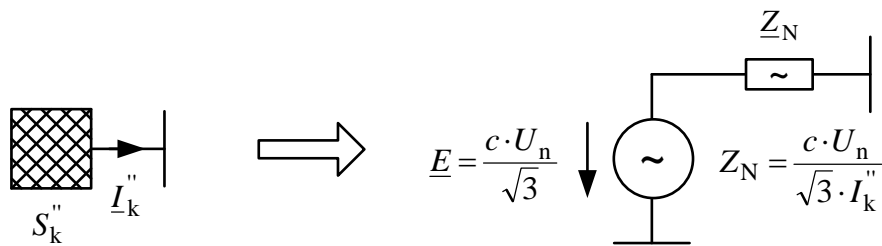


Abbildung 1-1: Netzmodellierung als Thévenin-Äquivalent mit Kurzschlussimpedanz

Der Kurzschlussstrom wird in Drehstromsystemen spezifisch für jeden betrachteten Knoten im Rahmen der Kurzschlussstromberechnungen bestimmt. Eigentliches Ziel dieser Berechnungen ist die Kenntnis der maximalen Ströme für eine ausreichende Dimensionierung der betroffenen Betriebsmittel und der minimalen Ströme für eine entsprechend sensitive Auslegung des Schutzsystems. Für die Bestimmung werden Normen wie die IEC 60909-0 angewendet, die mit einfachen Handrechnungen eine ausreichend genaue Abschätzung der zu erwartenden Kurzschlussströme liefern [5].

Prinzipiell beschreibt der Kurzschlussstrom eines Knotens nur den zu erwartenden Strom im Fall eines Kurzschlusses an diesem Knoten. Das Thévenin-Äquivalent in Abbildung 1-1 wird aber auch in Lastfluss- und Dynamikstudien bei kleineren Abweichungen vom Arbeitspunkt verwendet. In diesem Fall bedeutet eine niedrige Impedanz der Ersatzspannungsquelle, dass das Netz auf Lastwechsel nur mit geringen Spannungsschwankungen reagiert. Zur Bewertung von Knoten wird häufig die  $\underline{I}_k''$  proportionale Kurzschlussleistung  $S_k''$  verwendet; ein Knoten mit hoher Kurzschlussleistung gilt wegen der vergleichsweise starren Spannung als *starker* Netzknoten. Es besteht kein direkter Zusammenhang zwischen dem Kurzschluss- und Betriebsverhalten von Netzen. Allerdings ist ein Knoten mit hoher Kurzschlussleistung üblicherweise elektrisch nah zu spannungsregelnden Synchronmaschinen gelegen, sodass eine Korrelation zu starrer Spannung besteht.

Die sich verändernde Erzeugungs- und Netzstruktur stellt die Eignung dieser Netznachbildung in Frage. Durch die Bestrebungen für eine effiziente Energieversorgung ohne Kernkraft, mit weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen und mehr erneuerbaren Energien verändern sich Energieversorgungssysteme fundamental. Konventionelle Erzeugung aus Synchronmaschinen wird zunehmend durch die Einspeisung erneuerbarer Erzeugung über leistungselektronische Schaltungen ersetzt. In die bestehenden Drehstromsysteme werden zunehmend Gleichstromsysteme, z.B.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ) eingebunden. Weiträumige Leistungstransfers führen zur Notwendigkeit neuer aktiver Betriebsmittel (Flexible AC Transmission Systems, FACTS), die das Netzverhalten verändern. Durch alle drei Effekte steigt der Anteil leistungselektronischer Betriebsmittel im Netz; das entstehende System wird in dieser Arbeit als hybrides AC/DC-System bezeichnet.

Da sich das Netzverhalten eines hybriden AC/DC-Systems fundamental von einem herkömmlichen Drehstromsystem unterscheidet, ist das Thévenin-Äquivalent mit Kurzschlussstrom nicht zwangsläufig weiterhin für die Nachbildung von Netzen oder Netzknoten geeignet. Dies könnte dazu führen, dass Studien fehlerhafte Erkenntnisse über das untersuchte Netz liefern. Beispielsweise könnte eine Stabilitätsuntersuchung anhand der Kurzschlussleistung fälschlicherweise ein instabiles System für stabil befinden. Umgekehrt könnte die Studie auch bei einem stabilen System zu dem Ergebnis kommen, dass (unnötige) Maßnahmen zur Erhöhung der Stabilität nötig sind.

### **1.1 Forschungsfragen und Vorgehensweise**

Diese Arbeit schafft zunächst einen Überblick über die Anwendungsgebiete der Kurzschlussleistung zur Netznachbildung und -bewertung. Dieser wird anhand von Standardwerken, Großstudien über die Entwicklung der Energieversorgungssysteme, wissenschaftlichen Veröffentlichungen sowie Richtlinien für die Studie und Planung von Energieversorgungssystemen erarbeitet.

Aufbauend wird für die erarbeiteten Anwendungsgebiete geprüft, ob die Kurzschlussleistung tatsächlich zur Nachbildung und Bewertung geeignet ist und ob dies auch für umrichterdominierte Netze gilt. Zu diesem Zweck erfolgt für jedes der identifizierten Anwendungsgebiete zunächst eine kritische Diskussion. Es folgt eine Überprüfung der aufgestellten Hypothesen mithilfe von dynamischen Simulationen mit einem Netzmodell.

### **1.2 Aufbau dieser Arbeit**

Diese Arbeit gliedert sich prinzipiell in zwei Teile. Zunächst erfolgt die Darstellung von Hintergrundinformationen, die das Verständnis der Thematik ermöglichen. Es folgt die Untersuchung der genannten Forschungsfragen, also der tatsächliche Forschungsbeitrag dieser Arbeit.

---

Motivation dieser Arbeit sind die Veränderungen der Erzeugungs- und Netzstruktur hin zu einem hybriden AC/DC-System. Diese Änderungen und die Folgen für das Energieversorgungssystem werden in Kapitel 2 dargestellt. Zusätzlich werden aktuelle Studien vorgestellt, welche die Auswirkungen auf die Kurzschlussströme quantitativ untersuchen.

Anschließend wird in Kapitel 3 das Verhalten der aktiven Betriebsmittel vorgestellt, die das Verhalten konventioneller und hybrider Übertragungsnetze bestimmen. Dies ist notwendig für das Verständnis der Kurzschlussströme, aber auch die üblicherweise mit der Kurzschlussleistung beschriebenen Vorgänge. Die Darstellung umfasst die Betriebsgrenzen, das stationäre und dynamische Verhalten innerhalb der Spannungsgrenzen des Normalbetriebs und das Verhalten im Kurzschlussfall.

Die zur Netznachbildung verwendeten Kurzschlussströme werden entsprechend IEC 60909-0:2016 berechnet. Diese Norm wird in Kapitel 4 dieser Arbeit vorgestellt. Es werden zunächst der historische Hintergrund und der Zweck der Norm beschrieben. Anschließend wird ein Überblick über die verschiedenen Kurzschlussströme gegeben. Für den in dieser Arbeit wichtigen dreipoligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom  $I_k''$  wird die Modellierung der relevanten Betriebsmittel und die Berechnung an einem Beispiel vorgestellt.

Auf die genannten Theorieblöcke folgt die Beschreibung der eigenen Forschungsarbeiten. In Kapitel 5 werden die Ergebnisse der literaturgestützten Erfassung von Anwendungsgebieten der Kurzschlussleistung zur Netzmodellierung und -bewertung vorgestellt. Die Verwendung der Kurzschlussleistung wird kritisch diskutiert und die aufgestellten Forschungsfragen konkretisiert.

In Kapitel 6 wird das AC/DC-Netzmodell und die Simulationsmethodik vorgestellt. Dies umfasst das Netzmodell für dynamische Simulationen, eine Beschreibung der gewählten Vorgehensweise und eine detaillierte Beschreibung der Betriebsmittel. Besondere Berücksichtigung erhält die Modellierung der VSC-HGÜ-Umrichter. Die simulationsgestützte Untersuchung der Kenngröße Kurzschlussleistung in hybriden Systemen wird in Kapitel 7 vorgestellt. Hieraus werden Antworten auf die eingangs aufgestellten Forschungsfragen abgeleitet. Eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse dieser Arbeit, Handlungsempfehlungen an die verschiedenen Nutzer der Kenngröße Kurzschlussleistung sowie eine Darstellung weiterer Forschungsfelder erfolgt in Kapitel 8.



### 1.3 Inhaltliche Einordnung und Abgrenzung

Diese Arbeit liefert einen Beitrag zur Modellierung von elektrischen Energieversorgungsnetzen. Die übliche Modellierung und Bewertung von Drehstromsystemen entsprechend des Kurzschlussstroms bzw. der Kurzschlussleistung wird hinterfragt. Der Fokus liegt hierbei auf hybriden AC/DC-Systemen mit einem starken Anteil leistungselektronischer Betriebsmittel. Hierbei wird nur das Drehstromsystem betrachtet. Kurzschlussströme und Netznachbildung auf der Gleichstromseite z.B. in vermaschten HGÜ-Systemen werden in dieser Arbeit nicht behandelt.

Der eigentliche Zweck der Kurzschlussstromberechnung ist die Bestimmung der Kurzschlussströme für die Betriebsmittel- und Schutzauslegung. Diese Anwendungen wie Schutzsysteme für AC/DC-Hybridssysteme werden in dieser Arbeit nicht näher untersucht. Sie stellen eigenständige Forschungsfelder dar, in denen zahlreiche Wissenschaftler aktiv sind (siehe z.B. [6]). Stattdessen konzentriert sich diese Arbeit auf die Nutzung der Kurzschlussströme und Kurzschlussleistung für die Modellierung und Bewertung von Netzknoten und Netzteilen.

Die in dieser Arbeit betrachteten Anwendungsfälle für Kurzschlussleistung umfassen sowohl Lastflussberechnungen als auch dynamische Untersuchungen bei symmetrischen Ereignissen. Bei dynamischen Untersuchungen wird allgemein unterschieden zwischen Stabilitätsuntersuchungen und transienten Berechnungen. Diese unterscheiden sich sowohl bezüglich des Ziels der Untersuchung als auch bezüglich der Simulationstechnik. So werden für Stabilitätsuntersuchungen Effektivwertsimulationen (Root Mean Square, RMS) vorgenommen, für transiente Berechnungen detailliertere Augenblickswertsimulationen (Electro-Magnetic Transient, EMT). Die in Kapitel 5 erarbeiteten Anwendungsfälle liegen im Bereich der Stabilität, weshalb diese Arbeit RMS-Modelle und symmetrische Vorgänge betrachtet.

Abschließend ist eine Einordnung dieser Arbeit in die verschiedenen Aspekte der Stabilität notwendig. Klassischerweise wird zwischen Rotorwinkel-, Frequenz- und Spannungsstabilität unterschieden [7]. Wie in Kapitel 5 gezeigt wird, sind die durch Kurzschlussleistung bewerteten Phänomene im Bereich der Rotorwinkel- und Spannungsstabilität angesiedelt. Frequenzhaltungsprobleme werden durch Kurzschlussleistung nicht beschrieben und daher in dieser Arbeit nicht betrachtet.



## 2 Kurzschlussströme im deutschen Übertragungsnetz

*"[es] ist eine Verringerung die [sic] netzseitig bereitgestellte Kurzschlussleistung zu erwarten, die immer [...] Garant des ganzen Deutschen Verbundnetzes war."*

*Studie zur Veränderung der Kurzschlussleistung beim Übergang von einem zentral zu einem dezentral gespeisten Energieversorgungssystem für das BMU, Universität Kassel / Fraunhofer IWES [8 S. 9]*

Der Anteil leistungselektronischer Erzeugungsanlagen im deutschen Energieversorgungssystem nimmt zu. Dies wird zu Veränderungen der Kurzschlussströme nach IEC 60909:2016 führen, aber auch allgemein zur Veränderung des Netzverhaltens.

Dieses Kapitel stellt die erwarteten Entwicklungen vor. Hierzu werden zunächst in Abschnitt 2.1 die politisch motivierten Umstellungen der Erzeugungsstruktur dargestellt. Aus der veränderten Erzeugungsstruktur folgt ein Bedarf an Netzausbau unter anderem im Übertragungsnetz. Die Pläne zur Verstärkung des bestehenden 380-kV-Netzes als auch für den Einsatz von VSC-HGÜ-Systemen werden in Abschnitt 2.2 aufgeführt. Abschnitt 2.3 präsentiert aktuelle Studien zu den Auswirkungen dieser Veränderungen auf die Kurzschlussströme im deutschen Übertragungsnetz. Anschließend erfolgt in Abschnitt 2.4 eine Zusammenfassung.

### 2.1 Erzeugungsstruktur in Deutschland

Die deutsche Bundesregierung plant mit dem im Jahr 2010 beschlossenen Energiekonzept eine weitreichende Transformation der Energieversorgung, für die sich die Bezeichnung Energiewende etabliert hat. Diese umfasst die *elektrische* Energieversorgung, aber auch weitere Handlungsfelder wie beispielsweise Gebäudetechnik und Mobilitätskonzepte.

Für die elektrische Energieversorgung existieren konkrete Zielsetzungen zum Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung, die in Abbildung 2-1 dargestellt sind. Im Jahr 2016 stammte bereits 29 % der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien [9], sodass die Erreichung der Ziele für das Jahr 2020 als realistisch angesehen werden kann.

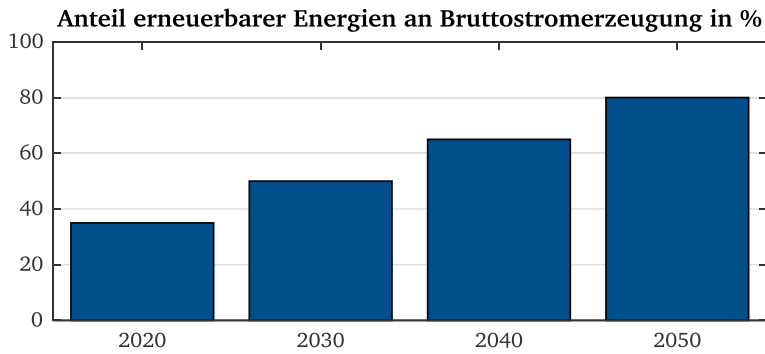


Abbildung 2-1: Kernziele der Bundesregierung zur Energiewende [10]

Die gewünschte Steigerung der erzeugten Energie aus erneuerbaren Primärenergie-trägern wird vor allem durch die Installation von Photovoltaik- und Windkraftanlagen (WKA) erzielt. So waren im Jahr 2015 insgesamt bereits 38,7 GW Photovoltaik und 41,2 GW an Windkraftanlagen (Onshore) installiert [11]. Zudem war bereits 3,3 GW an Offshore-WKA ans Netz angeschlossen.

Für die Bewertung des durch die Installation der Anlagen entstehenden Ausbaubedarfs ist die regionale Verteilung der Anlagen bedeutend. Wie in Abbildung 2-2 erkennbar ist, sind die Anlagen nicht gleichförmig über alle Bundesländer installiert. Onshore-Windkraft befindet sich vorwiegend in den norddeutschen Ländern Brandenburg, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Sachsen-Anhalt. Die Offshore-WKA sind v.A. in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee installiert und an das Verbundnetz in Niedersachsen und Schleswig-Holstein angeschlossen. Photovoltaik ist stärker in Süddeutschland verbreitet - der Großteil der Leistung befindet sich in Baden-Württemberg und Bayern. Aus diesem regionalen Ungleichgewicht folgt ein erheblicher Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz entlang einer Nord-Süd-Achse.

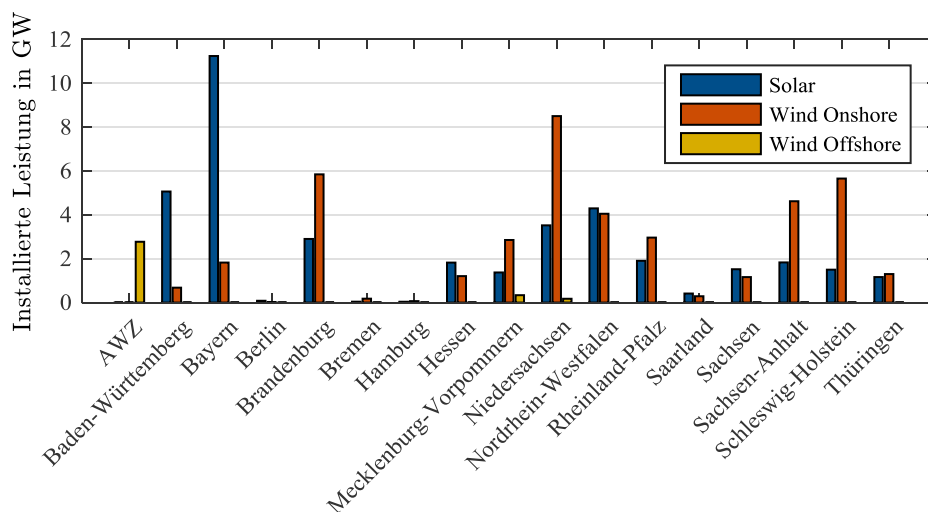


Abbildung 2-2: Installierte EE-Leistungen nach Bundesland [11]

Ein zweiter wichtiger Einflussfaktor auf das Energieversorgungsnetz ist die Netzebene, an der die jeweiligen Anlagen angeschlossen sind. Wie in Abbildung 2-3 erkenntlich ist, unterscheidet sich dies je nach Anlagentyp. Photovoltaik-Anlagen sind überwiegend in der Nieder- oder der Mittelspannungsebene angeschlossen, lediglich vereinzelte Solarparks befinden sich in der Hochspannungsebene. Windkraftanlagen sind meist in der Mittel- oder Hochspannungsebene angeschlossen oder direkt an den Netzkuppelstellen zwischen diesen Ebenen. Einzelne Windparks und die Offshore-Windkraftanlagen sind direkt ans Höchstspannungsnetz angeschlossen. Insgesamt ist erkennbar, dass die erneuerbaren Erzeugungsanlagen zum überwiegenden Teil in den Verteilnetzen angeschlossen sind. Aus diesem Grund werden sie in Studien des Übertragungsnetzes häufig als Bestandteil der Lasten abgebildet und nicht explizit modelliert.

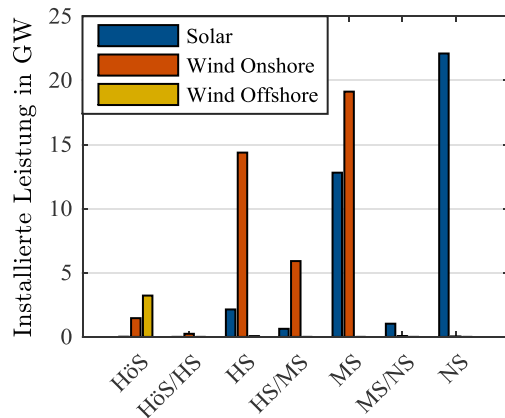


Abbildung 2-3: Installierte EE-Leistungen nach Spannungsebene [11]

Nach Beschluss des Energiekonzepts ereignete sich im März 2011 das Reaktorunglück in Fukushima. Die Ausbauziele für die Anteile der erneuerbaren Energieträger an der Stromerzeugung bleiben hierdurch unverändert, doch der bereits geplante Ausstieg aus der Kernenergie wurde nach dem Vorfall drastisch beschleunigt. Nach aktueller Planung sollen bis spätestens 2022 alle deutschen Kernkraftwerke vom Netz gehen.

Insgesamt befindet sich Deutschland im Übergang von einer Energieerzeugung vor allem aus konventionellen Kraftwerken mit Synchronmaschinen hin zu weiter steigenden Anteilen an nicht-synchronen Erzeugungsanlagen, die zu erheblichen Teilen durch Umrichter einspeisen. Gemeinsam mit Veränderungen der regionalen Verteilung sowie der Spannungsebenen, auf denen die Erzeugungsanlagen angeschlossen sind, beeinflusst dies die Kurzschlussströme im Energieversorgungsnetz.

## 2.2 Netzausbau (konventionell und HGÜ-Verbindungen)

Die in Abschnitt 2.1 dargestellte zunehmende geographische Entfernung zwischen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern führt zu einem Ausbaubedarf im Übertragungsnetz. Der Ausbau wird zentral von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur geplant und im *Netzentwicklungsplan* (NEP) festgehalten.

Im aktuellen Netzentwicklungsplan 2030 [12] ist bis zum Jahr 2030 der Zubau von 1.200 km neuen Drehstromtrassen und 2.400 km VSC-HGÜ-Systemen vorgesehen (zum Vergleich: das bisherige Übertragungsnetz umfasst ca. 20.000 km Leitungslänge in Drehstrom). Die geplanten VSC-HGÜ-Systeme verlaufen im Wesentlichen von Nord nach Süddeutschland und sollen vor allem den Transport überschüssiger Windenergie sicherstellen. Dieser Einsatz von VSC-HGÜ-Systemen parallel zu einem synchronen Drehstromnetz ist bislang einzigartig. Bisher sind lediglich einzelne Punkt-zu-Punkt-VSC-Verbindungen in San Francisco [13] und an der Grenze zwischen Frankreich und Italien [14] in Betrieb.

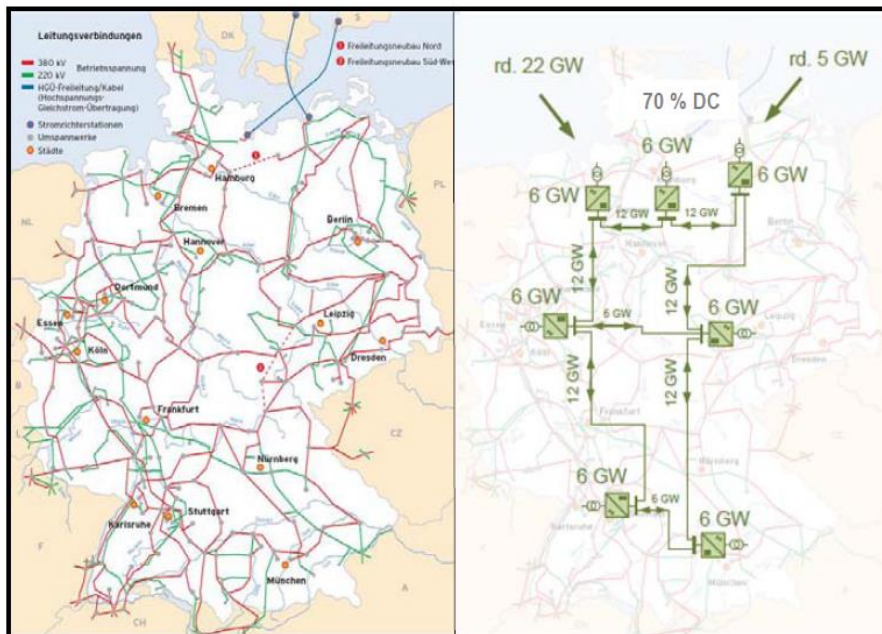


Abbildung 2-4: Heutiges AC-Übertragungsnetz / Konzept für ein vermaschtes HGÜ-Netz in Deutschland [15]

Über diese konkret vorgesehenen Netzausbauvorhaben hinaus kann die HGÜ-Technologie weiterhin an Bedeutung gewinnen. So ist es möglich, dass hybride AC/DC-Systeme mit vermaschten HGÜ-Netzen entsprechend der Skizze in Abbildung 2-4 entstehen. Die Wichtigkeit dieses Themas wird durch die Existenz dezidierter Lobbygruppen (z.B. Friends of the Supergrid, Renewable Grid Initiative) sowie

zahlreicher von der Europäischen Union und der deutschen Bundesregierung geförderten Forschungsprojekte und Standardisierungsaktivitäten [16] zur Ermöglichung vermaschter HGÜ-Systeme untermauert.

### 2.3 Studien zur quantitativen Veränderung der Kurzschlussströme

Aus den genannten Veränderungen der deutschen Erzeugungs- und Netzstruktur ergeben sich Änderungen für die Kurzschlussströme in Übertragungs- und Verteilnetzen. Daher sind in den vergangenen Jahren mehrere Studien erschienen, welche die zu erwartenden Veränderungen der Kurzschlussströme nach Norm in Deutschland quantitativ untersuchen. Es sei hierbei angemerkt, dass die Kurzschlussströme im deutschen Übertragungsnetz durch die Bemessungsströme der Leistungsschalter limitiert sind und maximal  $I_k'' = 80 \text{ kA}$  (entsprechend  $S_k'' = 53 \text{ GVA}$ ) betragen [17 S. 12]. Methodik und Kernergebnisse dieser Studien werden nachfolgend vorgestellt.

#### 2.3.1 Aachener ÜNB-Studie "Mindesterzeugung", 01/2012

In einer gemeinsam von dem RWTH-Institut IAEW, der FGH und CONSENTEC für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführten Studie wird die *Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien* untersucht [18]. Im Rahmen dieser Studie wird auch betrachtet, wie viele konventionelle Kraftwerke nötig seien, um die sichere Auslösung von Schutzgeräten im Übertragungsnetz nach dem Überstromprinzip zu gewährleisten.

Die Studie berechnet zunächst ausführlich mit Kraftwerkseinsatz- und Lastflusssimulationen, welche konventionelle Kraftwerksleistung für eine Sicherung der Spannungshaltung und der (n-1)-Sicherheit des Netzes vorgehalten werden muss. Hierbei wird das deutsche Übertragungsnetz im Jahr 2013 betrachtet. In einem zweiten Schritt werden mit diesem Kraftwerkspark Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die für die Sicherstellung des stabilen Betriebs bezüglich Spannungshaltung und (n-1)-Sicherheit notwendigen Kraftwerke ausreichen, um die für die Schutzauslösung notwendigen Kurzschlussströme zu liefern.

Hiermit liefert die Studie eine pragmatische Antwort auf die Frage, ob in absehbarer Zeit Probleme bezüglich der Schutzauslösung im Übertragungsnetz zu erwarten seien. Der Zeithorizont der Betrachtung ist nicht ausreichend, um die Entwicklung der

---

Kurzschlussleistung in einem durch Umrichter geprägten Übertragungsnetz quantitativ abzuschätzen.

### 2.3.2 Kasseler BMU-Studie "Veränderung der Kurzschlussleistung", 01/2014

In einer gemeinsam von der Universität Kassel, dem Fraunhofer IWES, E.ON Mitte und den städtischen Werken Kassel durchgeführten Studie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit werden die *Veränderungen der Kurzschlussleistung beim Übergang von einem zentral zu einem dezentral gespeisten Energieversorgungssystem* untersucht [8]. In drei Ansätzen mit unterschiedlicher Methodik wird die Entwicklung der Kurzschlussleistung nach Spannungsebene abgeschätzt. Ein besonderer Fokus liegt hierbei auf den Einflüssen in den Verteilnetzen.

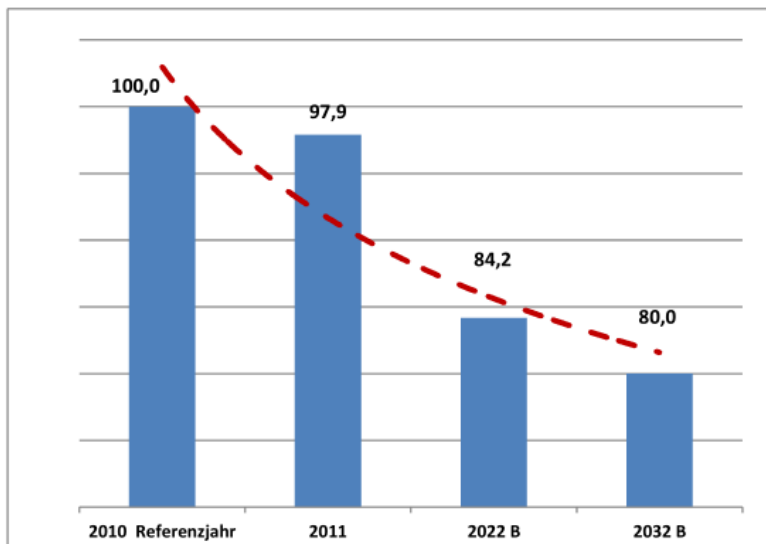


Abbildung 2-5: Änderungstrend der Beträge von  $I_k$  im deutschen Verbundnetz [8]

Zunächst wird aus den erwarteten installierten Leistungen des Netzentwicklungsplans Strom 2012 [19], den üblichen Anlagentypen und deren bezogenen Kurzschlussströmen die Entwicklung der Kurzschlussstrom bereitstellenden Betriebsmittel in ganz Deutschland abgeschätzt. Hieraus wird ein Absinken der Kurzschlussströme um 20 % bis zum Jahr 2032 abgeleitet, das in Abbildung 2-5 dargestellt ist. Auf die Netztopologien und Effekte des Netzausbaus wird an dieser Stelle nicht eingegangen. [8 S. 43]

In zwei weiteren Untersuchungen wird die Entwicklung der Kurzschlussleistungen in den Verteilnetzen betrachtet. Zunächst wird ausgehend von den Prognosen der dena-I-Studie [20] zur Entwicklung der Kurzschlussleistungen im Übertragungsnetz die Entwicklung in den Verteilnetzen abgeleitet. Von einer in der dena I angegebenen Verringerung der Kurzschlussleistung an Übertragungsnetzknotten von 16,5 GVA zu 9,4 GVA wird mit typischen Impedanzwerten für Transformatoren und



Verteilnetzstrukturen die resultierende Kurzschlussleistung in den unterlagerten Netzebenen abgeleitet. Anschließend werden detaillierte Studien für die Modellregion Kassel vorgenommen. Hier wird prinzipiell untersucht, wie sich die Veränderung der im Übertragungsnetz anstehenden Kurzschlussströme zwischen den Extremwerten 0 kA bis über 80 kA auf die Kurzschlussströme in den unterlagerten Netzebenen auswirkt. Beiträge von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen werden in Höhe ihrer Bemessungsleistung berücksichtigt. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Kurzschlussleistungen in den betrachteten Verteilnetzen durch dezentrale EZA bis zum Jahr 2022 um bis zu 20 % ansteigen.

Verschiedene Betriebspunkte und auch Berechnungsmethoden zur Bestimmung der maximalen und minimalen Kurzschlussströme fehlen in den beschriebenen Untersuchungen. Es wird davon ausgegangen, dass die Gesamtheit der installierten Erzeugungsanlagen zu den berechneten Kurzschlussströmen beiträgt.

### **2.3.3 Dena-Systemdienstleistungsstudie, 02/2014**

In der von der ef.Ruhr GmbH und der Technischen Universität Dortmund erstellten dena-Systemdienstleistungsstudie [21] wird unter anderem die Entwicklung der Kurzschlussleistungen in Deutschland bis zum Jahr 2030 untersucht. Hierbei soll in Abgrenzung zu [8] und [18] der Einfluss des elektrischen Netzes und Netzausbaus sowie die regionale Verteilung und der Einfluss des Auslandes herausgearbeitet werden.

Zu diesem Zweck wird ein aggregiertes Modell des ENTSO-E-Netzgebiets verwendet, das den deutschen Raum mit 31 Knoten und die restlichen Staaten mit etwa 270 Knoten abbildet. Zunächst werden die Kurzschlussströme ohne Beiträge aus den unterlagerten Netzebenen berechnet. HGÜ werden hierfür nicht berücksichtigt<sup>1</sup>. Zusätzlich wird ein beispielhaftes 110-kV-Netz modelliert. Diese werden zunächst getrennt voneinander, in einem späteren Schritt kombiniert untersucht. Für das Übertragungsnetzmodell werden durch Marktsimulationen die Extremfälle der minimalen und maximalen konventionellen Erzeugungsleistung bestimmt. Es wird angenommen, dass dies auch die Fälle der minimalen bzw. maximalen Kurzschlussströme sind. Die Berechnung der Kurzschlussströme für diese Szenarien wird entsprechend [5] mit unterschiedlichen Spannungs- und Korrekturfaktoren durchgeführt. Erneuerbare Erzeugungsanlagen

---

<sup>1</sup> Eine Modellierung von Kurzschlussstrombeiträgen aus HGÜ-Stationen wird weder im Abschnitt "Übertragungsnetzmodell" noch "Kurzschlussleistung" erwähnt.

werden für die Maximalströme in Höhe ihres Bemessungsstromes und für die Minimalströme mit dem Beitrag null berücksichtigt.

Die Entwicklung der Kurzschlussleistung an den 31 Deutschland abbildenden Knoten wird nicht mit Absolutwerten, sondern als relative Veränderung vom Jahr 2011 nach 2033 dargestellt. Die Beschränkung auf qualitative Betrachtungen erscheint sinnvoll, da die absoluten Werte aufgrund der Aggregation der Netzknoten keine Aussagekraft besitzen.

Ein Kernergebnis der Studie ist, dass die Werte für  $S''_{k,max}$  bis zum Jahr 2030 an den meisten Knoten im deutschen Übertragungsnetz zunehmen, in wenigen Regionen jedoch sinken. Dies ist in Abbildung 2-6 erkennbar, die die Veränderungen der maximalen Kurzschlussleistung vom Jahr 2011 zum Jahr 2033 an den 31 Knoten des aggregierten deutschen Übertragungsnetzes darstellt. Die Werte für  $S''_{k,min}$  steigen an einigen Knoten an und sinken an anderen. Dies ist in Abbildung 2-7 erkennbar. Insgesamt ermittelt die Studie, dass die Kurzschlussleistungen in Zukunft je nach Betriebsituation stärker variieren und somit als **volatil** bezeichnet werden können.

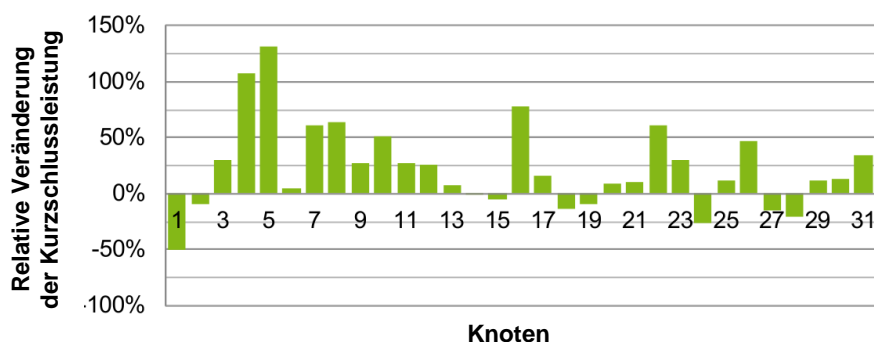


Abbildung 2-6: Veränderung von  $S''_{k,max}$  von Jahr 2011 nach 2033 an den 31 Knoten des aggregierten Übertragungsnetzes [21]

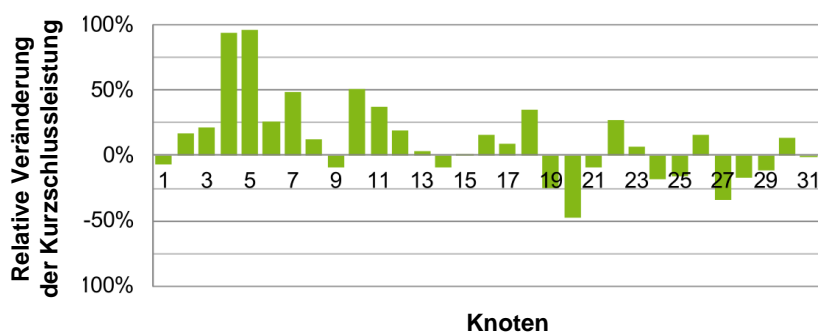


Abbildung 2-7: Veränderung von  $S''_{k,min}$  von Jahr 2011 nach 2033 an den 31 Knoten des aggregierten Übertragungsnetzes [21]

Mit einer detaillierten Betrachtung der Kurzschlussleistungen an einzelnen Knoten wird aufgezeigt, dass die Kurzschlussströme in den zukünftigen Szenarien verstärkt aus weit entfernten Regionen stammen. Ein beispielhaftes Ergebnis ist die in Abbildung 2-8 dargestellte geographische Herkunft der Kurzschlussleistungsbeiträge für einen spezifischen Kurzschlussort, Knoten 1 des aggregierten Netzmodells. Die Kurzschlussleistungen werden prozentual in Bezug auf die größte im Maximalfall 2011 auftretende Kurzschlussleistung (an einem anderen Knoten) angegeben.

Im Jahr 2011 stammt der Kurzschlussstrom sowohl im minimalen als auch der maximalen Szenario deutlich überwiegend aus Deutschland. Im Jahr 2033 steigt sowohl der Anteil von anderen Knoten innerhalb Deutschlands als auch außerhalb Deutschlands deutlich an. Der Netzausbau kann die zurückgehende Erzeugung aus konventionellen Synchrongeneratoren zum Teil abfangen.

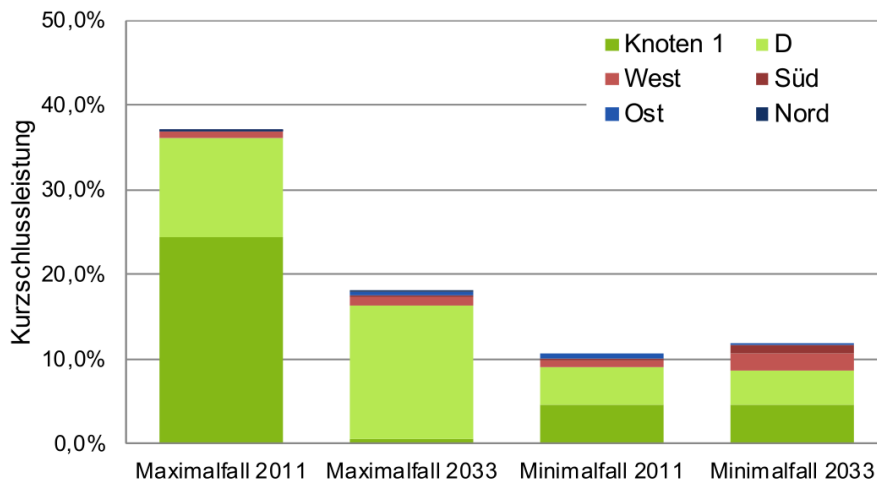


Abbildung 2-8: Geographische Herkunft der Kurzschlussleistung an Knoten 1 [21]  
(bezogen auf die größte Kurzschlussleistung im Maximalfall 2011)

Am Rande werden in der Studie die Auswirkungen der veränderten Kurzschlussleistungen auf die Spannungstrichter aufgezeigt. Es wird aufgezeigt, dass die Spannungstrichter flacher werden, durch die zunehmende Kopplung der Netze also die Auswirkungen von Kurzschlüssen auch in weiter entfernten Gebieten bemerkbar sind.

Eine zusätzliche detaillierte Untersuchung der Kurzschlussstrombeiträge aus Verteilnetzen ermittelt, dass EEG-Erzeugungsanlagen die Kurzschlussströme im Übertragungsnetz signifikant beeinflussen können. So führt ein betrachtetes ländliches Verteilnetz zu einer Erhöhung der maximalen Kurzschlussleistung am angeschlossenen Übertragungsnetzknotten um ca. 10 % [21 S. 170 ff.].

---

Die Studie leitet zudem Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber und die Weiterentwicklung von Netzanschlussbedingungen und Schutzkonzepten ab. Eine dieser Empfehlungen ist eine Verpflichtung von DEA zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung, auch wenn keine Wirkleistung eingespeist wird [21 S. 183].

#### **2.3.4 IFHT-BNetzA-Studie " elektrische Systemstabilität", 06/2015**

In einer Studie für die Bundesnetzagentur untersucht das RWTH-Institut IFHT *Aspekte der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023* [17]. Zwei der betrachteten Aspekte sind die Abschätzung der Kurzschlussleistungen im deutschen Übertragungsnetz und eine Analyse der Auswirkungen auf die transiente Stabilität.

Hierfür wird ein knotenscharfes Modell des deutschen Übertragungsnetzes untersucht, das auf dem Netzentwicklungsplan 2013 [22] basiert. In Kombination mit den geplanten Netzausbaumaßnahmen und geplanten Kraftwerksstilllegungen wird der Kurzschlussstrom für die Jahre 2019 bis 2023 berechnet. Es wird angenommen, dass die unterlagerten Netzebenen keine signifikanten Kurzschlussströme einspeisen, weshalb sie vernachlässigt werden. Berücksichtigt werden somit nur am Übertragungsnetz angeschlossene (konventionelle) Erzeugungsanlagen und die geplanten HGÜ-Korridore mit einem Kurzschlussstrom in Höhe ihrer Bemessungsleistung. Es werden für 8760 Stunden des Jahres verschiedene Kraftwerkseinsatzszenarien ermittelt. Somit sind verschiedene Szenarien vorhanden, aus denen minimale und maximale Kurzschlussströme ermittelt werden können. Ob verschiedene Berechnungen für die minimalen und maximalen Kurzschlussströme (nach [5], z.B. durch Berücksichtigung verschiedener Spannungsfaktoren) durchgeführt werden, ist aus der Studie nicht ersichtlich.

Die Ergebnisse werden nach Regionen ähnlicher Kurzschlussströme geclustert dargestellt und über die 8760 Stunden des Jahres gemittelt. Hierdurch sind die durch die unterschiedlichen Szenarien erhaltenen Ergebnisse nicht mehr detailliert nachzuvollziehen. Ausgehend von den in Abbildung 2-9 dargestellten Kurzschlussniveaus des Jahres 2019 wird ermittelt, dass die Kurzschlussströme in den meisten Regionen Deutschlands bis zum Jahr 2023 durch den Netzausbau und die zunehmende Vermaschung steigen werden (siehe Abbildung 2-10). Lediglich in ausgewählten Regionen Bayerns wird die Abschaltung der Kernkraftwerke sich stärker als der Netzausbau auswirken. Dort wird eine Verringerung der Kurzschlussströme erwartet.

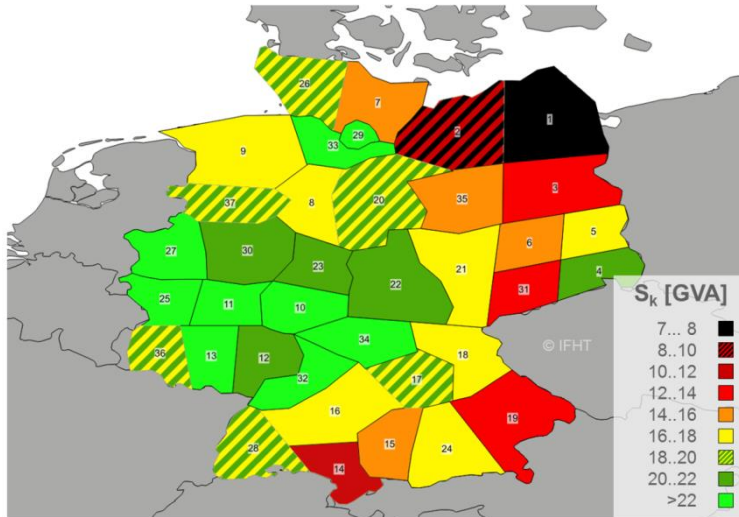


Abbildung 2-9: Kurzschlussniveau 2019 im Mittel über 8760 Stunden [17]

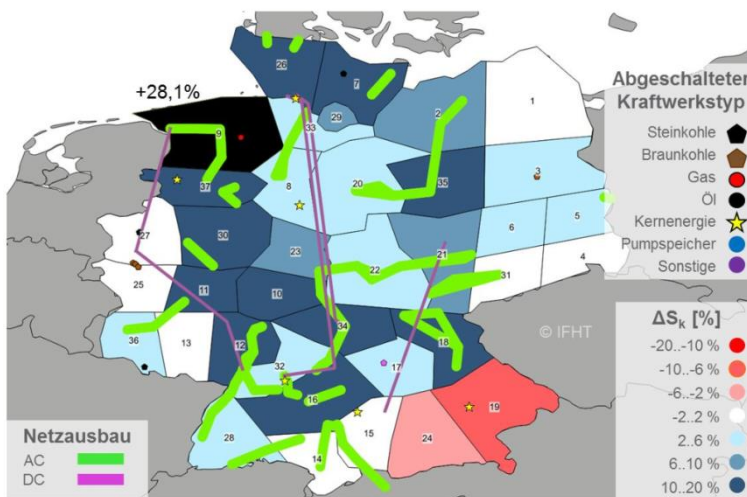


Abbildung 2-10: Veränderung des Kurzschlussniveaus vom Jahr 2019 nach 2023 [17]

In einer detaillierten Betrachtung für eine ausgewählte Region wird untersucht, wie der Wert der Kurzschlussleistung über das Jahr schwankt. Es wird erarbeitet, dass die minimale Kurzschlussleistung sich in den Jahren 2019 - 2023 kaum verändert. Als Grund hierfür wird angegeben, dass das "Worst-Case-Szenario" mit den niedrigsten Kurzschlussströmen des Jahres bereits für das Jahr 2019 in dem Zeitpunkt sei, in dem die größten Einspeiser (Kernkraftwerke) außer Betrieb seien. Die Abschaltung der Kernkraftwerke wirkt sich folglich in dieser Stunde nicht aus.

Zusätzlich wird in [17] untersucht, welche Auswirkungen die Veränderungen der Kurzschlussleistung auf die Spannungstrichter und die transiente Stabilität des Systems aufweisen. Die Spannungstrichter werden anlässlich einer Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Nachbarstaaten Deutschlands untersucht. Es wird dargestellt, dass die Kurzschlussleistungswerte und auch der Spannungstrichter innerhalb Deutschlands nur gering durch die Beiträge aus dem Ausland beeinflusst werden.

---

Die transiente Stabilität wird durch eine Untersuchung der *kritischen Fehlerklärungszeiten* (Critical Clearing Time, CCT) der angeschlossenen Generatoren analysiert. Hierbei wird kein dynamisches Netz des Übertragungsnetzes verwendet, sondern jede Sammelschiene einzeln modelliert. Hierfür werden die an einer Sammelschiene angeschlossenen Generatoren an eine Netznachbildung mit der netzseitig anstehenden Kurzschlussleistung angeschlossen und dieses System untersucht. Als Ergebnis wird ermittelt, dass die CCT an nahezu allen Kraftwerken über 150 ms lägen. Lediglich vier Kraftwerksblöcke weisen CCT im Bereich 140 - 150 ms auf, dies sei unter Umständen noch zulässig. Bis zum Jahr 2023 sei keine Veränderung der CCT zu erwarten. Der Hintergrund dieser Betrachtung wird in Kapitel 5.3 dieser Arbeit ausführlich erörtert und kritisch diskutiert.

Informationen über die Entwicklung der Maximal- und Minimalwerte gibt die Studie nur beispielhaft für eine Sammelschiene an. Alle anderen stundengenauen Ergebnisse werden über alle Stunden eines Jahres sowie über Regionen gemittelt ausgewertet. Unklar ist, ob die Berechnung der Minimal- und Maximalwerte getrennt entsprechend der Vorschriften von [17] erfolgt.

### **2.3.5 TUM-ÜNB-Studien "Kurzschlüsse im deutschen Übertragungsnetz"**

Das Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der Technischen Universität München untersucht im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Entwicklung der Kurzschlussleistung und Spannungstrichter im deutschen Übertragungsnetz. Ergebnisse dieser Arbeit sind bisher in [23] und [24] publiziert worden. In [23] und [24] wird ausführlich die Methodik dargestellt, die auf dynamischen Simulationen eines Modells des deutschen Übertragungsnetzes beruht.

Hierfür wird ein knotenscharfes Modell des deutschen Übertragungsnetzes in der 380-kV- und 220-kV-Ebene verwendet, das in [25] beschrieben wird. Als Kurzschlussstrom bereitstellende Elemente werden nur konventionelle Kraftwerke berücksichtigt, die direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen sind. Beiträge aus unterlagerten Netzebenen und HGÜ-Systemen werden nicht berücksichtigt.

Die Kurzschlussströme und Spannungseinbrüche werden für verschiedene Lastflusszenarien berechnet, welche die Erzeugungssituation in den Jahren 2012 und 2022 abbilden sollen. Die Netzstruktur wird hierbei auf dem Stand des Jahres 2014 [25] beibehalten und es werden für das Szenario 2022 zur Spannungshaltung Kompensationsanlagen hinzugefügt. In [24] und [23] sind die Auswirkungen der

veränderten Einspeisestruktur auf die Spannungstrichter dargestellt. Hier fehlt allerdings eine genaue Beschreibung der Methodik. So ist beispielsweise unklar, ob die Kurzschlussströme nach IEC 60909:2001 berechnet werden oder Ergebnisse einer dynamischen Berechnung darstellen.

Als Kernaussage wird eine Aufweitung der Spannungstrichter dargestellt. So werden in den Szenarien 2022 bis zu 8 % mehr Verbraucher von Spannungseinbrüchen betroffen als in dem Szenario mit dem weitesten Spannungstrichters des Jahres 2012. Ob eine Betrachtung der Volatilität anhand verschiedener Szenarien mit minimaler / maximaler Kurzschlussleistung vorgenommen wird, ist nicht erkennbar. Es ist zu beachten, dass die Effekte des Netzausbaus, die beispielsweise in [17] und [21] deutlich erarbeitet werden, in dieser Studie nicht berücksichtigt sind.

### 2.3.6 Festgestellte Trends zur Veränderung der Kurzschlussleistung

Es existieren mehrere aktuelle Studien, welche die Veränderungen der Kurzschlussleistungen nach Norm untersuchen. Diese betrachten unterschiedliche Zeithorizonte, treffen unterschiedliche Annahmen (z.B., ob im betrachteten Zeithorizont die Netze ausgebaut werden), wenden unterschiedliche Methoden an (z.B. unterschiedliche Aggregationsgrade im Übertragungsnetz), und kommen somit zu unterschiedlichen Ergebnissen. Eine Vergleichbarkeit ist insbesondere schwierig, da nicht alle Studien konsequent zwischen Last-Einspeise-Szenarien maximaler und minimaler Kurzschlussströme unterscheiden.

Folgende Trends können zusammenfassend festgehalten werden:

- Die **maximalen Kurzschlussstromwerte** treten in Szenarien maximaler Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken auf. Diese Szenarien sind Schwachwind-Dunkel-Szenarien. Ohne die Installation signifikanter Speicherkapazitäten im deutschen Übertragungsnetz oder einen massiven Netzausbau werden in diesen Szenarien auch zukünftig eine ähnliche Anzahl an konventionellen Erzeugungsanlagen am Netz sein, um die Systemstabilität z.B. bezüglich der Spannungs- und Frequenzhaltung zu sichern. In einzelnen Regionen können durch die Außerbetriebnahme bestimmter Kraftwerke auch die maximalen Kurzschlussströme sinken. [17] [21]
- **Netzausbau** führt dazu, dass die Impedanzen im Übertragungsnetz sich verringern. Hierdurch werden weiter entfernte Erzeugungsanlagen stärker von Kurzschlüssen betroffen. Dies kann zu steigenden Werten für die maximalen

---

Kurzschlussströme führen, wie sie in [17] und [21] für viele Netzregionen vorgestellt werden.

- Die **minimalen Kurzschlussstromwerte** sinken prinzipiell, da der zunehmende Anteil umrichterbasierter Erzeugungsanlagen zu einer weitgehenden Verdrängung konventioneller Erzeugungsanlagen in Starkwind-Sonne-Szenarien führt. Dieser Effekt wird in [17] nicht eindeutig beschrieben, da das einzige explizite "Minimal"-Szenario im betrachteten Zeitraum 2019 - 2023 sich nicht verändert. In jedem der betrachteten Jahre ist die im Minimalszenario am Netz befindliche konventionelle Erzeugungsleistung vergleichbar. In [21] wird dargestellt, dass die minimalen Kurzschlussströme an einigen Sammelschienen sinken. An anderen steigt durch den Netzausbau das Kurzschlussstromniveau an.
- Die **Beiträge aus unterlagerten Netzebenen** zum Kurzschlussstromniveau im Übertragungsnetz werden in einigen der betrachteten Studien vernachlässigt, können laut [21] allerdings bis zu 10 % zum maximalen Kurzschlussstrom beitragen. Beiträge von HGÜ-Umrichtern werden in keiner der genannten Studien explizit beschrieben. Nur in [17] werden sie als Kurzschlussstrom liefernde Elemente berücksichtigt.
- **In der Verteilnetzebene** können die maximalen Kurzschlussstromwerte in Zukunft erheblich ansteigen. Dies ist auf die Beiträge aus dezentralen Erzeugungsanlagen zurückzuführen und wird in [8] ausführlich dargestellt.

In den genannten Studien wird Kurzschlussleistung als Indikator für die Ausweitung von Spannungstrichtern und für die Sicherstellung der transienten Stabilität verwendet. So wird beispielsweise in [17] eine Studie der transienten Stabilität durchgeführt, die das Single-Machine-Infinite-Bus-Verfahren verwendet. Dessen Verwendung ist insbesondere in einem zunehmend von Leistungselektronik dominierten Netz fraglich, wie in Kapitel 5 dieser Arbeit aufgezeigt wird. In mehreren der Studien werden Spannungstrichteranalysen durchgeführt, die eine Verbreiterung indizieren. Auch dieser technische Zusammenhang wird in 5 beschrieben und nachfolgend mit Simulationen untersucht.

## 2.4 Zusammenfassung

Die Energiewende führt in Deutschland zu steigenden Entfernungen zwischen Erzeugung und Verbrauch und volatilen Last-Einspeiseszenarien. Ein erheblicher Anteil der neu installierten Anlagen weist Umrichter auf und hat somit ein grundsätzlich von Synchronmaschinen verschiedenes Kurzschlussverhalten (siehe Kap. 3). Infolgedessen



wird das Übertragungsnetz in Deutschland ausgebaut: die Vermaschung des AC-Netzes wird weiter vorangetrieben. Zudem werden erstmals VSC-HGÜ-Systeme im synchronen AC-Netz installiert: ein hybrides AC/DC-System entsteht.

Hierdurch verändern sich die Kurzschlussströme. Sie stammen in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung weniger aus Synchronmaschinen sondern stärker aus den erwähnten Umrichtern, die bezogen auf ihre Bemessungsleistung weniger Kurzschlussstrom zur Verfügung stellen. Der gesteigerte Ausbau des AC-Netzes und die damit zunehmende Vermaschung senken demgegenüber die Leitungsimpedanzen und erhöhen hierdurch teilweise die Kurzschlussströme.

Die in diesem Kapitel vorgestellten quantitativen Studien kommen durch deutlich unterschiedliche Methoden, Annahmen und betrachtete Zeithorizonte zu unterschiedlichen Ergebnissen bezüglich der Frage, wie sich die Kurzschlussströme entwickeln. So wird es im deutschen Übertragungsnetz bis zum Jahr 2030 voraussichtlich an einigen Knoten zu Erhöhungen, an anderen zu Verringerungen der Kurzschlussleistung kommen. Dies gilt sowohl für die minimalen als auch die maximalen Kurzschlussströme. Die Diskrepanz zwischen maximalen und minimalen Kurzschlussströmen wird tendenziell größer. Aus diesem Grund kann die Kurzschlussleistung als zunehmend volatil bezeichnet werden.

---

### 3 Verhalten von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz

In diesem Kapitel wird das Verhalten der Betriebsmittel im Übertragungsnetz für die Vorgänge vorgestellt, die häufig mithilfe von Kurzschlussleistung beschrieben und bewertet werden. Diese Vorgänge werden in Kapitel 5 erarbeitet und umfassen Großsignalstörungen wie Kurzschlüsse, aber auch innerhalb vorgegebener Spannungsbänder verbleibende Kleinsignalstörungen wie Lastsprünge. Daher werden in diesem Kapitel ausgehend vom stationären Verhalten die dynamischen Eigenschaften der jeweiligen Betriebsmittel für diese Zustände beschrieben.

Dieses Kapitel gliedert sich wie folgt: zunächst wird in Abschnitt 3.1 die in dieser Arbeit verwendete Nomenklatur erörtert. Es folgt in Abschnitt 3.2 eine Beschreibung von Synchronmaschinen. Diese werden in konventionellen Kraftwerken zur Energiewandlung eingesetzt und waren traditionell die einzige Quelle von Kurzschlussströmen im Übertragungsnetz.

Da in dieser Arbeit die Veränderungen der Kurzschlussleistung von AC-Netzen hin zu hybriden AC/DC-Netzen untersucht werden, folgt in Abschnitt 3.3 eine Beschreibung selbstgeführter HGÜ-Systeme. Während sich das herkömmliche AC-Netz (Leitungen, Transformatoren etc.) passiv verhält, stellen HGÜ aktive Systeme dar und können abhängig von ihrer Regelung Kurzschlussströme bereitstellen. Dies ist neben ökonomischen Erwägungen ein maßgeblicher Grund, dass sie im deutschen Übertragungsnetz zunehmend eingesetzt werden (vgl. die in Kapitel 2 beschriebenen Entwicklungen der deutschen Erzeugungs- und Übertragungsnetzstruktur).

Erneuerbare Erzeugungsanlagen (EZA) werden nur zu geringen Anteilen direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen (vgl. Kapitel 2.1). Nur die Offshore-Windparks (vorwiegend mit VSC-HGÜ-Verbindungen) sowie große Onshore-Windparks speisen direkt in Übertragungsnetzknoten ein. Der überwiegende Großteil der installierten Leistung ist hingegen in unterlagerte Spannungsebenen angeschlossen. Verteilnetze werden in Studien des Übertragungsnetzes klassischerweise als Lasten modelliert. Daher erfolgt in Abschnitt 3.4 eine Beschreibung gängiger Lastmodelle und aktueller Bestrebungen, Verteilnetze mit steigenden Anteilen erneuerbarer Erzeuger als aktive Betriebsmittel zu modellieren. Eine Zusammenfassung der Betriebseigenschaften folgt in Kapitel 3.5.

---

### 3.1 Nomenklatur

Die Nomenklatur in dieser Arbeit orientiert sich im Wesentlichen an den von der IEC empfohlenen Formelzeichen [26]. Sowohl Formelzeichen als auch Indizes können in dem am Anfang dieser Arbeit befindlichen Formelzeichenverzeichnis nachgeschlagen werden. Grundsätzlich bezeichnen Großbuchstaben Variablen (z.B. Spannungen, Ströme, Impedanzen, Leistungen) in SI-Einheiten und Kleinbuchstaben Variablen in bezogenen (p.u.-) Größen. Eine Unterscheidung von Augenblickswerten und konstanten Größen wie z.B. Bemessungsgrößen wird nicht anhand der Groß-/Kleinschreibung vorgenommen, geht jedoch aus dem jeweiligen Zusammenhang hervor. Bei Verwechslungsgefahr wird für zeitlich veränderliche Größen ein Zusatz ( $t$ ) hinzugefügt.

Es ist zu beachten, dass in dieser Arbeit mehrere Koordinatensysteme verwendet werden. Im Drehstromsystem sind stets drei Leiter vorhanden, die in dieser Arbeit als R, S und T bezeichnet werden. Der Spannungszeiger  $\underline{U}$  bezeichnet im symmetrischen Zustand die verkettete Leiter-Leiter-Spannung,  $\underline{U}_R$  die Leiter-Erde-Spannung in Leiter R. Der Strom  $\underline{I}$  ist im symmetrischen Zustand gleich dem Strom in Leiter R  $\underline{I} = \underline{I}_R$ . Weitere Zusätze dienen zur Bezeichnung spezifischer Größen.

Es ist in der Energieversorgung üblich, die Ströme und Spannungen in symmetrischen Komponenten zu beschreiben. Dies gelingt durch die von Charles Fortescue entwickelte Koordinatentransformation, die im Anhang A 3.1 ausgeführt ist. Die Größen in diesem System werden durch Indizierung mit 0, 1 bzw. 2 indiziert. Da in dieser Arbeit nur symmetrische Vorgänge untersucht werden, ist lediglich das mit dem Index 1 bezeichnete Mitsystem von Bedeutung. Der Betrag von  $\underline{U}_1$  als Mitsystem-Spannung ist gleich  $\underline{U}/\sqrt{3}$  und entspricht in symmetrischen Systemen  $\underline{U}_R$ . Der Mitsystemstrom  $\underline{I}_1$  ist im symmetrischen Zustand gleich  $\underline{I}_R$  und wird als  $\underline{I}$  bezeichnet.

Eine weitere für die Beschreibung von Synchronmaschine und HGÜ verwendete Koordinatentransformation ist die Park-Clarke-Transformation, deren Matrizen ebenfalls in Anhang A 3.1 aufgeführt sind. Sie überführt die Wechselgrößen in den Leitern R, S und T in das rotierende Koordinatensystem 0, d, q, das im Folgenden als Park-Koordinatensystem bzw. d-q-Koordinatensystem bezeichnet wird. Die Transformation ist vorteilhaft, da im d-q-Koordinatensystem im stationären Zustand Gleichgrößen vorliegen. Wenn die Bezugsachsen für d und q gemäß den Hauptachsen des Rotors gewählt werden, vereinfachen sich die Gleichungen zur Beschreibung der Synchronmaschine erheblich. Mit dem Index d werden Größen in der Längsachse des

Koordinatensystems bezeichnet, mit dem Index  $q$  Größen in der Querachse. Die Nullkomponente 0 tritt nur bei unsymmetrischen Vorgängen auf und taucht in dieser Arbeit nur in den Gleichungen (3.1) und (3.8) zur vollständigen Darstellung der dynamischen Gleichungen der Synchronmaschine auf.

## 3.2 Synchronmaschinen

Synchronmaschinen werden wegen ihrer niedrigen Verluste und ihrer Fähigkeit zur Blindleistungsregelung zur Energiewandlung in nahezu allen konventionellen Kraftwerken eingesetzt. Ihr Verhalten ist für die Stabilität von Energieversorgungssystemen fundamental und wird daher in zahlreichen Standardwerken beschrieben (siehe z.B. [27] [28] [29] [30] [31] [32]). Die hier dargestellten Zusammenhänge sind nicht selbst erarbeitet und basieren in der Nomenklatur sowie Art der Darstellung auf [28]. Nachfolgend wird zunächst das Modell der Synchronmaschine in Park-Koordinaten vorgestellt (Abschnitt 3.2.1). In Abschnitt 3.2.2 werden die Differentialgleichungen für das System hergeleitet. Nachfolgend wird in 3.2.3 das stationäre Verhalten durch den Betriebsbereich und die stationären Gleichungen beschrieben. In Abschnitt 3.2.4 werden Spannungs- und Turbinenregler eingeführt. Wesentlicher Bestandteil dieser Arbeit ist das Kurzschlussverhalten von Netzen. Daher wird in Abschnitt 3.2.5 die quasistationäre Beschreibung des Kurzschlussverhaltens der Synchronmaschine hergeleitet. Es folgt in Abschnitt 3.2.6 eine Beschreibung der Synchronmaschine bei Lastsprüngen. Abschließend wird in Abschnitt 3.2.7 das sogenannte klassische Modell der Synchronmaschine hergeleitet. Dieses wird häufig zur Beschreibung der transienten Stabilität verwendet (vgl. Kapitel 5.2).

### 3.2.1 Modell der Synchronmaschine in Park-Koordinaten

Das Betriebsverhalten von Synchronmaschinen wird durch die Ströme und Spannungen im Rotor, die Ströme und Spannungen im Stator und die Flussverkettungen zwischen Rotor und Stator bestimmt. Die Beschreibung wird üblicherweise in Park-Koordinaten vorgenommen. Dieses Koordinatensystem rotiert mit der Nennfrequenz und ermöglicht die Beschreibung der stationären Stator- und Rotorgrößen als Gleichgrößen. Die Transformationsmatrizen sind in Anhang A 3.1 aufgeführt.

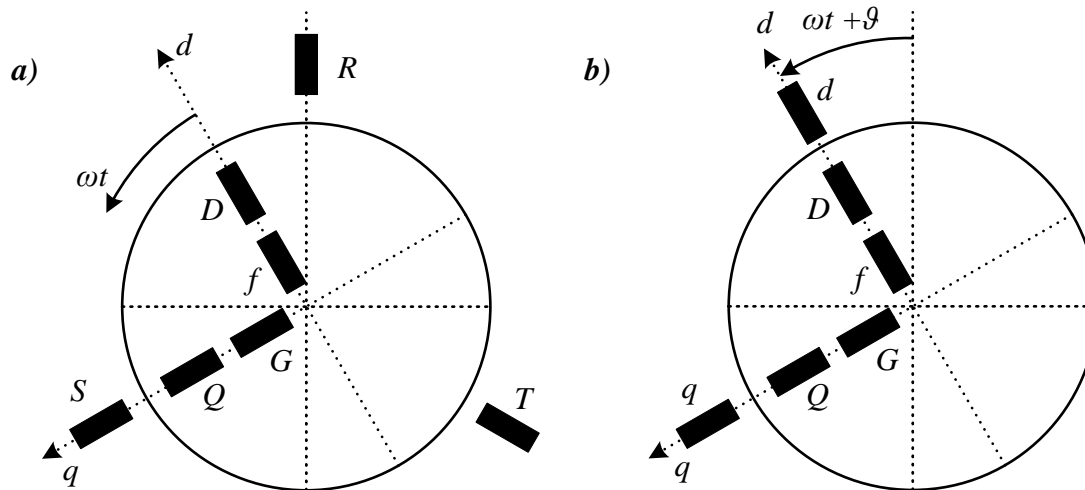


Abbildung 3-1: Modell der Synchronmaschine [28]

a) physikalisch b) in Park-Komponenten

Abbildung 3-1 stellt das den nachfolgenden Darstellungen zugrunde liegende Modell einer zweipoligen Synchronmaschine dar. Die d-Achse des Koordinatensystems wird in Richtung des magnetischen Hauptflusses gewählt und als Längsachse bezeichnet (nicht zu verwechseln mit der geometrischen Längsachse des Rotors). Der Rotorwinkel  $\vartheta$  beschreibt den Winkel zwischen der Längsachse und dem Drehfeld im Stator. Die senkrecht hierzu stehende q-Achse wird entlang der Richtung der geringsten magnetischen Leitfähigkeit gewählt, die bei Vollpolmaschinen senkrecht zur d-Achse steht. Im Läufer sind die Erregerwicklung  $f$  sowie die Dämpferwicklung  $D$  in der d-Achse erkennbar. In der q-Achse wird die tatsächlich vorhandene Dämpferwicklung als  $Q$  bezeichnet. Zusätzlich ist in Abbildung 3-1 eine weitere Dämpferwicklung  $G$  modelliert, die Wirbelströme und Stromverdrängungseffekte abbildet [28 S. 119 ff.]. Diese zusätzlich modellierte Dämpferwicklung ist in der Längsachse nicht nötig, da die Erregerwicklung auf induzierte Spannungen ebenfalls wie eine kurzgeschlossene Wicklung wirkt [28 S. 90 f.].

Im Stator sind die Wicklungen  $d$  in der d-Achse und  $q$  in der q-Achse erkennbar. Diese Wicklungen sind nicht real vorhanden, sondern die transformierte Darstellung der Feldwicklungen in den Leitern  $R$ ,  $S$  und  $T$ . Zusätzlich ist theoretisch die Homopolarkomponente oder Nullkomponente der Statorgrößen zu berücksichtigen. Diese tritt nur bei unsymmetrischen Vorgängen auf und ist daher in dieser Arbeit durchgängig null. [28 S. 96, 108]

Es ist zu beachten, dass die Modellierung der Wicklungen als diskrete zeitinvariante Elemente eine Vereinfachung ist. Zur Steigerung der Modellgenauigkeit können Effekte

wie Stromverdrängung und Sättigung genauer modelliert werden. Dies ist für die in dieser Arbeit vorgenommenen Betrachtungen nicht nötig.

#### 3.2.2 Differentialgleichungen der Synchronmaschine

Statorseitig wird das System durch die Spannung in der d- und q-Komponente beschrieben. Die im Erzeugerzählpfeilsystem dargestellten Spannungen

$$u_0 = -\frac{1}{\omega_r} \cdot \dot{\psi}_0 - r_a \cdot i_0 \quad (3.1)$$

$$u_d = \frac{\omega}{\omega_r} \cdot \psi_q - \frac{1}{\omega_r} \cdot \dot{\psi}_d - r_a \cdot i_d \quad (3.2)$$

$$u_q = -\frac{\omega}{\omega_r} \cdot \psi_d - \frac{1}{\omega_r} \cdot \dot{\psi}_q - r_a \cdot i_q \quad (3.3)$$

werden durch die Änderung des verketteten Flusses  $\psi$  in den Statorwicklungen induziert und durch den Stromfluss  $i$  im Ankerwiderstand  $r_a$  verringert. Durch die Transformation in das d-q-Koordinatensystem taucht eine Verkopplung der induzierten Spannungen mit dem Augenblickswert der jeweils anderen Achse auf. Zudem tritt eine Abhängigkeit der Spannung von der Kreisfrequenz  $\omega$  im Verhältnis zur Bemessungsfrequenz  $\omega_r$  des Systems auf. [28 S. 117-120]

Läuferseitig wird das System durch die Spannungen in den einzelnen Wicklungen beschrieben. Es ist zu beachten, dass hier die Dämpferwicklungen im Erzeuger- und die Feldwicklung im Verbraucherzählpfeilsystem beschrieben werden.

$$0 = -\frac{1}{\omega_r} \cdot \dot{\psi}_D - r_D \cdot i_D \quad (3.4)$$

$$u_f = \frac{1}{\omega_r} \cdot \dot{\psi}_f + r_f \cdot i_f \quad (3.5)$$

$$0 = -\frac{1}{\omega_r} \cdot \dot{\psi}_Q - r_Q \cdot i_Q \quad (3.6)$$

$$0 = -\frac{1}{\omega_r} \cdot \dot{\psi}_G - r_G \cdot i_G \quad (3.7)$$

Die Spannungen in den einzelnen Wicklungen sind mit der Flussänderung und dem Strom der jeweiligen Wicklung verknüpft. Die Spannung  $u_f$  in der Erregerwicklung wird von der Erregereinrichtung erzeugt und wirkt in der d-Achse. Die Dämpferwicklungen sind kurzgeschlossen, sodass die Spannung in ihnen null ist. [28 S. 120 f.]

---

Innerhalb der d-Achse wie auch der q-Achse sind die Flussverkettungen der einzelnen Wicklungen verkoppelt. Es treten jedoch keine Beeinflussungen zwischen den Wicklungen der d- und q-Achse auf. In jeder Achse treten ein Hauptfluss  $\psi_{hd}$  bzw.  $\psi_{hq}$  sowie verschiedene Streuflüsse  $\psi_{\sigma}$  auf. Die für jeden dieser Flüsse wirksamen Reaktanzen sind mit den passenden Indizes bezeichnet (z.B.  $x_{hd}$  für den Hauptfluss  $\psi_{hd}$  und  $x_{Df}$  für den Streufluss  $\psi_{\sigma Df}$ ). Sie werden aus den Reaktanzen der einzelnen Wicklungen berechnet. Löst man die Gleichungen zur Flussverkettung nach den Flüssen der einzelnen Wicklungen auf, ergibt sich die folgende Darstellung [28 S. 122-125]:

$$\psi_0 = x_0 \cdot i_0 \quad (3.8)$$

$$\psi_d = x_d \cdot i_d + x_{hd} \cdot i_D - x_{hd} \cdot i_f \quad (3.9)$$

$$\psi_D = x_{hd} \cdot i_d + x_D \cdot i_D - x_{Df} \cdot i_f \quad (3.10)$$

$$\psi_f = -x_{hd} \cdot i_d - x_{Df} \cdot i_D + x_f \cdot i_f \quad (3.11)$$

$$\psi_q = x_q \cdot i_q + x_{hq} \cdot i_Q + x_{hq} \cdot i_G \quad (3.12)$$

$$\psi_Q = x_{hq} \cdot i_q + x_Q \cdot i_Q + x_{hq} \cdot i_G \quad (3.13)$$

$$\psi_G = x_{hq} \cdot i_q + x_{hq} \cdot i_Q + x_G \cdot i_G \quad (3.14)$$

Zusätzlich zu den elektromagnetischen Gleichungen bestimmt die Bewegungsgleichung maßgeblich den Betrieb der Synchronmaschine. Diese beschreibt die Veränderung der elektrischen Kreisfrequenz  $\dot{\omega}$  der Maschine

$$\dot{\omega} = \frac{\omega_r}{T_A} \cdot (m_{\text{mech}} - m_{\text{el}}) \quad (3.15)$$

in Abhängigkeit von dem mechanischen Antriebsmoment  $m_{\text{mech}}$  und dem abbremsenden elektrischen Moments  $m_{\text{el}}$  in Bezug zur Bemessungsfrequenz  $\omega_r$ . Die Anlaufzeitkonstante

$$T_A = J \cdot \frac{\omega_r^2}{p^2} \cdot \frac{1}{S_r} \quad (3.16)$$

ist eine auf die Bemessungscheinleistung  $S_r$  bezogene, zum Massenträgheitsmoment  $J$  proportionale Größe und weist typischerweise Werte zwischen 5 und 10 s auf [33 S. 24]. Sie bezeichnet die Zeit, die für die Beschleunigung der Maschine aus dem Stillstand zur Bemessungsdrehzahl bei Antrieb mit der Bemessungsleistung vergeht. Statt der Anlaufzeitkonstante  $T_A$  wird zur Beschreibung der Trägheit auch häufig die Trägheitskonstante  $H_0 = T_A/2$  verwendet. In Gleichung (3.16) bezeichnet  $p$  die Polpaarzahl der Maschine. Sie ist zu berücksichtigen, da  $\omega$  die elektrische Frequenz

---



bezeichnet und bei einer Polpaarzahl ungleich 1 von der Drehzahl abweicht [28 S. 125-130, 136].

Das mechanische Moment wird von der Turbine über eine gemeinsame Welle auf die Synchronmaschine ausgeübt. Es wird durch den Turbinenregler bestimmt, dessen Zeitkonstante deutlich oberhalb denen der beschriebenen elektromagnetischen Vorgänge liegt. Aus diesem Grund wird  $m_{\text{mech}}$  vorerst als konstant angenommen. Der Einfluss des Turbinenreglers wird in Abschnitt 3.2.4 beschrieben. Das elektrische Moment ist proportional zur über den Luftspalt an die Statorseite abgegebenen Leistung und beträgt

$$m_{\text{el}} = \psi_q \cdot i_d - \psi_d \cdot i_q. \quad (3.17)$$

Die beschriebenen Gleichungen bilden ein System von sieben Differentialgleichungen, das nicht geschlossen lösbar ist. Es kann als Übertragungssystem mit den Eingängen  $u_d$ ,  $u_q$ ,  $u_f$  und  $m_{\text{mech}}$  und den Ausgängen  $i_d$ ,  $i_q$ ,  $i_f$  sowie dem in Abbildung 3-1 eingeführten Rotorwinkel  $\vartheta$  angesehen werden. Eine Darstellung als Blockschaltbild findet sich in [28 S. 139].

#### 3.2.3 Stationärer Zustand

Für den stationären Zustand können die Gleichungen erheblich vereinfacht werden, indem alle Ableitungen zu null gesetzt werden und die Drehzahl gleich der Nennfrequenz angenommen wird. Hierdurch ergibt sich ein stark vereinfachtes Gleichungssystem. Mit der Vorgabe des Spannungsbetrags  $U$  sowie der komplexen Scheinleistung  $\underline{S}$  können alle Ströme, Spannungen und Flüsse berechnet werden. Es lässt sich der folgende Zusammenhang für Ströme und Spannungen im Erzeugerzählpfeilsystem in d-q-Koordinaten finden.

$$u_d + j \cdot u_q = j \cdot x_{\text{hd}} \cdot i_f - r_a \cdot (i_d + j \cdot i_q) - j \cdot x_q \cdot (i_d + j \cdot i_q) - j \cdot (x_d - x_q) \cdot i_d \quad (3.18)$$

$$\underline{u}_p = \underline{e} = j \cdot x_{\text{hd}} \cdot i_f \quad (3.19)$$

Die in Gleichung (3.19) definierte Polradspannung  $\underline{u}_p$  oder  $\underline{e}$  wird durch den Strom in der Erregerwicklung hervorgerufen. Die Klemmenspannung ist gemäß Gleichung (3.18) die durch Spannungsfälle im Stator verringerte Polradspannung. Gleichung (3.18) wird häufig für die Konstruktion von Zeigerdiagrammen für den stationären Betrieb verwendet.

---

Es ist zu berücksichtigen, dass die zulässigen Eingangswerte für das Zeigerdiagramm durch die Betriebsgrenzen der Synchronmaschine beschränkt sind. Diese werden üblicherweise als Beschränkungen der Wirk- und Blindleistung dargestellt und sind prinzipiell in Abbildung A-2 (Anhang A 3.2) dargestellt.

### 3.2.4 Einfluss von Spannungs- und Turbinenregler

Die in Abschnitt 3.2.2 erarbeitete dargestellte dynamische Beschreibung der Synchronmaschine geht von  $u_d$ ,  $u_q$ ,  $u_f$  und dem mechanischen Moment  $m_{\text{mech}}$  als Eingangsgrößen aus. Von diesen Größen sind  $u_d$  und  $u_q$  mit den Ausgangsgrößen  $i_d$  und  $i_q$  über das angeschlossene Netz verknüpft. Der Einfluss des Netzes wird in den nachfolgenden Unterkapiteln in Form eines passiven Systems mit den Varianten Leerlauf, Last und Kurzschluss aufgezeigt. Die Erregerspannung  $u_f$  sowie das mechanische Moment werden allerdings durch Regler eingestellt, die an dieser Stelle vorgestellt werden.

Grundsätzlich wird die Leistungsabgabe von Kraftwerken nach marktwirtschaftlichen Erwägungen geplant. Sie wird dann jeweils für einen festgelegten Zeitraum (Stunde, Viertelstunde) konstant gehalten und bei einer Veränderung des Leistungswerts von einem zum nächsten Zeitraum angepasst. Die zugrunde liegenden dynamischen Prozesse umfassen den thermodynamischen Kreislauf des Kraftwerks und werden für elektrotechnische Betrachtungen üblicherweise nicht modelliert. Bei kurzfristigen Störungen der Leistungsbilanz im AC-Netz und den daraus folgenden Frequenzschwankungen partizipieren allerdings einzelne Kraftwerke an der Leistungsregelung, z.B. in Form der Primärregelung. In diesem Fall wird das mechanische Moment  $m_{\text{mech}}$  des Kraftwerks kurzfristig und in begrenztem Ausmaß durch den Turbinenregler oder *Governor* verändert. Dieser kann die mechanische Leistung der Turbine anpassen, z.B. indem in einem Dampfkraftwerk ein Ventil die Dampfung zur Turbine verändert. Da die Frequenz-/Leistungsregelung in dieser Arbeit nicht betrachtet wird, spielen Turbinenregler nur eine untergeordnete Rolle.

Der Spannungsregler beeinflusst die Erregerspannung  $u_f$  und verändert bei konstantem Antriebsmoment die Blindleistungsabgabe der Synchronmaschine. Die Regelgröße ist hierbei die Spannung an den Klemmen des Generators oder einem anderen definierten Bezugspunkt wie der Oberspannungsseite des Blocktransformators. Bei Abweichung der Spannung von dem Sollwert wird die Erregerspannung mit einer proportionalen Charakteristik angepasst, sodass stets eine Regelabweichung verbleibt. Verschiedene

Reglerstrukturen und typische Zeitkonstanten und Verstärkungsfaktoren für Spannungsregler sind in [34] zusammengefasst.

Spannungsregler sind nur für einen Teil der in dieser Arbeit dargestellten Phänomene von Interesse. Für den in 3.2.5 dargestellten Kurzschlussstrom von Synchronmaschinen etwa ist der Spannungsregler nicht relevant, da die Zeitkonstante des Erregerkreises die maximal zu erwartende Dauer von Kurzschlüssen im Übertragungsnetz überschreitet. Im Fall quasistationärer Ausgleichsvorgänge wie von Lastschaltungen, die in Abschnitt 3.2.6 beschrieben werden, muss er hingegen berücksichtigt werden.

#### 3.2.5 Quasistationäre Kurzschlussstrombetrachtung

Das Kurzschlussverhalten der Synchronmaschine wird üblicherweise durch drei quasistationäre Anteile beschrieben: den Dauerkurzschlussstrom, den transienten Kurzschlussstrom und den subtransienten Kurzschlussstrom. Diese werden aus den in Abschnitt 3.2.2 dargestellten Gleichungen durch verschiedene Annahmen bestimmt. Es sei bereits erwähnt, dass der Dauerkurzschlussstrom in dieser Arbeit keine Bedeutung besitzt, da Fehler im Übertragungsnetz stets vor Abklingen des transienten Kurzschlussstroms geklärt werden. Dennoch wird auch seine Berechnung an dieser Stelle zum Verständnis des Verhaltens vorgestellt.

##### Dauerkurzschlussstrom

Für den Dauerkurzschlussstrom wird angenommen, dass alle Ausgleichsvorgänge in der Synchronmaschine abgeschlossen sind und die Flussverkettungen einen konstanten Wert angenommen haben. Somit kann Gleichung (3.18) als Grundlage der Berechnung herangezogen werden. Für einen Klemmenkurzschluss wird nun die Klemmenspannung zu null gesetzt, sodass sich der folgende Dauerkurzschlussstrom  $I_k$

$$I_k = I_d = \frac{E}{X_d} \quad (3.20)$$

ergibt. Er tritt in der d-Achse auf und wird durch den Betrag der Polradspannung und die Synchronreaktanz bestimmt. Bei generatorfernen Kurzschlüssen wird der in Abbildung 3-2 dargestellte Ersatzschaltplan wirksam. Wenn ein Kurzschluss an einem beliebigem Knoten im Netz auftritt, wird die Spannung an diesem Knoten  $U_N$  zu null gesetzt. Der Dauerkurzschlussstrom der betrachteten Maschine wird zusätzlich durch die Netzimpedanz  $Z_N$  zwischen der Maschine und dem Kurzschlussort beeinflusst. Im Übertragungsnetz wird dabei  $R_N$  häufig gegenüber  $X_N$  vernachlässigt.

$$I_k = \frac{E}{Z_k} \quad (3.21)$$

$$Z_k = \sqrt{(X_d + X_N)^2 + R_N^2} \quad (3.22)$$

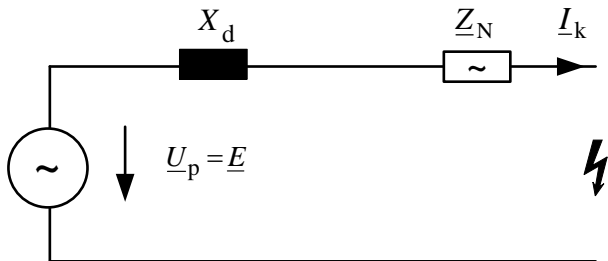


Abbildung 3-2: Ersatzschaltplan für generatorfernen Kurzschluss nach Abklingen der Ausgleichsvorgänge

Die Polradspannung  $E$  in Gleichung (3.20) und Abbildung 3-2 entspricht bei Vernachlässigung des Spannungsreglers dem stationären Wert aus Gleichung (3.19). Sie ist im Leerlauf am niedrigsten, weshalb in diesem Fall der niedrigste Dauerkurzschlussstrom auftritt. Die höchste Polradspannung und der höchste Dauerkurzschlussstrom treten im Phasenschieberbetrieb ( $\cos(\varphi) = 0$ ) auf.

Für den Dauerkurzschlussstrom ist allerdings der Einfluss des Spannungsreglers zu betrachten. Bei von den Klemmen gespeisten Erregersystemen ist der Kurzschlussstrombeitrag abhängig von der Klemmenspannung und im Extremfall null. Bei unabhängig gespeisten Erregersystemen beginnt der Spannungsregler nach Kurzschlusseintritt die Erregerspannung  $U_f$  bis auf ihren Grenzwert  $U_{fmax}$  zu erhöhen. Dies bewirkt eine Anhebung der Polradspannung gegenüber dem Bemessungsbetrieb auf den Wert  $E = E_r \cdot U_{fmax} / U_{fr}$  und einen entsprechenden Kurzschlussstrom [28 S. 147-150].

### Transienter Kurzschlussstrom

Die schnelle Fehlerklärung im Übertragungsnetz bedeutet, dass der Dauerkurzschlussstrom in dieser Arbeit keine Bedeutung besitzt. In dem betrachteten Kurzschlusszeitraum von bis zu 150 ms ist der Dauerkurzschlussstrom nicht wirksam, sondern der transiente Kurzschlussstrom. Dieser wird berechnet, indem der mit der Erregerwicklung verkettete Fluss  $\psi_f$  konstant gehalten wird, auf dem Wert vor dem Fehlereintritt. Die Dämpferwicklungen D und Q sind nicht wirksam. Mit den transienten Reaktanzen  $X'_d$  und  $X'_q$  für die d- und q-Achse

$$X'_d = X_{\sigma a} + \frac{X_{hd} \cdot X_{\sigma f}}{X_{hd} + X_{\sigma f}} \quad (3.23)$$

$$X'_q = X_{\sigma a} + \frac{X_{hq} \cdot X_{\sigma G}}{X_{hq} + X_{\sigma G}} \quad (3.24)$$

können die d- und q-Anteile der transienten Polradspannung  $E'_d$  und  $E'_q$

$$E'_q = U_{q0} + X'_d \cdot I_{d0} \quad (3.25)$$

$$E'_d = U_{d0} - X'_q \cdot I_{q0} \quad (3.26)$$

aus den stationären Werten  $\underline{U}_0$  und  $I_0$  berechnet werden. Es ist zu beachten, dass der Index 0 hier und im Folgenden den stationären Ausgangszustand bezeichnet und nicht das Nullsystem. Mit der Polradspannung und den transienten Reaktanzen ergibt sich für einen Klemmenkurzschluss der transiente Kurzschlussstrom

$$I'_k = \sqrt{I'^2_{d'} + I'^2_{q'}} = \sqrt{\left(\frac{E'_q}{X'_d}\right)^2 + \left(\frac{E'_d}{X'_q}\right)^2} \quad (3.27)$$

Bei generatorfernen Kurzschlüssen entsprechend der Netzanordnung in Abbildung 3-2 muss zusätzlich die Netzreaktanz berücksichtigt werden. In diesem Fall ergibt sich der Kurzschlussstrom zu

$$I'_k = \sqrt{I'^2_{d'} + I'^2_{q'}} = \sqrt{\left(\frac{E'_q}{X'_d + X_N}\right)^2 + \left(\frac{E'_d}{X'_q + X_N}\right)^2} \quad (3.28)$$

Der zeitliche Übergang vom transienten zum stationären Zustand wird durch den Abbau des Erregerfeldes in der Impedanz der Erregerwicklung bestimmt. Der Abbau ist im Leerlauf, im Kurzschluss und im Lastfall durch unterschiedliche Reaktanzen beeinflusst, sodass sich jeweils unterschiedliche Zeitkonstanten ergeben. So beschreibt in der d-Achse die Zeitkonstante  $T'_{d0}$  die Reaktion der Klemmenspannung auf einen Sprung der Erregerspannung im Leerlauf. Die für die Kurzschlussströme wichtige Konstante  $T'_{dk}$  beschreibt das Abklingen des Erregerfeldes beim Klemmenkurzschluss. Die Lastzeitkonstante  $T'_{dL}$  beschreibt die Veränderung des Erregerfeldes bei einem Kurzschluss im Netz gemäß der Netzanordnung in Abbildung 3-2.

$$T'_d = T'_{dk} = \frac{1}{\omega_r \cdot R_f} \cdot \left( X_{\sigma f} + \frac{X_{hd} \cdot X_{\sigma a}}{X_{hd} + X_{\sigma a}} \right) \quad (3.29)$$

$$T'_{d0} = T'_d \cdot \frac{X'_d}{X_d} \quad (3.30)$$

$$T'_{dL} = T'_{d0} \cdot \frac{X'_d + X_N}{X_d + X_N} \quad (3.31)$$

Äquivalent können Zeitkonstanten für das Abklingen in der q-Achse definiert werden, die in den Gleichungen (3.32 - 3.34) dargestellt sind. Häufig wird auch die Dämpferwicklung G für die Bestimmung der transienten Kurzschlussströme vernachlässigt; dann ergeben sich die Zeitkonstanten der q-Achse zu null und es tritt kein transienter Strom in der q-Achse auf [28 S. 154].

$$T'_q = T'_{qk} = \frac{1}{\omega_r \cdot R_G} \cdot \left( X_{\sigma G} + \frac{X_{hq} \cdot X_{\sigma a}}{X_{hq} + X_{\sigma a}} \right) \quad (3.32)$$

$$T'_{q0} = T'_q \cdot \frac{X_q}{X'_q} \quad (3.33)$$

$$T'_{qL} = T'_{q0} \cdot \frac{X'_q + X_N}{X_q + X_N} \quad (3.34)$$

Typische Werte für  $T'_d$  liegen für Vollpolmaschinen in der Größenordnung 0,8 - 1,5 s, für  $T'_{d0}$  in der Größenordnung 5 - 15 s [33 S. 24]. Das dynamische Strom-Spannungsverhalten der Synchronmaschine wird nach der Herleitung der subtransienten Anteile beispielhaft für einen Kurzschluss und einen Lastsprung veranschaulicht.

### Subtransienter Kurzschlussstrom

Unmittelbar nach dem Fehlereintritt ist nicht der transiente Anteil am Kurzschlussstrom wirksam, sondern der noch schneller abklingende subtransiente Kurzschlussstrom. Für die Berechnung dieses Stroms werden nun auch die Dämpferwicklungen berücksichtigt. Der verkettete Fluss in den Dämpferwicklungen wird im Augenblick des Kurzschlusseintritts als konstant betrachtet. Dies führt zu umfangreicheren Umformungen. Mit der Definition der subtransienten Reaktanzen

$$X''_d = X_{\sigma a} + \frac{1}{\frac{1}{X_{hd}} + \frac{1}{X_c + \frac{X_{\sigma f} \cdot X_{\sigma D}}{X_{\sigma f} + X_{\sigma D}}}} \quad (3.35)$$

$$X''_q = X_{\sigma a} + \frac{1}{\frac{1}{X_{hq}} + \frac{1}{X_{\sigma G}} + \frac{1}{X_{\sigma Q}}} \quad (3.36)$$

können vergleichbar zum Vorgehen für den transienten Zustand subtransiente Polradspannungen

$$E''_q = U_{q0} + X''_d \cdot I_{d0} \quad (3.37)$$

$$E_d'' = U_{d0} - X_q'' \cdot I_{q0} \quad (3.38)$$

berechnet werden. Diese können ebenfalls aus den stationären Werten  $\underline{U}_0$  und  $\underline{I}_0$  bestimmt werden. Der subtransiente Strom bei Klemmenkurzschluss ergibt sich zu

$$I_k'' = \sqrt{I_d''^2 + I_q''^2} = \sqrt{\left(\frac{E_q''}{X_d''}\right)^2 + \left(\frac{E_d''}{X_q''}\right)^2}. \quad (3.39)$$

Bei generatorfernen Kurzschlüssen mit Impedanz oder auch Lastwechseln kann der Kurzschlussstrom mit Hilfe der Lastreaktanz  $X_N$  beschrieben werden.

$$I_k'' = \sqrt{I_d''^2 + I_q''^2} = \sqrt{\left(\frac{E_q''}{X_d'' + X_N}\right)^2 + \left(\frac{E_d''}{X_q'' + X_N}\right)^2}. \quad (3.40)$$

Im subtransienten Bereich können Zeitkonstanten für das Abklingen der Felder in den Dämpferwicklungen bestimmt werden. Für die d-Achse sind diese in den Gleichungen (3.41 - 3.43) angegeben. Die hierbei wirksamen Reaktanzen  $X_{Dk}$ ,  $X_{D0}$  und  $X_{DL}$  sowie die entsprechenden Angaben für die q-Achse werden in Anhang A 3.3 ausgeführt.

$$T_{dk}'' = T_d'' = \frac{X_{Dk}}{\omega_r \cdot R_D} \quad (3.41)$$

$$T_{d0}'' = \frac{X_{D0}}{\omega_r \cdot R_D} \quad (3.42)$$

$$T_{dL}'' = \frac{X_{DL}}{\omega_r \cdot R_D} \quad (3.43)$$

Typische Werte für  $T_d''$  liegen für Vollpolmaschinen in der Größenordnung 20-50 ms,  $T_q''$  kann als gleich groß angenommen werden [33 S. 24].

### Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstroms

Der zeitliche Übergang vom subtransienten über den transienten zum Dauerkurzschlussstrom kann nun beschrieben werden. Der resultierende Augenblickswert des Stroms im Leiter R in Abhängigkeit der Zeit  $t$  nach Fehlereintritt lautet für einen dreipoligen Klemmenkurzschluss

$$I_R(t) = I_{dc} \cdot e^{-\frac{t}{T_{dc}}} - \sqrt{2} \cdot (I_k'' - I_k') \cdot e^{-\frac{t}{T_d''}} \cdot \sin(\omega t + \alpha_S) - \sqrt{2} \cdot (I_k' - I_k) \cdot e^{-\frac{t}{T_d'}} \cdot \sin(\omega t + \alpha_S) - \sqrt{2} \cdot I_k \cdot \sin(\omega t + \alpha_S) \quad (3.44)$$

---

In Gleichung (3.44) tritt ein bislang nicht beschriebener Gleichstromterm

$$I_{\text{dc}}(t) = I_{\text{dc}} \cdot e^{-\frac{t}{T_{\text{dc}}}} \quad (3.45)$$

auf. Dieser Betrag der Gleichstromkomponente hängt sowohl vom Zeitpunkt des Fehlereintritts als auch von der Vorbelastung der Maschine ab. Der Fehlerzeitpunkt wird durch den Schaltwinkel  $\alpha_S$  definiert, der die Phasenlage der Spannung im Leiter R bezeichnet. Beispielsweise ergibt sich im Leerlauf die maximale Gleichstromkomponente  $I_{\text{dc}} = \sqrt{2} \cdot I_k''$ , wenn der Fehler im Spannungsnulldurchgang auftritt, also  $\alpha_S = 0^\circ$  beträgt. Beim Schalten im Stromnulldurchgang  $\alpha_S = 90^\circ$  tritt keine Gleichstromkomponente auf. Somit tritt bei dreipoligem Kurzschluss eine Gleichstromkomponente in mindestens zwei der drei Leiter auf. Induktive Belastungen verringern die Gleichstromkomponente gegenüber dem Leerlauf, kapazitive Belastungen erhöhen sie. Für die Betrachtungen des Wechselstromanteils spielen sie keine Rolle.

### **Verhalten nach Fehlerklärung**

Das Verhalten einer Synchronmaschine nach Klärung eines dreipoligen Kurzschlusses umfasst sowohl elektromagnetische als auch mechanische Aspekte. Beide sind von der Restspannung während des Kurzschlusses, der Kurzschlussdauer sowie dem restlichen Netz abhängig, sodass sie nicht vergleichbar zum Kurzschlussstrom mit einfachen quasistationären Gleichungen beschrieben werden können.

Als elektromagnetische Aspekte werden hierbei das Verhalten der Ströme und Spannungen der Synchronmaschine bezeichnet, wenn die Drehzahlveränderung bzw. Winkeländerung der Maschine vernachlässigt werden kann. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Felder der Synchronmaschine sich während des Kurzschlusses teilweise abgebaut haben. Nach der Fehlerklärung springt die Spannung daher nicht zurück auf die Betriebsspannung, sondern weist einen verringerten Wert auf. Durch den Wiederaufbau der Felder in der Maschine wird die Spannung wieder auf ihren ursprünglichen Wert zurückgeführt.

Die Spannungsrückkehr kann im Gegensatz zum Verhalten während des Kurzschlusses nicht mit einfachen Gleichungen beschrieben werden, da zusätzlich zum Wiederaufbau der Felder auch mechanische Schwingungen auftreten. Diese treten bei Synchronmaschinen auf, da sie während eines Kurzschlusses nur eine verringerte Leistung an das Netz abgeben können und durch die weiterhin antreibende Turbinenleistung beschleunigt werden. Nach Fehlerklärung muss diese Beschleunigung



gegenüber dem Netz abgebaut werden, was auch im stabilen Fall Schwingungen der Maschine zur Folge hat. Diese Schwingungen sind stark von der Kurzschlussdauer, Vorbelastung der Maschine und dem Verhalten des angeschlossenen Netzes abhängig. Beispielhaft ist das qualitative Verhalten der Strom- und Spannungsverläufe der Synchronmaschine während und nach einem Kurzschluss auf der Oberspannungsseite des Blocktransformators in Abbildung 3-3 dargestellt.

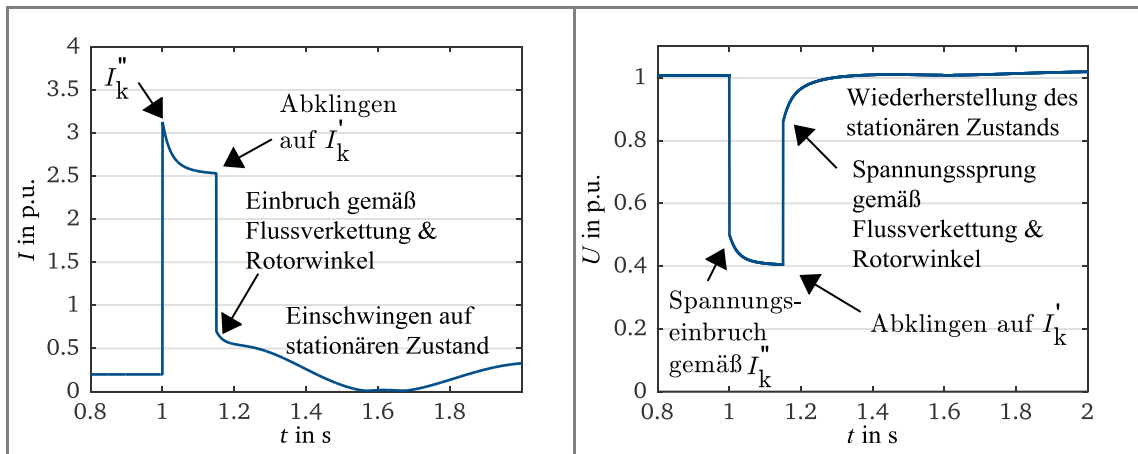


Abbildung 3-3: Kurzschlussverhalten einer Synchronmaschine

a) Strom in p.u. b) Spannungsverlauf in p.u.

Eine genauere Beschreibung der mechanischen Schwingungen und einer möglichen Desynchronisierung der Maschine wird häufig an einem vereinfachten Netzmodell erklärt, das in Abschnitt 3.2.7 vorgestellt wird. Eine ausführliche Beschreibung der transienten Stabilität erfolgt in Kapitel 5.3.

#### 3.2.6 Lastsprünge

Die in diesem Kapitel ausgeführten quasistationären Betriebspunkte eignen sich nicht nur zur Beschreibung von Kurzschlüssen, sondern werden auch zur Beschreibung anderer dynamischer Vorgänge wie beispielsweise von Lastsprüngen verwendet. Wenn sich die an eine Synchronmaschine angeschlossene Impedanz beispielsweise durch Zuschalten einer Blindlast verändert, ändert sich die Klemmenspannung der Maschine. Die Maschine ist im subtransienten Bereich ebenfalls durch konstant bleibende Flussverkettungen bestimmt, während im transienten Bereich nur der Fluss in der Erregerwicklung als konstant beibehalten wird. Der Dauerzustand ist ein neuer stationärer Zustand. Dieser Zeitverlauf ist in Abbildung 3-4 als *ungeregelt* bezeichnet. Die Spannung sinkt asymptotisch um den Betrag  $\Delta U$  ab, der durch Anwendung der stationären Gleichungen mit der durch die Blindlastzuschaltung veränderten Lastimpedanz berechnet werden kann.

In der Realität ist bei diesem Vorgang ein Spannungsregler zu berücksichtigen, der mit der transienten Zeitkonstante die Flussverkettung in der Erregerwicklung aufbaut. Es ergibt sich das in Abbildung 3-4 dargestellte Verhalten. Zunächst sinkt die Spannung ebenso wie in dem System ohne Spannungsregler ab. Der Spannungsregler passt daraufhin die Erregerspannung an und die Flussverkettung in der Erregerwicklung steigt an. Es verbleibt nur noch eine geringe Regelabweichung entsprechend der Droop-Konstante des Spannungsreglers.

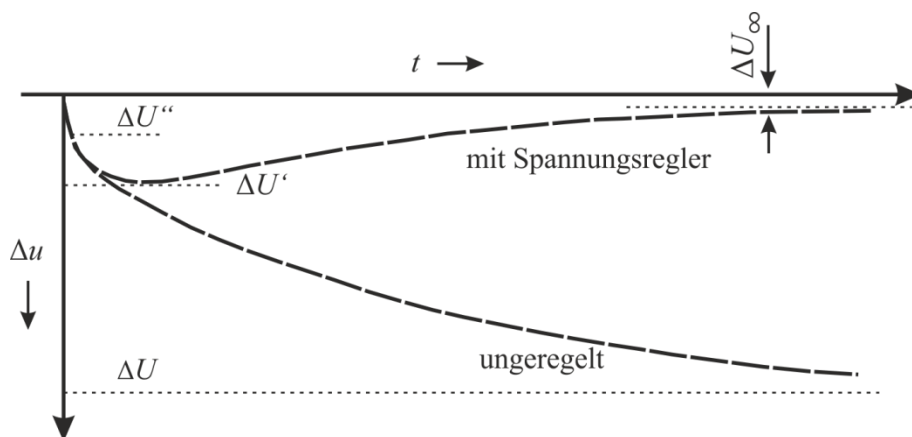


Abbildung 3-4: Spannung bei Blindlastzuschaltung an Generator [28 S. 169]

### 3.2.7 Klassisches Modell der Synchronmaschine

Die Bewegungsgleichung (3.15) ist in der Beschreibung des Kurzschlussverhaltens der Synchronmaschine nicht enthalten. Sie ist allerdings relevant, da die elektrische Leistungsabgabe auch vom Rotorwinkel abhängig ist und sich der Rotorwinkel bei Leistungsungleichgewichten verändert. Die Maschine kann durch diesen Zusammenhang den Synchronismus zum Energieversorgungssystem verlieren. Dies wird als Verlust der transienten Stabilität bezeichnet. Da dieser Sachverhalt häufig unter Verwendung der Kenngröße Kurzschlussleistung erklärt wird, wird er in Kapitel 5 weiter ausgeführt.

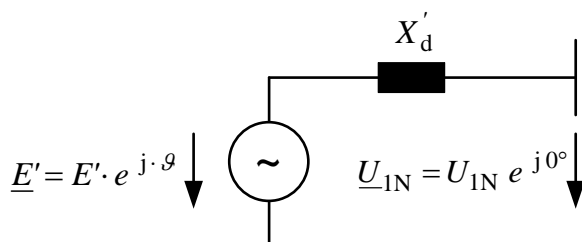


Abbildung 3-5: Ersatzschaltplan der Synchronmaschine als klassisches Modell

Der Zusammenhang zwischen Rotorwinkel und Leistung ist aus den bisher dargestellten Gleichungen nicht direkt ersichtlich. Daher wird an dieser Stelle ein vereinfachtes

Modell der Synchronmaschine vorgestellt, das häufig zur Beschreibung der transienten Stabilität verwendet wird. Es wird als klassisches Modell bezeichnet und bildet die elektromagnetischen Vorgänge der Synchronmaschine nicht nach. Stattdessen wird die Maschine wie in Abbildung 3-5 dargestellt als feste Spannungsquelle hinter einer Reaktanz modelliert. Diese fiktive Spannung  $\underline{E}'$  wird häufig als Polradspannung bezeichnet und weist einen fiktiven Polradwinkel  $\vartheta$  gegenüber der Klemmenspannung  $\underline{U}_{1N}$  auf. Die Impedanz der Synchronmaschine wird durch die transiente Reaktanz  $X_d'$  abgebildet.

Das klassische Modell beinhaltet zwei zentrale Gleichungen, welche die elektrische Leistungsabgabe und die mechanische Bewegung der Maschine beschreiben. Gleichung (3.46) ist eine veränderte Formulierung der Bewegungsgleichung (3.15). Hierbei wird statt der Änderung der Drehzahl die Änderung des Spannungswinkels gegenüber der Netzspannung abgebildet. Zusätzlich zu Gleichung (3.15) ist ein der Änderung des Polradwinkels entgegen gerichteter Term enthalten, der die Dämpfungskonstante  $D$  beinhaltet. Sie bildet in diesem sehr vereinfachten Modell die Effekte der Dämpferwicklungen ab.

$$\frac{\ddot{\vartheta}}{\omega_r} = -\frac{D}{T_A} \dot{\vartheta} + \frac{1}{T_A} \cdot (p_{\text{mech}} - p_{\text{el}}) \quad (3.46)$$

Die elektrische Leistungsabgabe kann für das klassische Modell durch Gleichung (3.47) in bezogenen Größen beschrieben werden.

$$p_{\text{el}} = \frac{e' \cdot u_N}{x_d} \cdot \sin(\vartheta) \quad (3.47)$$

Es ist ersichtlich, dass das Modell durch die Vereinfachung der elektromagnetischen Vorgänge nicht zur Beschreibung des Kurzschlussstromverlaufs geeignet ist. Dennoch eignet es sich zur Erklärung der transienten Stabilität und wird daher in Kapitel 5.3 zu diesem Zweck verwendet. Eine ausführlichere Darstellung der zu diesem Modell führenden Vereinfachungen findet sich beispielsweise in [28 S. 207-213].

### 3.3 Selbstgeführte HGÜ-Systeme (VSC-HGÜ)

Wie bereits in der Einleitung zu diesem Kapitel erwähnt, sind selbstgeführte HGÜ-Systeme eine von zwei Technologien für Gleichstromsysteme. Sie verwenden ein- und

---

abschaltbare Leistungshalbleiter und weisen damit viele Freiheitsgrade auf, die sie zur bevorzugten Technologie für den Einsatz innerhalb von AC-Netzen machen.

VSC-HGÜ-Systeme sind eine vergleichsweise neue Technologie und werden nur von wenigen Herstellern angeboten. Die erste Anlage wurde im Jahr 1997 errichtet. Seither hat sich die Technologie erheblich weiter entwickelt. Es werden verschiedene technische Generationen wie Zweilevel- und Multilevel-Umrichter unterschieden. Zudem weichen die Konstruktionen der verschiedenen Anbieter aus technischen, aber auch patentrechtlichen und wettbewerblichen Gründen voneinander ab. Die technischen Grundlagen der verschiedenen Technologien und die Gemeinsamkeiten werden in Abschnitt 3.3.1 vorgestellt.

Das Verhalten von HGÜ-Systemen wird maßgeblich durch ihre Regelung bestimmt. Durch die schnelle Entwicklung, begrenzte Anzahl an Anbietern und begrenzte Anzahl an Projekten ist die Regelung aktueller HGÜ-Systeme nicht vollständig in anerkannten Fachbüchern beschrieben. Die genaue Regelung ist projektabhängig und als Betriebsgeheimnis nicht veröffentlicht. Allerdings herrscht Konsens über verschiedene Grundprinzipien und es existieren zahlreiche wissenschaftliche Veröffentlichungen zu speziellen Regelungen. Daher wird ein Überblick über übliche Modellierungsvarianten von VSC-HGÜ-Umrichtern und ihrer Regelung in Abschnitt 3.3.2 gegeben. Die Regelung von Sollwerten bezüglich Wirk- oder Blindleistungsabgabe wird üblicherweise als zweistufige Stromregelung in d-q-Koordinaten implementiert, was in Abschnitt 3.3.3 erläutert wird. Die Einregelung der gewünschten Strom- bzw. Spannungsform durch den Umrichter erfordert weitere, detailliertere Regelschleifen, die nicht in allen Modellierungsvarianten beschrieben werden. Ein Überblick über die in Multilevel-Umrichtern benötigten Regelschleifen wird in 3.3.4 gegeben. Für diese Arbeit ist vor allem das Kurzschlussverhalten relevant. Daher wird in Abschnitt 3.3.5 beschrieben, welche Freiheitsgrade und Vorschriften dieses bestimmen.

### **3.3.1 Aufbau und Funktionsweise**

VSC-HGÜ-Umrichter verwenden ein- und abschaltbare Leistungshalbleiter wie IGBTs. Der einfachste schaltungstechnische Aufbau eines selbstgeführten Umrichters von Drehstrom zu Gleichstrom ist eine Sechspulsbrücke, deren Schaltplan beispielhaft in Abbildung 3-6 a) dargestellt ist. Jedes der dargestellten IGBT-Symbole stellt eine Serien- und Parallelschaltung einer Vielzahl an IGBTs dar, die über das selbe Signal zeitgleich angesteuert werden. Die Verschaltung vieler IGBTs ist notwendig, um die gewünschte

Stromtragfähigkeit und Spannungsfestigkeit zu erreichen. Durch das zeitgleiche Schalten der IGBTs lässt sich in jedem Leiter AC-seitig zwischen der positiven und negativen DC-Spannung hin- und herschalten. Mittels Pulsweitenmodulation kann ein Signal mit sinusförmiger Grundschwingung erzeugt werden, wie in Abbildung 3-6 b) erkennbar ist. Die Schaltfrequenz der Ventile beträgt üblicherweise 1-2 kHz [35]. Hierbei treten erhebliche Oberschwingungen auf, sodass Sechspulsbrücken Filteranlagen erfordern und vergleichsweise hohe Verluste von 2-4 % der Übertragungsleistung in jedem Umrichter aufweisen [36 S. 133]. Umrichter dieser Bauart werden auch als Zweilevel-Umrichter bezeichnet und wurden bei den ersten VSC-HGÜ-Projekten realisiert. Eine Weiterentwicklung dieser Umrichter sind Dreilevel-Umrichter. In diesen wird die gewünschte AC-Spannungsform durch Pulsweitenmodulation der positiven, negativen und neutralen Spannung erzeugt. Eine ausführlichere Beschreibung findet sich beispielsweise in [3].

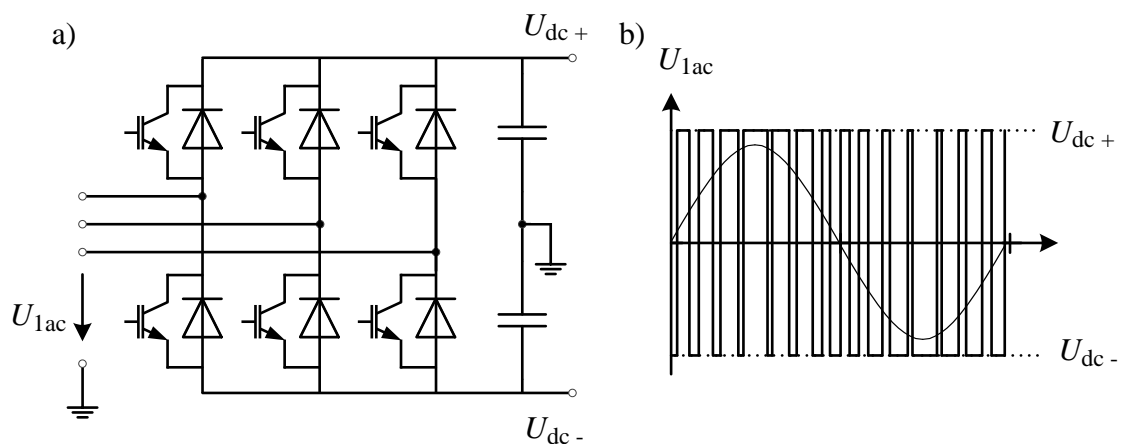


Abbildung 3-6: Funktionsweise eines Zweilevel-VSC-HGÜ-Umrichters

a) Ersatzschaltplan eines Zweilevel-VSC-HGÜ-Umrichters, b) Erzeugung einer sinusförmigen Spannung durch Pulsweitenmodulation (vgl. [37])

Seit den ersten HGÜ-Projekten hat sich die Technik weiter entwickelt. Moderne Bauformen von VSC-HGÜ-Umrichtern können die AC-seitige Spannung in vielen Stufen einstellen und somit eine deutlich weniger verzerrte Sinusform erzeugen. Jedes einzelne Ventil schaltet deutlich seltener, wodurch nur Verluste von etwa 1 % der übertragenen Leistung entstehen [36 S. 133]. Da weniger Oberschwingungen auftreten, sind laut Herstellerangaben keine Filter nötig [38]. Die prinzipielle Funktionsweise dieser Technologie ist in Abbildung 3-7 veranschaulicht.

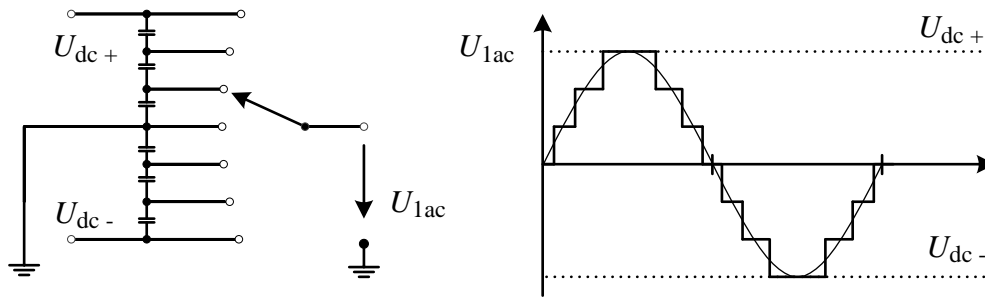


Abbildung 3-7: Funktionsprinzip eines Multilevel-Umrichters (vgl. [37])

Üblicherweise werden diese Umrichter unter dem Namen Multilevel-Umrichter zusammengefasst, der auch in dieser Arbeit verwendet wird. Der genaue Aufbau und die Benennung unterscheiden sich je nach Hersteller. So werden Multilevel-Umrichter unter den markenrechtlich geschützten Begriffen Modular Multilevel Converter (MMC [37] [39]), Cascaded Two-Level Converter (CTL [38] [40]) und Hybrid Multilevel Converter (HMC [41] [42]) angeboten. Abbildung 3-8 stellt den physikalischen Aufbau eines MMC-Umrichters mit Halbbrücken-Modulen vor. Die in Abbildung 3-7 dargestellten Spannungsstufen werden durch Zuschalten bzw. Überbrücken von Kondensatoren erzielt, die in den als SM bezeichneten Submodulen enthalten sind.

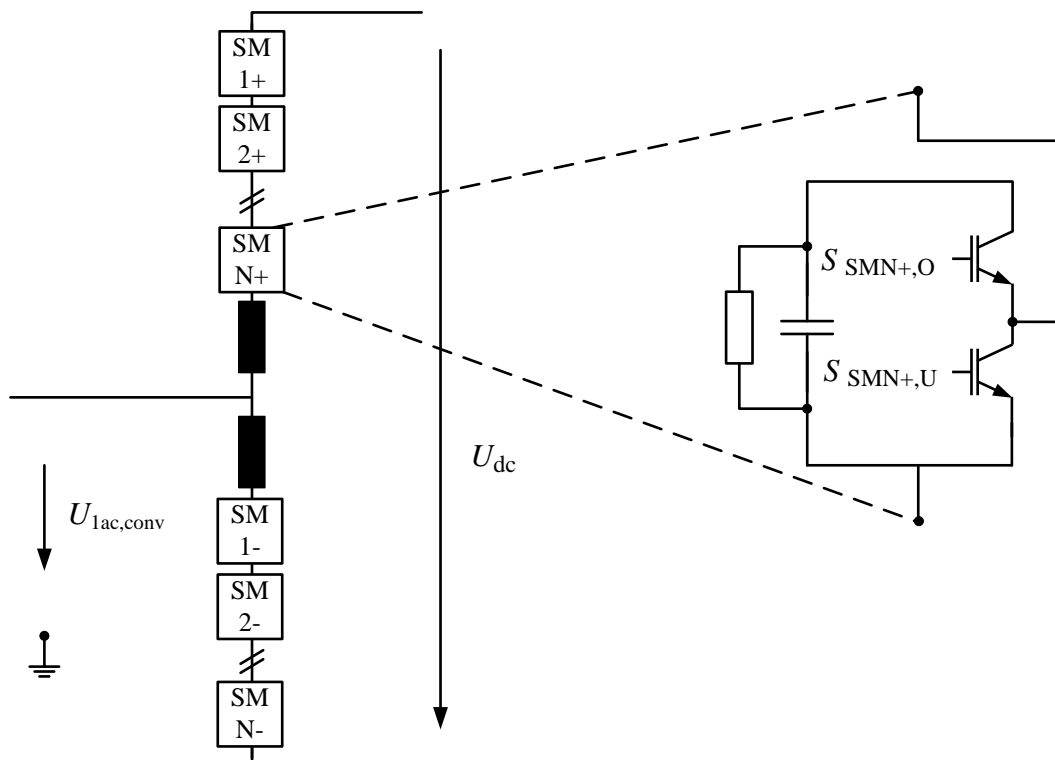


Abbildung 3-8: Aufbau eines Leiters eines MMC-Umrichters aus Submodulen

Jedes der Submodule in Abbildung 3-8 enthält neben dem Kondensator (hier mit einem parallelen Leitwert modelliert) zwei Gruppen parallel geschalteter IGBTs, von denen der obere zum Zuschalten der Module und der untere zum Überbrücken verwendet wird.

Im Normalbetrieb ist in jedem Modul entweder die obere oder die untere IGBT-Gruppe durchgeschaltet. So wird das N-te Submodul im positiven Zweig mit den Triggersignalen  $S_{SMN+,O}$  bzw.  $S_{SMN+,U}$  angesteuert. Nur im Kurzschlussfall und zum Aufladen der Kondensatoren werden beide IGBT-Gruppen blockiert. Der Umrichter benötigt eine komplexe interne Regelung, um aus der vorgegebenen Spannungsform Triggersignale zu erzeugen. Wichtige Randbedingungen sind die Vermeidung von Kreisströmen und die Balancierung der in den einzelnen Modulen bzw. Kondensatoren gespeicherten Energien.

Eine Variante der dargestellten MMC-Umrichter ist die Verwendung von Vollbrücken statt Halbbrücken. CTL und HMC-Umrichter weisen einen anderen physikalischen Aufbau auf, das grundsätzliche Verhalten ist im Normalbetrieb und bei AC-seitigen Kurzschlüssen allerdings vergleichbar. Erhebliche Unterschiede zwischen diesen Konzepten bestehen bei DC-seitigen Kurzschlüssen, die in dieser Arbeit nicht behandelt werden. Dies wird unter anderem in [16] ausgeführt.

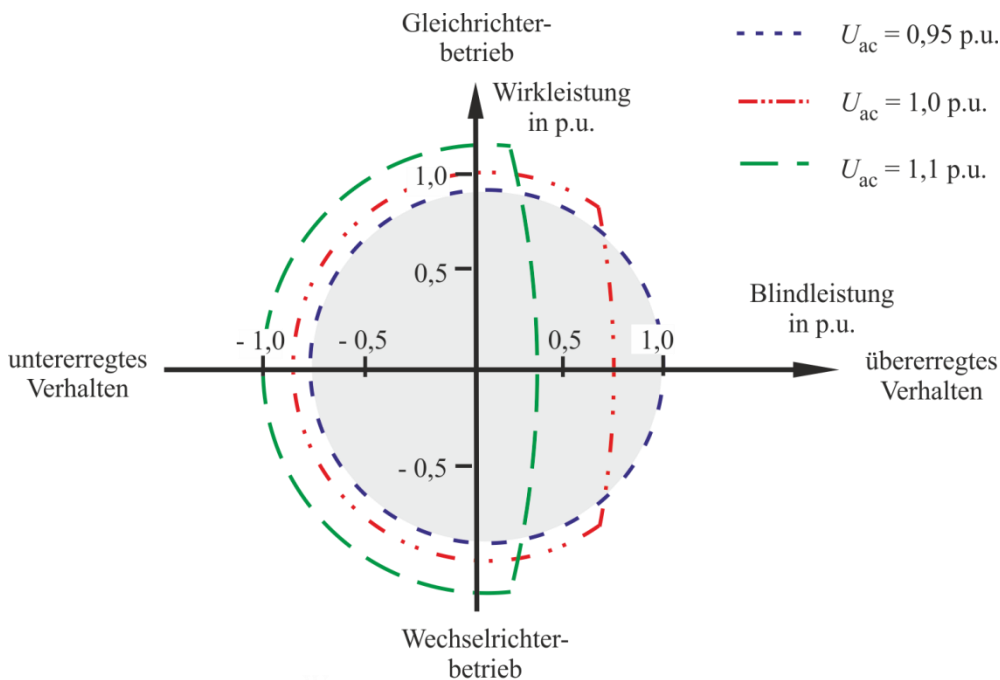


Abbildung 3-9: Betriebsdiagramm eines VSC-HGÜ-Umrichters (angelehnt an [43])

Sowohl für Zweilevel- als auch für Multilevel-Umrichter kann eine VSC-HGÜ folglich eine beliebige AC-Spannungsform erzeugen. Durch die Phasenlage im Vergleich zur Netzspannung kann die Wirkleistung beeinflusst werden, durch die Spannungshöhe die Blindleistung. Diese beiden Größen sind unabhängig voneinander regelbar. Eingeschränkt wird die Regelbarkeit im Wesentlichen durch die Stromtragfähigkeit der IGBTs. Der Bemessungsstrom darf auch im transienten Bereich nicht überschritten werden. Hierdurch ergibt sich das in Abbildung 3-9 dargestellte vereinfachte

---

Betriebsdiagramm für einen Umrichter bezüglich der Wirk- und Blindleistung. Grundsätzlich weist es eine Kreisform auf, da lediglich die Scheinleistung durch die Stromtragfähigkeit der IGBTs begrenzt ist. Bei höheren AC-Spannungen ist eine höhere Leistungsabgabe möglich. Zusätzlich ist in Abbildung 3-9 eine Beschränkung der Blindleistungsabgabe bei hohen AC-Spannungen dargestellt. Diese hängt mit dem Verhältnis von AC- und DC-Spannung zusammen: wenn bei hohen AC-Spannungen Blindleistung geliefert werden soll, muss eine ausreichend hohe DC-Spannung vorhanden sein. Bei hohen AC-Spannungen ist die Blindleistungsabgabe durch den zulässigen Maximalwert der DC-Spannung begrenzt.

Eine weitere bislang nicht diskutierte Annahme ist, dass die DC-seitige Spannung als starr angenommen wird. Genauer kann die DC-Seite als kapazitives System beschrieben werden, in dem die Energie  $W_{dc}$

$$W_{dc} = \frac{1}{2} \cdot C_{dc} \cdot U_{dc}^2 \quad (3.48)$$

proportional zur Gesamtkapazität  $C_{dc}$  und dem Quadrat der Spannung  $U_{dc}$  ist. Die Kapazität ist aus den Leitungskapazitäten und technologieabhängig aus den wirksamen Kapazitäten der Umrichter zusammengesetzt. Zweilevel-Umrichter verfügen über Kondensatoren auf der DC-Seite, um die Verzerrungen des DC-Stroms zu glätten. Multilevel-Umrichter benötigen diese Kondensatoren nicht, weisen jedoch im Umrichter selbst erhebliche Kapazitäten auf. Die DC-Spannung ist also nicht fest, sondern abhängig vom Wirkleistungsgleichgewicht des HGÜ-Systems. Die Änderung lässt sich als

$$\frac{dU_{dc}^2}{dt} = 2 \cdot \frac{1}{C_{dc}} \sum (P_{ein} - P_{aus} - P_{verlust}) \quad (3.49)$$

beschreiben. HGÜ-Systeme benötigen daher eine geeignete Regelung, um die Wirkleistungsein- bzw. -ausspeisung bei Abweichungen von der Sollspannung anzupassen. Diese wird als Spannungs- oder Leistungsregelung bezeichnet und ist Gegenstand zahlreicher aktueller Forschungsarbeiten (siehe z.B. [44] [45]). Da in dieser Arbeit keine Störungen der DC-Leistungsbilanz thematisiert werden, wird eine geeignete Regelung vorausgesetzt und die Spannung damit als näherungsweise konstant angenommen. Somit können VSC-HGÜ-Umrichter als regelbare Spannungsquellen beschrieben werden.



### 3.3.2 Modelltypen für VSC-HGÜ

VSC-HGÜ und insbesondere die Multilevel-Umrichter sind sehr komplexe Systeme und können auf unterschiedlichen Detailebenen modelliert werden. In einer aktuellen Broschüre der Cigré [36] ist eine umfangreiche Übersicht über diese Modellierungsgrade gegeben. Es werden sieben grundsätzlich verschiedene Modelltypen definiert, die in Tabelle 3-1 dargestellt sind. Diese reichen von der detaillierten Modellierung der leistungselektronischen Bauelemente mit Differentialgleichungen (Typ 1) bis zu Lastflussmodellen (Typ 7).

Tabelle 3-1: Modelltypen für VSC-HGÜ nach [36]

	Bezeichnung in [36]	Anwendung
Typ 1	Full Physics Based Models	Analyse eines Submoduls im Entwicklungsprozess, nicht für Netzstudien geeignet
Typ 2	Full Detailed Models	Detaillierte Fehleranalyse in Submodulen, Validierung vereinfachter Modelle
Typ 3	Model based on simplified switchable resistances	Detaillierte Fehleranalyse in Submodulen, Validierung vereinfachter Modelle
Typ 4	Detailed Equivalent Circuit Models	EMT-Studien auf AC- und DC-Seite, Entwicklung der Armregelung
Typ 5	Average Value Models (AVM) based on switching functions	EMT-Studien auf AC- und DC-Seite, Design und Auslegung der höheren Reglerebenen
Typ 6	Simplified Average Value Models	EMT- und RMS- Studien für transiente Stabilität, Spannungsstabilität
Typ 7	RMS Load-Flow Models	Lastflussberechnungen

Für symmetrische dynamische Vorgänge im Zeitbereich der in Kapitel 5 beschriebenen Phänomene wird die Verwendung von RMS-Modellen des Typs 6 vorgeschlagen. Diese Modelle beschreiben die HGÜ-Umrichter als steuerbare Strom- und Spannungsquellen in der Phasordarstellung. Die interne Funktionsweise des Umrichters und das Schalten der einzelnen Ventile und Module können hierfür vernachlässigt werden. Somit sind diese Modelle weitgehend unabhängig von der spezifischen Umrichtertopologie und insbesondere durch die Regelung bestimmt. Diese wird nachfolgend in Abschnitt 3.3.3 vorgestellt. Allerdings beschreiben diese Modelle nur symmetrische Prozesse und die Grundschwingung der betrachteten Ströme und Spannungen. Oberschwingungsbetrachtungen oder unsymmetrische Vorgänge können nicht beschrieben werden. [36 S. 17 f, 32 f]

Zur Validierung vereinfachter Modelle werden Modelle des Typs 2 oder 3 empfohlen. Diese umfassen den detaillierten Aufbau z.B. des Multi-Level-Umrichters mit allen detaillierten Regelschleifen, die in 3.3.4 beschrieben werden. Der Unterschied zwischen Typ 2 und 3 besteht vor allem in der Modellierung der Halbleiterbauelemente. Während

---

diese in Modellen des Typs 2 durch ihre physikalischen Charakteristika beschrieben werden, werden sie in Modellen des Typs 3 durch schaltbare Widerstände (mit ON- und OFF-Widerstand) modelliert.

### 3.3.3 Prinzip der inneren und äußeren Stromregelung

In Abbildung 3-10 ist das Regelprinzip mit innerem und äußerem Stromregler dargestellt, das üblicherweise für die Regelung von VSC-Umrichtern verwendet wird. Im unteren Teil ist der elektrische Ersatzschaltplan des HGÜ-Umrichters zu erkennen, der zur Beschreibung der Regelstrecke verwendet wird. Der Umrichter wird als Black Box angesehen, der durch Strom  $I_{\text{conv}}$  und Spannung  $U_{\text{conv}}$  beschrieben wird. Der Umrichter ist über einen (bei allen derzeit bekannten HGÜ-Verbindungen eingesetzten) Transformator und ggf. eine (bei Zweilevel- und Dreileveltechnologie eingesetzte) Drosselspule mit dem Netzanschlusspunkt  $N$  im Übertragungsnetz verbunden.

Mittels einer Phasenregelschleife (Phase Locked Loop, PLL) wird der Phasenwinkel der Netzspannung gemessen. Mit diesem Bezugswinkel werden die Messwerte von Strom und Spannungen am Umrichter und am Netzanschlusspunkt in d-q-Koordinaten umgerechnet und in das p.u.-System umgeformt. Die Messgrößen sowie Sollwertvorgaben werden in einen zweistufigen Regler gegeben. Der äußere Stromregler erzeugt aus Sollwerten für die Wirk- und Blindleistung, DC-Spannung und/oder AC-Spannung Sollwerte für den Umrichterstrom in d-q-Koordinaten. Der innere Stromregler erzeugt aus diesen Stromsollwerten Sollwerte für die Umrichterspannung im d-q-Koordinatensystem. Abschließend werden die Spannungssollwerte in Augenblickswerte für die Spannung umgeformt und vom Umrichter eingestellt.

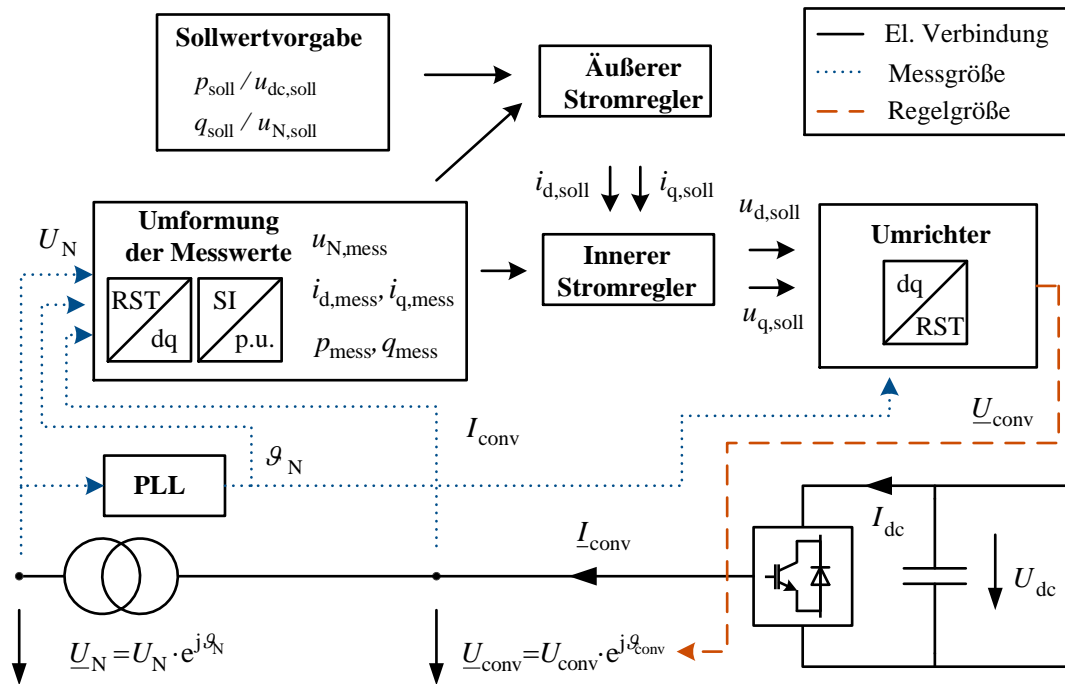


Abbildung 3-10: Veranschaulichung der d-q-Regelung eines VSC-Umrichters

Die einzelnen Teile der Regelung (Regelstrecke, PLL, innerer und äußerer Stromregler sowie die Ansteuerung der Module im Multilevel-Umrichter) werden im Folgenden ausführlicher beschrieben.

### Beschreibung der Regelstrecke im d-q-Koordinatensystem

Für die Entwicklung der Regelung von HGÜ-Umrichtern wird der bereits in Abbildung 3-10 dargestellte Ersatzschaltplan verwendet. Transformator und ggf. Drosselspule werden über die Induktivität  $L_{ac}$  und den Widerstand  $R_{ac}$  beschrieben. Somit liegt der in Abbildung 3-11 dargestellte Ersatzschaltplan zugrunde.

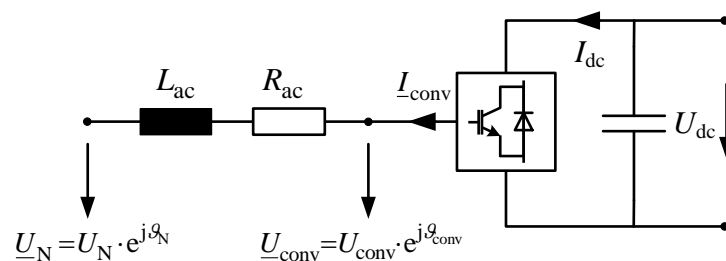


Abbildung 3-11: Ersatzschaltplan der HGÜ-Anlage

Für die dargestellten Spannungen und Ströme können Beziehungen im R-S-T-System, 012-System oder 0dq-System entwickelt werden. Für die Entwicklung von Reglern ist das dq-System vorteilhaft und allgemein üblich [36]. Bei Verwendung der Phasenlage der Netzspannung  $U_N$  als Bezugswinkel ergibt sich im stationären Zustand die q-Komponente der Netzspannung  $U_{N,q} = 0$  zu null, die d-Komponente der Netzspannung ist gleich dem Effektivwert  $U_{N,d} = U_{1N}$ . Es lassen sich die Gleichungen (3.50) und (3.51)

---

für den Umrichterstrom in d- und q-Komponenten entwickeln. Zur anschaulicheren Darstellung der Regler sind diese in bezogenen Größen formuliert. Der d- und q-Strom weisen eine  $PT_1$ -charakteristische Abhängigkeit von der Differenz der Umrichter- und Netzspannung der gleichen Achse auf. Zusätzlich tritt durch die d-q-Transformation eine Verkopplung mit dem Strom der jeweils anderen Achse.

$$l_{ac} \cdot \frac{di_d}{dt} + r_{ac} \cdot i_d = u_{conv,d} - u_{N,d} + \omega \cdot l_{ac} \cdot i_q \quad (3.50)$$

$$l_{ac} \cdot \frac{di_q}{dt} + r_{ac} \cdot i_q = u_{conv,q} - u_{N,q} - \omega \cdot l_{ac} \cdot i_d \quad (3.51)$$

In dem beschriebenen System ist die Umrichterspannung  $u_{conv}$  die Stellgröße, mit der Sollwerte für die Stromwerte in der d- und q-Achse eingeregelt werden. Dies wird mit dem inneren Stromregler vorgenommen. Betreiber von HGÜ-Anlagen geben üblicherweise keine Sollwerte für die Ströme in d-q-Koordinaten vor, sondern bezüglich der Wirk- und Blindleistung, der DC-Spannungshöhe und/oder der Netzspannung. Der (im Vergleich zur Induktivität sehr kleine) Widerstandswert von Transformator und Drosselspule wird im Folgenden vernachlässigt. Hierdurch kann ein direkter Zusammenhang zwischen Wirk- und Blindleistungsabgabe des HGÜ-Umrichters am Netzanschlusspunkt und dem Strom in d-q-Koordinaten aufgestellt werden. In diesem Fall gelten die Lastflussgleichungen (3.52) und (3.53).

$$p_N = \frac{u_N \cdot u_{conv}}{x_{ac}} \sin(\vartheta_{conv} - \vartheta_N) \quad (3.52)$$

$$q_N = u_N \cdot \frac{u_{conv} \cdot \cos(\vartheta_{conv} - \vartheta_N) - u_N}{x_{ac}} \quad (3.53)$$

Wenn sich das System im stationären Zustand befindet und der Referenzwinkel in Phase mit der Netzennspannung ist, lässt sich das in Abbildung 3-12 dargestellte Zeigerdiagramm für eine VSC-HGÜ-Station aufstellen.

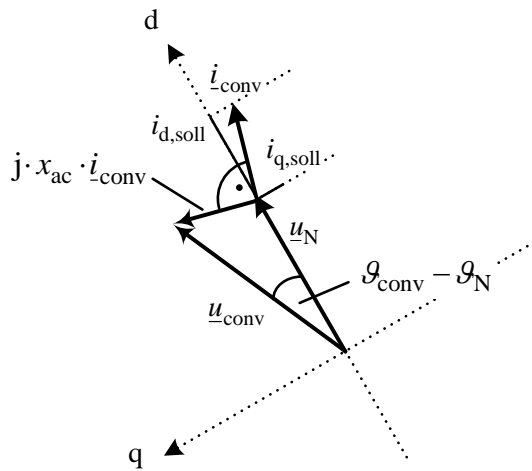


Abbildung 3-12: Zeigerdiagramm des VSC-Umrichters in d-q-Koordinaten  
(für Blind- und Wirkleistungsabgabe an das Netz)

In diesem Zeigerdiagramm können die nachfolgenden Zusammenhänge zwischen den Umrichterströmen und der Netz- und Umrichterspannung konstruiert werden (vgl. [43]).

$$i_d = \frac{u_{conv}}{x_{ac}} \sin(\vartheta_{conv} - \vartheta_N) \quad (3.54)$$

$$i_q = -\frac{u_{conv} \cdot \cos(\vartheta_{conv} - \vartheta_N) - u_N}{x_{ac}} \quad (3.55)$$

Bei Einsetzen von (3.54) und (3.55) in (3.52) und (3.53) ergibt sich im stationären Zustand ( $u_{N,d} = u_N$ )

$$p_N = i_d \cdot u_{N,d} \quad (3.56)$$

$$q_N = -i_q \cdot u_{N,d} \quad (3.57)$$

Aus den Sollwerten für die Wirk- und Blindleistung können also direkt Sollwerte für den Umrichterstrom in d-q-Koordinaten generiert werden. Dies wird im äußeren Stromregler vorgenommen.

### Innerer Stromregler

Im inneren Stromregler werden die d-q-Stromsollwerte geregelt. Basierend auf der Systembeschreibung der Gleichungen (3.50) und (3.51) wird üblicherweise eine entkoppelte Regelung mit PI-Regler verwendet, die in Abbildung 3-13 dargestellt ist. Hier ist oben die Regelung der d-Achse und unten der q-Achse erkennbar. Rechts ist die Regelstrecke dargestellt, die für den Strom in der d-Achse aus Gleichung (3.50) und für den Strom in der q-Achse aus Gleichung (3.51) bekannt ist. Beispielhaft wird für die d-

Achse der Strom mit der Stellgröße der Umrichterspannung  $u_{\text{conv},d}$  eingestellt. Zusätzlich treten die Netzspannung  $u_{N,d}$  und der Strom  $i_q$  als Störgrößen auf.

Die Umrichterspannung wird durch den Umrichter eingeregelt. Dessen Dynamik wird wie in Abbildung 3-13 dargestellt häufig als  $PT_1$ -Übertragungsfunktion des Spannungswerts modelliert. Die Zeitkonstante des Umrichters  $T_s$  ist maßgeblich durch die Schaltfrequenz beeinflusst und kann gegenüber der Zeitkonstante des Transformators bzw. der Drosselspule als klein angenommen bzw. vernachlässigt werden. Wie in Abschnitt 3.3.4 dargestellt wird, ist dies eine vereinfachte Beschreibung, da die Regelung z.B. eines Multilevel-Umrichters detaillierte Regelschleifen erfordert.

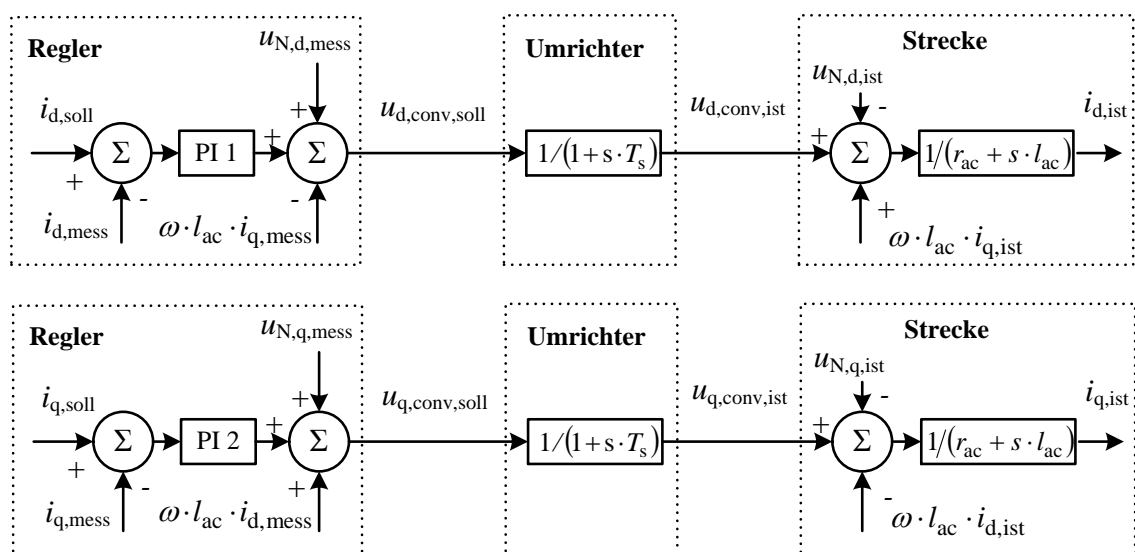


Abbildung 3-13: Blockschaltbild eines inneren Stromreglers und der Regelstrecke [46]

Zu der dargestellten Strecke wird auf der linken Seite der zugehörige Regler gezeigt. Die Regelabweichung des Stroms in der d-Achse wird auf einen PI-Regler gegeben. In Kombination mit dem Kopplungsterm  $\omega \cdot l_{ac} \cdot i_{q,mess}$  und der Netzspannung  $u_{N,d,mess}$  wird der Sollwert für die Spannung in der d-Achse erzeugt. Die hier dargestellte Regeldynamik des gezeigten inneren Stromreglers wird für RMS-Studien häufig vernachlässigt, da er im Vergleich zur elektrischen Frequenz schnell arbeitet [36 S. 35]. In diesem Fall werden die tatsächlichen Ströme in d- und q-Achse augenblicklich ihren Sollwerten gleichgesetzt.

In der genannten Literatur sind keine allgemeingültigen Empfehlungen für die Auslegung von der im inneren Stromregler eingesetzten PI-Regler aufzufinden. In einer ausführlichen Studie zur optimalen Auslegung der PLL-Parameter [47] wurden der Verstärkungsfaktor 0,5 und die Zeitkonstante 10 ms verwendet. Ein vom HVDC

Research Centre zur Verfügung gestelltes Benchmarksystem [48] verwendet als Verstärkungsfaktor 0,35 sowie die Zeitkonstante 100 ms.

#### Äußerer Stromregler

In der d- und q-Achse werden die Ströme üblicherweise nicht direkt vorgegeben. Stattdessen ist die äußere Stromregelung vorgeschaltet und werden die Sollwerte für d- und q-Strom aus übergeordneten Regelgrößen ermittelt. In beiden Achsen können verschiedene Regelgrößen gewählt werden. Übliche Regelgrößen in der d-Achse umfassen die Wirkleistung, die Spannungshöhe im DC-Netz sowie die Frequenz des angeschlossenen AC-Netzes. In der q-Achse wird üblicherweise entweder ein Blindleistungssollwert oder ein Wert für die AC-Spannungshöhe vorgegeben.

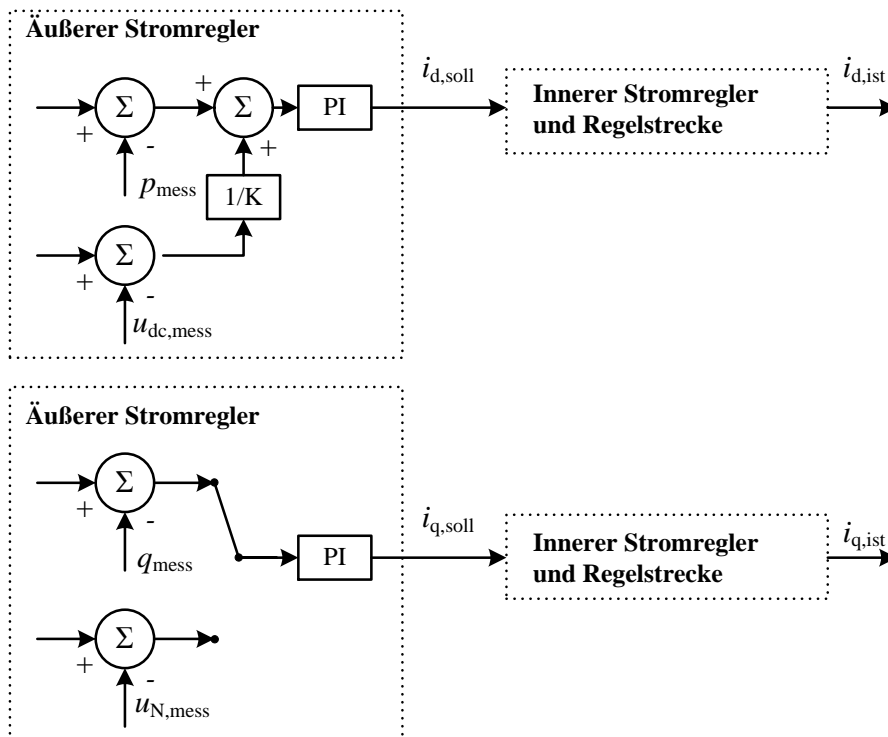


Abbildung 3-14: Blockschaltbild eines äußeren Stromreglers und der Regelstrecke

In beiden Achsen sind auch Kombinationen dieser Regelgrößen möglich. Dann werden die Regelabweichungen der einzelnen Regelgrößen mit Proportionalitätsfaktoren gewichtet. Dies ist beispielsweise in dem in Abbildung 3-14 dargestellten äußeren Stromregler erkennbar. Hier werden in der d-Achse sowohl ein Sollwert für die Wirkleistung als auch für die DC-Spannung im Regler verarbeitet. Der Strom in der d-Achse wird gemäß der mit einem Proportionalitätsfaktor  $K$  gewichteten Regelabweichung beider Größen geregelt. Im q-Pfad ist ein Schalter implementiert, mit dem zwischen der Regelung eines fixen Blindleistungssollwertes oder der Regelung eines AC-Spannungssollwertes gewechselt werden kann. In der genannten Literatur sind

keine allgemeingültigen Empfehlungen für die Auslegung von der im äußeren Stromregler eingesetzten PI-Regler aufzufinden. In [47] wurden Verstärkungsfaktoren in der Größenordnung 0,5-5 und Zeitkonstanten in der Größenordnung 5 - 50 ms verwendet. Das Modell aus [48] weist Zeitkonstanten in der Größenordnung 25 - 100 ms und Verstärkungsfaktoren in der Größenordnung 0,5 - 5 auf. Die höchsten Verstärkungsfaktoren werden jeweils in den d-Zweigen der Umrichter eingesetzt, welche die DC-Spannung regeln.

### Phasenregelschleife und d-q-Transformation

Ein weiteres Element der d-q-Regelung ist die Phasenregelschleife (PLL), die den Bezugswinkel für die Transformation der Messwerte in d-q-Koordinaten und die Rücktransformation der Sollwerte in Augenblickswerte ermittelt. Für die Transformation selbst werden die in Anhang A 3.1 aufgeführten Matrizen verwendet. Die Grundfunktion der PLL ist es, die Abweichung der ermittelten Phasenlage vom Winkel der gemessenen Netzspannung  $u_N$  auf null auszuregeln. Dies entspricht einer Ausregelung der q-Komponente der Netzspannung auf null mithilfe der Stellgröße des für die d-q-Transformation verwendeten Winkels. Die einfachste Struktur hierfür ist in Abbildung 3-15 dargestellt.

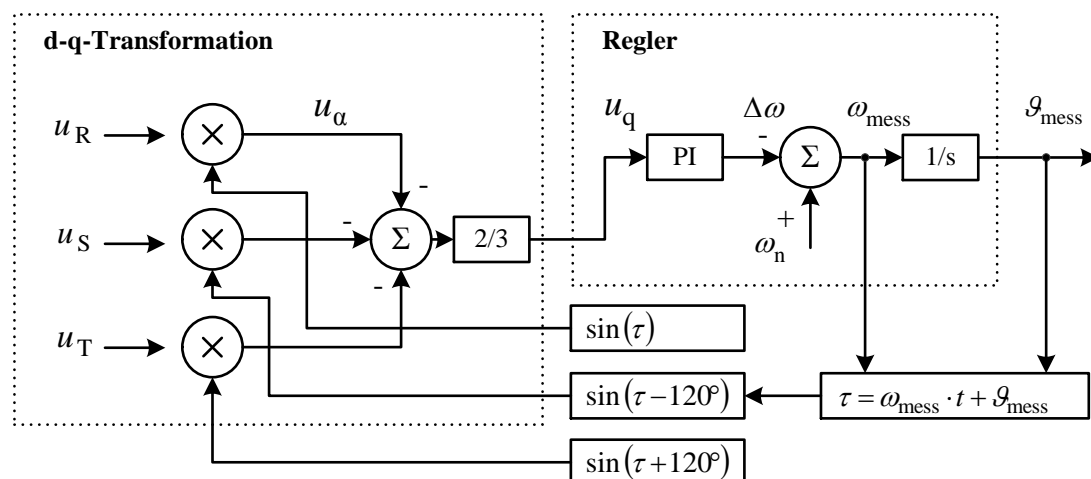


Abbildung 3-15: Grundstruktur einer Phasenregelschleife (PLL) (vgl. [47])

Erkennbar ist, dass die PLL zwei Teile aufweist. Im linken Teil der Struktur ist die d-q-Transformation entsprechend der Gleichungen aus Anhang A 3.1 implementiert. Ergebnis ist die q-Komponente der Netzspannung. Diese wird auf einen PI-Regler gegeben und ergibt ein Signal  $\Delta\omega$ . Nach Subtraktion von der Nennfrequenz  $\omega_n$  erhält man die gemessene Frequenz  $\omega_{\text{mess}}$ . Die gemessene Phasenlage  $\vartheta_{\text{mess}}$  wird durch Integration der Frequenz gebildet. Durch Rückkopplung der gemessenen Frequenz und Phasenlage in der d-q-Transformation wird die Regelgröße  $u_q$  verändert und somit



Frequenz und Phasenlage angepasst, bis  $u_q$  auf null geregelt ist. Im stationären Zustand beträgt  $u_q = 0$  und der Winkel  $\vartheta_{\text{mess}}$  ist identisch mit der Phasenlage der Netzspannung in dem als Referenz definierten Leiter R. Die dargestellte Grundstruktur einer PLL arbeitet demnach mit einem PI-Regler und ist über die beiden Variablen  $K_{P,PLL}$  sowie  $K_{I,PLL}$  vollständig bestimmt.

Die Einflüsse der PLL-Auslegung auf die Performance und Stabilität der gesamten HGÜ-Regelung hat in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Unter anderem in [47], [49] und [50] wurde anhand systemtheoretischer Analysen der Kleinsignalstabilität nachgewiesen, dass die Regelung einen empfindlichen Einfluss auf die Stabilität des Gesamtsystems aufweist. Komplexere PLL-Strukturen zur Verbesserung der dynamischen Eigenschaften werden unter anderem in [51] vorgeschlagen. Zusätzlich existieren auch Vorschläge für Regelungsstrukturen, die gänzlich auf PLLs verzichten [52]. Informationen über die Struktur und Auslegung von in der Praxis eingesetzten Phasenregelschleifen sind nicht verfügbar. Auch für die Auslegung der Regelparameter stellt die Literatur keine allgemeingültigen Empfehlungen bereit. Die Untersuchungen in [47] empfehlen für den PI-Regler Zeitkonstanten von 0,2 s und Verstärkungsfaktoren in der Größenordnung von 10 bis 100.

#### 3.3.4 Ansteuerung der Module in Multilevel-Umrichtern

Im dargestellten Modell der d-q-Regelung wird die Funktion des Umrichters als  $PT_1$ -Übertragungsfunktion der Spannungssollwerte in Istwerte modelliert. Dies ist eine vereinfachte Beschreibung. In Multilevel-Umrichtern müssen Regelschleifen implementiert werden, welche die Spannungssollwerte  $u_{d,\text{soll}}$  und  $u_{q,\text{soll}}$  in Steuersignale  $S_{SM}$  für die IGBTs der einzelnen Submodule umsetzen (vgl. Abbildung 3-8). Ein beispielhaftes Regelschema hierfür ist in Abbildung 3-16 dargestellt.

Zunächst werden aus den Sollspannungen mit der d-/q-Rücktransformation Sollspannungen für die einzelnen drei Leiter erzeugt. Diesen Sollwerten wird im nächsten Schritt eine Komponente der dritten Harmonischen im Nullsystem hinzugefügt. Diese Modulation kappt die Spitzen der gewünschten Spannungsform und ermöglicht somit die Erzeugung höherer AC-Spannungen für die Grundfrequenz. Die Nullkomponente kann den Netztransformator nicht passieren, sodass auf der Netzseite nur die Grundschwingung wirksam ist. Jeder Leiter erhält nun eine mit der dritten Harmonischen korrigierte Sollspannung, die mit den Ventilen einzuregeln ist (vgl. [53 S. 314 ff.], [54], [55]).

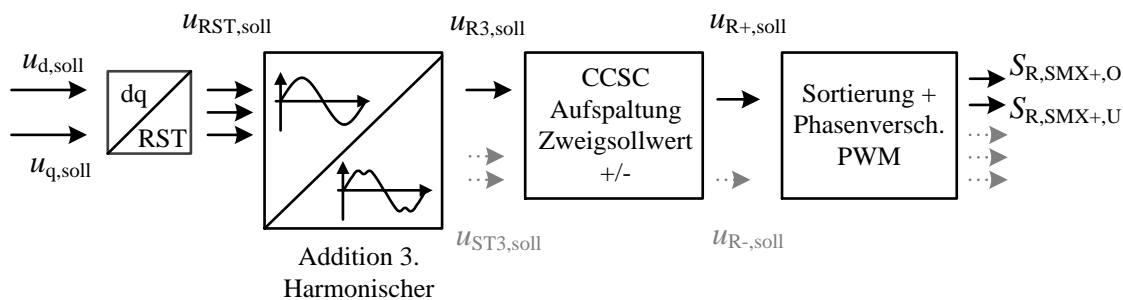


Abbildung 3-16: Beispielhafte Submodulregelung zur Erzeugung von Schaltsignalen

Die Sollspannung für jeden Leiter wird wiederum aufgespalten in eine Sollspannung für den Zweig zur positiven DC-Spannung und zur negativen DC-Spannung. Die Werte sind nicht identisch, sondern werden durch einen speziellen Regelkreis zur Unterbindung von Kreisflüssen bestimmt. Diese Kreisflüsse treten in MMC-Umrichtern technologieinhärent auf und sind überwiegend Gegensystem-Ströme mit der doppelten Grundfrequenz. Eine ausführliche analytische Beschreibung findet sich beispielsweise in [56 S. 26 f.]. Einen Lösungsansatz zur Unterbindung der Kreisflüsse stellt die in [57] vorgeschlagene Circulating Current Suppression Control (CCSC) dar. In dieser werden die Kreisströme gemessen und mit einem PI-Regler die Vorgaben für die Armspannungen in positiven und negativen Zweig entsprechend angepasst.

Jeder einzelne Arm schaltet nun die einzelnen Submodule so, dass sich die gewünschte Spannungsform einstellt. Eine Möglichkeit ist die Verwendung einer phasenverschobenen Pulsweitenmodulation. Mit dieser wird ermittelt, wie viele Module im Zweig in jedem Zeitpunkt eingeschaltet werden. Diese Anzahl wird als  $N_{ON}$  bezeichnet. Eine besondere Herausforderung ist, welche Submodule im betrachteten Zweig geschaltet werden. Einerseits muss die Spannung der Kondensatoren in den einzelnen Submodulen konstant gehalten werden, was durch abwechselndes Ent- und Aufladen geschieht. Andererseits ist es notwendig, die Schaltverluste gering zu halten. Eine Möglichkeit ist eine Sortierung der Module entsprechend ihres Ladezustandes. In diesem Fall werden in jedem Zweig die  $N_{ON}$  am höchsten bzw. am niedrigsten geladenen Module eingeschaltet. Dies hängt von der Stromrichtung ab. So werden z.B. im positiven Zweig bei einem Stromfluss vom DC-Pluspol zur AC-Seite die Module aufgeladen. In diesem Fall würden die  $N_{ON}$  Module der niedrigsten Modulspannung hinzugeschaltet. Einen Überblick über weitere Methoden gibt beispielsweise [58].

### 3.3.5 Kurzschlussverhalten der VSC-HGÜ

Die Funktionalität der VSC-HGÜ-Umrichter bleibt unabhängig von der Umrichtertechnologie bei AC-seitigen Kurzschlüssen bestehen. Dies ist hervorzuheben, da es im

Gegensatz zur Beeinträchtigung der AC-Spannung bei DC-seitigen Kurzschlüssen steht. Diese ist stark technologieabhängig: bei Zweilevel-Umrichtern etwa wirken DC-Kurzschlüsse als dreipoliger Kurzschluss auf das AC-Netz. Bei Multi-Level-Umrichtern mit Vollbrücken wirken DC-Kurzschlüsse allerdings nicht auf das AC-Netz weiter, sondern führen nur zu einer Unterbrechung der Wirkleistungsübertragung aus dem HGÜ-Umrichter. Mehr Informationen hierzu finden sich z.B. in [16].

Bei der Taktung der Ventile während AC-seitiger Kurzschlüsse muss allerdings berücksichtigt werden, dass die Bemessungsströme nicht überschritten werden dürfen. Die vorgestellte Modellierung mit Phasoren ist weiterhin möglich, allerdings müssen die Strom- und damit Leistungsgrenzen berücksichtigt werden. Innerhalb dieser Grenzen kann das Verhalten der VSC-HGÜ durch den Betreiber spezifiziert und mit einer geeigneten Regelung umgesetzt werden.

Bei AC-seitigen Kurzschlüssen ist weiterhin die Wahl der Phasenlage und somit des Verhältnisses zwischen Wirk- und Blindstrom möglich. Blindstrom wird dabei priorisiert, da er im Übertragungsnetz maßgeblich zu einer Spannungsstützung führt und diese für große Verbundnetze wichtiger ist als die Beibehaltung der ohnehin eingeschränkten Wirkleistungseinspeisung<sup>2</sup>. Daher ist z.B. für nicht-synchrone Erzeugungsanlagen wie Windparks die Einspeisung von Blindstrom während Unterspannungen vorgeschrieben. Abbildung 3-17 zeigt die zugehörige Kennlinie gemäß dem Transmission Code der deutschen ÜNB.

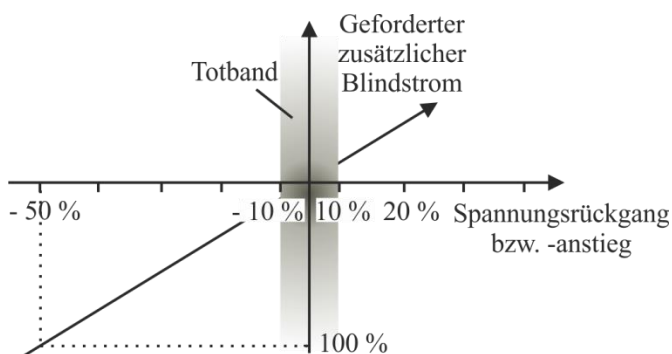


Abbildung 3-17: Anforderung zur Einspeisung von Blindstrom durch erneuerbare EZA [59]

---

<sup>2</sup> Dies steht im Gegensatz zu vergleichsweise kleinen Netzen mit niedrigerer Netzträchtigkeit, in denen die Wahrung der Frequenz-/Leistungsbilanz Vorrang hat. Diese Abgrenzung wird beispielsweise in [99] dargestellt.

---

Da HGÜ-Verbindungen noch kein etablierter Stand der Technik sind, ist ihr Verhalten im Unterspannungsfall nicht standardisiert. Im Jahr 2016 wurde ein vom Verband europäischer Netzbetreiber ENTSO-E vorbereiteter Network Code [60] zur Harmonisierung der Anschlussrichtlinien für HGÜ-Verbindungen durch die europäische Kommission verabschiedet. Dieser Network Code weist dem jeweils zuständigen Netzbetreiber die Verantwortung für die Spezifikation zahlreicher Aspekte zu [61]. So ist in Artikel 19 des Network Code festgelegt, dass der zuständige Netzbetreiber den Kurzschlussstrombeitrag von anzuschließenden HGÜ-Verbindungen in Höhe und zeitlichem Verlauf spezifizieren kann. Es kann also davon ausgegangen werden, dass im Rahmen des Bemessungsstroms HGÜ-Systeme während Kurzschlüssen Blindströme zur Spannungsstützung einspeisen. Dies wird auch prinzipiell in Veröffentlichungen von Herstellern und Übertragungsnetzbetreibern beschrieben (z.B. [62] [63] [14] [64] [65] [65]). In [61] werden jedoch keine technischen Aspekte der Blindstromeinspeisung wie Anregelzeiten oder zeitliche Verläufe spezifiziert.

### **3.4 Lasten**

Bei Simulationen des Übertragungsnetzes werden unterlagerte Netzebenen üblicherweise nicht explizit modelliert, sondern jeweils an der Übergabestelle zu einem Knoten zusammengefasst. Traditionell beinhalten die Verteilnetze keine oder nur in vernachlässigbarem Ausmaß Erzeugungseinheiten. Sie können daher als passive Elemente oder Lasten modelliert werden. Für stationäre Lastflussberechnungen sind sie vollständig über ihren Wirk- und Blindleistungsbedarf beschrieben, bei dynamischen Berechnungen erfolgt eine komplexere Modellierung über polynomiale Abhängigkeiten von der Spannung oder durch Einbezug von Asynchronmotoren als häufigste motorische Verbraucher.

Moderne Verteilnetze beinhalten in erheblichem Ausmaß Erzeugungseinheiten, vor allem Photovoltaik- und Windkraftanlagen. In aktuellen Übertragungsnetzstudien werden die hierdurch bedingten Veränderungen des Systemverhaltens häufig als Reduktion der abgenommenen Wirk- und Blindleistung im stationären Zustand modelliert. Auch die dynamischen Eigenschaften der unterlagerten Netzebenen verändern sich, bislang bestehen noch keine allgemein anerkannten Modelle die dies mit einbeziehen.

In dieser Arbeit werden unterlagerte Netzteile daher als Lasten modelliert. Nachfolgend wird ein Überblick über die polynomialen Modelle (Abschnitt 3.4.1), Asynchronmotoren (Abschnitt 3.4.2), und die Modellierung aktiver Verteilnetze (Abschnitt 3.4.3) gegeben. Die Auswirkungen auf das Verhalten des Übertragungsnetzes bei Verwendung der jeweiligen Modelle werden diskutiert.

#### 3.4.1 Polynomiale Lastmodelle

Polynomiale Lastmodelle werden auch als statische Lastmodelle bezeichnet. *Statisch* bedeutet hierbei nicht, dass Wirk- und Blindleistungsaufnahme konstant sind. Stattdessen hängt sie in jedem Zeitpunkt nur von der Spannung im selben Zeitpunkt ab und weist keine Abhängigkeit von vergangenen Werten auf. Die Leistungsaufnahme ist somit nicht durch Differentialgleichungen zu beschreiben, sondern durch einfache polynomiale Beziehungen zur Spannung. Üblich ist daher eine Modellierung entsprechend der nachfolgenden Gleichungen.

$$P(t) = P_0 \cdot U^{n_P}(t) \quad (3.58)$$

$$Q(t) = Q_0 \cdot U^{n_Q}(t) \quad (3.59)$$

Hierbei bezeichnen  $P_0$  und  $Q_0$  die im stationären Zustand von dem Lastknoten aufgenommene Wirk- bzw. Blindleistung. Die Exponenten  $n_P$  und  $n_Q$  definieren die Veränderung der Wirk- und Blindleistungsaufnahme bei veränderter Spannung. Durch Messungen des Lastverhaltens bei Spannungseinbrüchen können Netzbetreiber genaue Werte für  $n_P$  und  $n_Q$  ermitteln und somit genaue Modelle erstellen. Als typische Werte nennt [30 S. 272 ff.] für die Wirkleistungsexponenten  $n_P = 0,5 - 1,8$ , für die Blindleistungsexponenten  $n_Q = 1,5 - 6$ .

Verbreitet ist auch eine Aufteilung des Spannungsverhaltens in einen spannungsquadratischen, spannungsproportionalen und spannungsunabhängigen Teil. Dies basiert auf der physikalisch und durch Messwerte belegbaren Tatsache, dass viele Verbraucher im elektrischen Energieversorgungsnetz eine Charakteristik als Impedanz, konstante Stromsenke oder konstante Leistungssenke besitzen. Bezüglich Wirk- und Blindleistung können folglich konstante, lineare und quadratische Abhängigkeiten von der Spannung beschrieben werden. Die konkrete Modellierung wird in Untersuchungen häufig variiert, um das Netzverhalten auch bei verschiedenen Annahmen korrekt bewerten zu können (siehe z.B. [65]).

---

Die Modellierung von Lasten als polynomiale Modelle führt dazu, dass dynamische Ereignisse wie Kurzschlüsse schneller zu einem neuen vorübergehenden Gleichgewicht führen. Beispielsweise ist nach Fehlerklärung eine augenblickliche Rückkehr der Klemmenspannung zu beobachten. Die Dynamik zwischen quasistationären Zuständen rührt vollständig von den aktiven Betriebsmitteln her.

### **3.4.2 Asynchronmotoren**

Nicht alle Lasten weisen eine direkte Korrespondenz zum aktuellen Spannungswert auf. Zahlreiche Lasten sind dynamisch im regelungstechnischen Sinne, d.h. weisen auch Abhängigkeiten zu vergangenen Spannungswerten auf. Die wichtigste dieser dynamischen Lasten sind Asynchronmotoren, die in zahlreichen Anwendungen z.B. für den Antrieb rotierender Geräte verwendet werden. Im Übertragungsnetz sind die dynamischen Eigenschaften von Asynchronmaschinen im Verteilnetz nicht direkt wirksam. Dies liegt an der elektrischen Entfernung, die durch die dazwischen liegenden Transformatoren und deren Impedanzen bedingt ist.

### **3.4.3 Modellierung aktiver Verteilnetze**

Moderne Verteilnetze beinhalten in erheblichem Ausmaß Erzeugungseinheiten, vor allem aus Photovoltaik und Windkraftanlagen. In aktuellen Übertragungsnetzstudien werden die hierdurch bedingten Veränderungen des Systemverhaltens häufig als Reduktion der abgenommenen Wirk- und Blindleistung im stationären Zustand modelliert. Auch die dynamischen Eigenschaften der unterlagerten Netzebenen verändern sich, was unter anderem in einem 2014 erschienenen Bericht der Cigré zur Modellierung von Lasten in flexiblen Energieversorgungssystemen beschrieben wird [66]. Die Studie stellt keine generischen Lastmodelle vor, die z.B. für die Nachbildung typischer Verteilnetze geeignet wären. Stattdessen werden vor allem Techniken vorgestellt, mit denen Lastmodelle aus genauen Netzdaten (z.B. von Verteilnetzbetreibern) erstellt werden können. Hierfür werden Strategien zur Systemidentifikation wie beispielsweise neuronale Netze empfohlen.

## **3.5 Zusammenfassung**

In diesem Kapitel wird das Verhalten der Betriebsmittel im Übertragungsnetz vorgestellt. Dies umfasst Synchronmaschinen, selbstgeführte HGÜ-Systeme und Lasten, mit denen z.B. unterlagerte Verteilnetze modelliert werden.

Das Kurzschlussverhalten von Synchronmaschinen, das physikalisch bedingt und bezüglich des Effektivwerts größtenteils unabhängig vom Betriebspunkt ist, ist bereits in der Literatur umfangreich beschrieben. Das übliche elektromagnetische Modell in d- und q-Achse stellt ein System von sieben Differentialgleichungen dar. Mit dem Modell können die Beschreibungsgleichungen für den subtransienten, transienten und Dauerkurzschlussstrom hergeleitet werden. Auch für Veränderungen im Arbeitspunkt wie beispielsweise Lastsprünge sind die subtransienten Beschreibungsgleichungen relevant. Der weitere Zeitverlauf wird jedoch durch die Regelung und das angeschlossene Netz bestimmt.

Zu den sieben elektromagnetischen Differentialgleichungen kommt die Bewegungsgleichung zweiter Ordnung hinzu, welche die Beschleunigung der Maschine bei Leistungsungleichgewichten beschreibt. Diese ist wichtig zur Beschreibung und Erklärung der transienten Stabilität. In diesem Kontext werden Synchronmaschinen häufig mit dem klassischen Modell beschrieben, das auf die Modellierung der elektromagnetischen Vorgänge verzichtet und sich auf das mechanische Schwingungsverhalten der Synchronmaschine beschränkt. Dies entspricht einer Reduktion der Systemdynamik auf eine Differentialgleichung zweiter Ordnung. Es wird in dieser Arbeit wieder in Kapitel 5.2 aufgegriffen.

Selbstgeführte HGÜ-Systeme existieren in verschiedenen technologischen Ausführungen, die sich in Aufbau und Funktionsweise unterscheiden. Prinzipiell bieten die Umrichter die Möglichkeit, die AC-seitige Spannungsform innerhalb der Betriebsgrenzen frei einzuregeln. Für die Simulation von HGÜ-Systemen existieren verschiedene Modelltypen unterschiedlicher Detailgrade. Das Netzverhalten von HGÜ wird weitgehend durch die d-q-Regelung bedingt, die aus Messgrößen der Spannung und Leistung Spannungs- bzw. Stromsollwerte erzeugt. Multilevel-Umrichter benötigen darüber hinaus zahlreiche detaillierte Regelfunktionen für die Ansteuerung der Submodule.

Die Regelung und auch das Kurzschlussverhalten von VSC-HGÜ-Systemen sind noch nicht durch Anschlussbedingungen oder ähnliche Vorschriften standardisiert und werden somit für jedes Projekt individuell entwickelt. Abhängig vom Systemzustand werden verschiedene Regelmodi eingesetzt. So schlagen vielfältige Veröffentlichungen für den Normalbetrieb die Regelung vorgegebener Sollwerte für Wirk- und Blindleistung bzw. AC- oder DC-Spannung vor. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei (AC-seitigen) Spannungseinbrüchen Anforderungen beispielsweise für die Einspeisung eines

---

Blindstroms aufgestellt werden. Vergleichbare Anforderungen existieren bereits für umrichterbasierte Erzeugungsanlagen wie z.B. Windkraftanlagen. Das Verhalten der Umrichter ist folglich dynamisch, nichtlinear und weist je nach Systemzustand verschiedene Charakteristika auf.

Unterlagerte Verteilnetze werden in Übertragungsnetzstudien üblicherweise als spannungsabhängige Lasten modelliert. Sie weisen eine polynomiale Abhängigkeit von der Spannungshöhe auf, wobei sich die Exponenten der Spannungsabhängigkeit für Blind- und Wirklast unterscheiden können. Durch Messungen existieren typische Werte hierfür. Das Verhalten dieser Netze wandelt sich durch die Vielzahl an leistungselektronischen Betriebsmitteln im Verteilnetz. Es gibt noch keine generischen Modelle solcher Verteilnetze, die weithin verbreitet und allgemein anerkannt sind. Aus diesem Grund ist weiterhin die Verwendung der polynomialen Modelle üblich.

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird näher untersucht, wie sich die Kurzschlussströme aus HGÜ-Umrichtern dynamisch verhalten und ob sie ähnlich wie die aus Synchronmaschinen als quasistationäre Größen beschrieben werden können. Hierfür werden in Kapitel 6 ein Modellnetz und Umrichtermodelle entworfen. In Kapitel 7 werden die Simulationsergebnisse vorgestellt.



## 4 Kurzschlussstromberechnung nach Norm

In diesem Kapitel wird vorgestellt, wie Kurzschlussströme für die Planung von Energieversorgungssystemen berechnet werden. Dies ist von elementarer Bedeutung, um die in Kapitel 5 beschriebene Verwendung der Kurzschlussleistung zur Netzbewertung einordnen zu können. Die Kurzschlussleistung ist kein eigentliches Ergebnis der Kurzschlussstromberechnung. Sie wird als  $S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot |I_k''|$  aus dem Betrag des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms  $I_k''$  und der Netznominalspannung an der Kurzschlussstelle  $U_n$  berechnet [5 S. 8]. Da im Kurzschlussfall die Spannung am Kurzschlussort null beträgt, ist sie eine fiktive Größe.

Dieses Kapitel gliedert sich wie folgt: zunächst wird in Abschnitt 4.1 ein Überblick über den Hintergrund und Aufbau der in Deutschland relevanten Kurzschlussstromnorm IEC 60909-0 (2016) gegeben. Anschließend wird in Abschnitt 4.2 detailliert wiedergegeben, wie der für diese Arbeit relevante Anfangs-Kurzschlusswechselstrom  $I_k''$  für Netze mit verschiedenen Betriebsmitteln berechnet wird. Es wird darauf eingegangen, dass die aktuelle Fassung dieser Norm das Verhalten leistungselektronischer Betriebsmittel nicht vollständig beschreibt. Unter anderem fehlt eine Beschreibung von FACTS und HGÜ-Systemen. Eine Spannungsabhängigkeit der Kurzschlussstrombereitstellung aus leistungselektronischen Erzeugungsanlagen wird nicht abgebildet. Aus diesem Grund werden Weiterentwicklungen der Norm erwartet.

In Abschnitt 4.3 werden die eingeführten Rechenvorschriften auf ein Beispielnetz angewendet. Es wird aufgezeigt, wie der Kurzschlussstrom aus Synchronmaschinen und leistungselektronischen Betriebsmitteln im Verhältnis zur Bemessungsleistung steht. Es folgt eine Zusammenfassung in Abschnitt 4.4.

### 4.1 Hintergrund und Ziele der Kurzschlussstromberechnung

Kurzschlüsse in Drehstromsystemen bewirken zeitlich veränderliche Kurzschlussströme. Diese weisen klassischerweise höhere Werte als die Betriebsströme auf, da die subtransienten und transienten Ströme aus Synchronmaschinen entsprechend Kapitel 3.2.5 deren Bemessungsstrom deutlich überschreiten. Es muss geprüft werden, ob die Kurzschlussströme den sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems gefährden und ob der Kurzschluss durch Schutzgeräte erkannt wird. Hierfür sind häufig nicht die genauen zeitlichen Verläufe von Interesse. Stattdessen ist die Kenntnis der maximal und

---

minimal zu erwartenden Kurzschlussströme in verschiedenen Zeitbereichen vorrangig, um Betriebsmittel zu dimensionieren und den Netzschutz zu parametrieren.

Um diese Kurzschlussströme ohne zeitaufwendige Simulationen zu berechnen, wurden Normen zur konservativen Abschätzung eben dieser maximalen und minimalen Kurzschlussströme entwickelt. Eine der relevantesten Normen hierfür ist IEC 60909-0 [5], die nachfolgend als IEC 60909 bezeichnet wird und im Jahr 2016 in überarbeiteter Auflage erschienen ist. Es existiert auch eine deutsche Ausgabe dieser Norm, DIN EN 60909-0 VDE 0102:2016-12 [67]. Eine wesentliche Neuerung in der aktuellen Fassung ist die Beschreibung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichtern.

Die IEC 60909 ist die im deutschsprachigen Raum übliche Norm zur Berechnung von Kurzschlussströmen in Drehstromsystemen, wird aber auch international eingesetzt. Weitere relevante Normen in diesem Feld sind die ANSI/IEEE C37.010 für Mittel- und Hochspannungs- sowie die C37.13 für Niederspannungsnetze. Diese Normen werden vor allem in Nordamerika, aber auch anderen Ländern angewendet. [68]

#### 4.1.1 Verschiedene Kurzschlussströme

Mit Normen wie IEC 60909 können für ein System verschiedene Kurzschlussströme berechnet werden. Hierbei kann zunächst nach Kurzschlussstyp unterschieden werden. Für ein-, zwei- und dreipolige Kurzschlüsse treten unterschiedliche Kurzschlussströme auf. In dieser Arbeit werden nur symmetrische Vorgänge und dreipolige Kurzschlüsse betrachtet. Eine zweite Differenzierung ist nötig nach der Anwendung des Kurzschlussstromes. So sind z.B. für die Auslegung von Schutzgeräten und die Vermeidung thermischer Überlastung von Betriebsmitteln unterschiedliche Werte bzw. Zeitbereiche relevant. Es wird daher unter Anderem zwischen den nachfolgenden Werten unterschieden, deren genaue Definition und Berechnungsvorschrift sich in [5] finden:

- Subtransienter Anfangs-Kurzschlusswechselstrom  $I_k''$
- Stoßkurzschlussstrom  $i_p$
- Ausschaltwechselstrom  $I_b$
- Dauerkurzschlussstrom  $I_k$
- Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom  $I_{th}$

Wie in Kapitel 5 dargestellt wird, ist die Verwendung des subtransienten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms für dreipolige Kurzschlüsse für die Beschreibung von Netzknoten entsprechend der Kurzschlussleistung üblich. Eine Ausnahme stellen

---

Netzurückwirkungen von Erzeugungsanlagen dar, die häufig über den Dauerkurzschlussstrom bewertet werden. Dieses Thema ist im Verteilnetz angesiedelt und wird in dieser Arbeit nicht detailliert untersucht. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle nur die Berechnung von  $I_k''$  vorgestellt.

Eine dritte Differenzierung ist nötig zwischen minimalen und maximalen Kurzschlussstromwerten. Diese beschreiben den jeweils kleinsten bzw. größten zu erwartenden Kurzschlussstrom. Zu ihrer Berechnung werden die Netzschaltungen betrachtet, in denen die kleinsten bzw. größten zu erwartenden Kurzschlussströme auftreten. Zusätzlich werden über verschiedene Faktoren Abschätzungen für den maximalen bzw. minimalen Beitrag einbezogen. Diese beschreiben beispielsweise die maximal bzw. minimal zu erwartende Netzspannung und Temperaturabhängigkeiten der Leitungsimpedanzen. Für die in Kapitel 5 beschriebenen Anwendungen werden beide Werte verwendet. In diesem Kapitel wird die Berechnung sowohl des Maximal- als auch des Minimalwertes von  $I_k''$  vorgestellt.

### 4.2 Berechnungsvorschriften für den Anfangs-Kurzschlusswechselstrom

Die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms nach IEC 60909 basiert auf dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle. Das prinzipielle Vorgehen hierbei wird in Abschnitt 4.2.1 vorgestellt. Die Modellierung der konventionellen Betriebsmittel (wie Generatoren, Leitungen und Transformatoren) als Impedanzen wird in 4.2.2 vorgestellt. In Abschnitt 4.2.3 wird die Einbindung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter beschrieben, die erst seit der Neufassung der Norm im Jahr 2016 enthalten sind. Sie werden als Stromquellen modelliert.

#### 4.2.1 Prinzipielles Vorgehen mit Ersatzspannungsquelle

Für die Berechnung von Kurzschlussströmen existieren mehrere Verfahren: die wichtigsten hiervon sind das Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle und das Überlagerungsverfahren. In der IEC 60909 wird das Verfahren der Ersatzspannungsquelle verwendet. Hierfür wird am Kurzschlussort eine Spannungsquelle in Höhe der Nennspannung  $U_n$  angesetzt, die mit einem Korrekturfaktor  $c_{\min}$  bzw.  $c_{\max}$  multipliziert wird. Dieser Faktor bildet die Variabilität der Betriebsspannung innerhalb des zulässigen Spannungsbandes ab und wird zur Berechnung der minimalen und maximalen Kurzschlussströme angepasst. In der

Höchstspannungsebene weist er für die Berechnung von  $I_{kmax}''$  den Wert  $c_{max} = 1,1$  auf und für die Berechnung von  $I_{kmin}''$  den Wert  $c_{min} = 1,0$  auf.

Alle Betriebsmittel außer Umrichtern werden durch Impedanzen beschrieben. Der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom der konventionellen Betriebsmittel (ohne Umrichter)  $I_{kPFO}''$  kann daher aus dem Spannungsfall der Ersatzspannungsquelle über die Impedanzen des Netzes berechnet werden. Um diesen zu berechnen, werden die Betriebsmittel zur Gesamtimpedanz  $Z_{ges} = Z_k$  zusammengefasst. Der Strom kann dann gemäß Gleichung (4.1) berechnet werden. Es ist zu beachten, dass die Berechnung der Gesamtimpedanz vom Kurzschlussort abhängt und der Kurzschlussstrom somit eine lokale Kenngröße jedes Netzknotens ist. Bei einer Darstellung des betrachteten Netzes als Impedanzmatrix entspricht das Element  $Z_{ii}$  der Kurzschlussimpedanz  $Z_k$  am Knoten  $i$ .

$$I_{kPFO}'' = \frac{1}{Z_k} \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \quad (4.1)$$

In Abbildung 4-1 ist diese Berechnungsweise graphisch dargestellt. Im oberen Teil ist ein beispielhaftes System aus Netzeinspeisung, Leitung und einem Kraftwerksblock aus Transformator und Synchrongenerator abgebildet. Der Kurzschluss tritt auf der Oberspannungsseite des Transformators auf. Darunter ist die Netznachbildung für den dreipoligen Kurzschluss im Mitsystem dargestellt: am Kurzschlussort wird die Ersatzspannungsquelle angesetzt, die Betriebsmittel werden durch ihre Impedanzen beschrieben. Hierbei müssen alle Impedanzen auf die Spannungsebene des Kurzschlussortes umgerechnet werden.

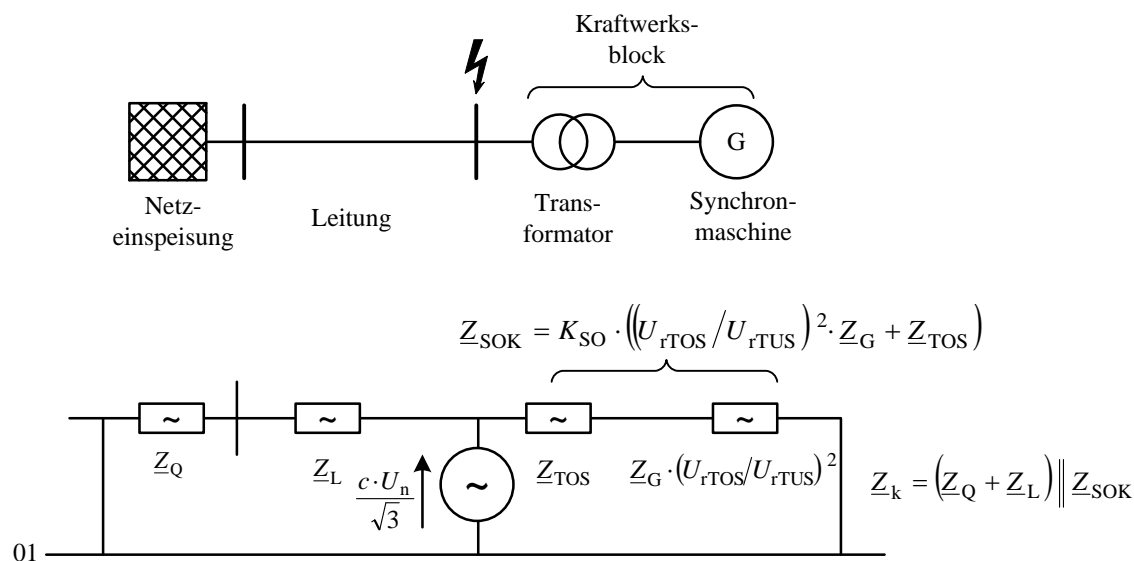


Abbildung 4-1: Beispiel zur Kurzschlussstromberechnung mit Ersatzspannungsquelle

Die Impedanzen der Betriebsmittel werden aus den Bemessungsdaten berechnet. Zusätzlich werden Impedanz-Korrekturfaktoren eingeführt, die variable Spannungen etwa bei Transformatoren mit Stufenstellern einbeziehen. Die Berechnungsgleichungen für die wichtigsten Betriebsmittel werden in den nachfolgenden Unterkapiteln ausgeführt.

Für die Berechnung der minimalen und maximalen Kurzschlussströme werden abgesehen vom Spannungsfaktor  $c$  noch weitere Unterscheidungen getroffen. Beispielsweise werden Leitungsimpedanzen für die maximal und minimal auftretende Temperatur angepasst, volatile Erzeugungsanlagen wie Windkraftanlagen vernachlässigt und verschiedene Korrekturfaktoren verwendet. Die wichtigsten dieser Vorschriften werden in den folgenden Kapiteln bei den entsprechenden Betriebsmitteln genannt.

### 4.2.2 Modellierung konventioneller Betriebsmittel

Für die Kurzschlussstromberechnung im Übertragungsnetz sind verschiedene konventionelle Betriebsmittel zu berücksichtigen. Dies sind Leitungen, Transformatoren, Netzeinspeisungen und Synchrongeneratoren. Diese Komponenten sind seit langer Zeit im Netz vorhanden und wurden schon in früheren Fassungen der IEC 60909 beschrieben. Nachfolgend wird die jeweilige Modellierung im Mitsystem vorgestellt. Da Motoren nicht direkt am Übertragungsnetz angeschlossen sind, werden sie in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

#### Leitungen

Für Leitungen wird die Impedanz unter Vernachlässigung der Querelemente (Kapazität, Leitwert)

$$\underline{Z}_L = R_L + j X_L = (R'_L + j X'_L) \cdot \ell \quad (4.2)$$

aus den Leitungsbelägen  $R'_L$  und  $X'_L$  sowie der Leitungslänge  $\ell$  berechnet. Diese Werte sind im Übertragungsnetz üblicherweise bekannt, da dort Standard-Leitungen verbaut sind. Typische Werte finden sich in Grundlagenwerken wie z.B. [27 S. 944]. Darüber hinaus können die Leitungsbeläge auch aus den geometrischen Parametern wie dem Leiterquerschnitt und physikalischen Informationen wie der spezifischen Leitfähigkeit berechnet werden. Die Gleichungen hierfür sind z.B. in [5] angegeben.

Für die Berechnung von  $I''_{\text{kmmin}}$  wird eine durch hohe Temperaturen herabgesetzte Leitfähigkeit der Leitungen und damit erhöhte Resistivität angenommen. In diesem Fall

---

wird der Widerstandswert  $R_{L20}$  bei einer Betriebstemperatur von  $20\text{ }^\circ\text{C}$  entsprechend Gleichung (4.3) korrigiert.

$$R_L = (1 + \alpha \cdot (\vartheta_e - 20\text{ }^\circ\text{C})) \cdot R_{L20} \quad (4.3)$$

Hierbei ist  $\vartheta_e$  die Leitertemperatur am Ende der Kurzschlussphase. Der Koeffizient  $\alpha$  beschreibt die Temperaturabhängigkeit des Widerstands und wird für Kupfer zu  $0,004 / \text{K}$  angenommen [5 S. 42].

### Transformatoren

In dieser Arbeit wird nur auf Zweiwicklungstransformatoren eingegangen. Für diese wird mit oder ohne Stufensteller zunächst die Impedanz aus der bezogenen Kurzschlussspannung  $u_{kr}$ , dem ohmschen Spannungsfall  $u_{Rr}$  und den Bemessungsgrößen  $U_{rT}$  und  $S_{rT}$  berechnet:

$$\underline{Z}_T = \left( u_{Rr} + j \cdot \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} \right) \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (4.4)$$

Für die Bemessungsspannung  $U_{rT}$  muss bei Berechnungen überspannungsseitiger Kurzschlüsse die Bemessungsspannung der Oberspannungsseite eingesetzt werden und bei Berechnungen unterspannungsseitiger Kurzschlüsse entsprechend die Bemessungsspannung auf der Unterspannungsseite. Zusätzlich sind für Netztransformatoren bei der Berechnung von  $I_{kmax}''$  Korrekturfaktoren einzubeziehen, die sich wie folgt berechnen:

$$K_T = 0,95 \frac{c_{max}}{1 + 0,6 x_T} \quad (4.5)$$

Blocktransformatoren in Kraftwerken werden mit anderen Korrekturfaktoren behandelt. Dies wird nachfolgend bei der Impedanzberechnung für Synchrongeneratoren vorgestellt. Bei der Berechnung von  $I_{kmin}''$  werden die Korrekturfaktoren zu 1 angenommen.

### Netzeinspeisungen

Als Netzeinspeisung werden in [5] Koppelpunkte des untersuchten Netzausschnittes mit anderen Netzteilen bezeichnet, von denen nur der Kurzschlussstrom  $I_{kQ}''$  bekannt ist. Häufig wird dieser durch den Betrag  $I_{kQ}''$  und das zugehörige Verhältnis  $R/X$  ausgedrückt. Das Verhältnis  $R/X$  stellt die Phasenlage des Kurzschlussstroms dar und ist im

Übertragungsnetz mit Werten von etwa 0,1 üblicherweise klein. Die Impedanz von Netzeinspeisungen wird gemäß der nachfolgenden Gleichung berechnet.

$$\underline{Z}_Q = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{kQ}''} \quad (4.6)$$

### Synchrongeneratoren

Wie in Kapitel 3.2.5 anhand physikalischer Zusammenhänge gezeigt wird, werden Synchrongeneratoren im subtransienten Kurzschlusszeitpunkt prinzipiell durch den Ankerwiderstand und die subtransiente Kurzschlussreaktanz beschrieben. Ebenso werden Generatoren für die Kurzschlussstromberechnung nach [5] entsprechend Gleichung (4.7) beschrieben. Der Index G bezeichnet im Rahmen der Kurzschlussnorm Synchrongeneratoren und ist nicht zu verwechseln mit der in Kapitel 3.2 beschriebenen Wicklung G.

$$\underline{Z}_G = R_G + j X_d'' \quad (4.7)$$

Zusätzlich wird bei der Berechnung von  $I_{k\max}''$  je nach Art des Synchrongenerators ein Korrekturfaktor hinzugefügt, der die subtransiente Erhöhung der internen Polradspannung berücksichtigt. Bei der Berechnung von  $I_{k\min}''$  wird der Korrekturfaktor auf 1 gesetzt [5 S. 42].

Der Korrekturfaktor wird unterschiedlich berechnet, abhängig davon ob die Maschine direkt oder über einen Blocktransformator in das Netz einspeist. In einem zweiten Schritt wird zwischen Blocktransformatoren mit und ohne Stufensteller unterschieden. In dieser Arbeit werden nur Synchronmaschinen mit Blocktransformator berücksichtigt, und zwar zur Verringerung der Komplexität solche ohne Stufensteller. Für diese wird der Korrekturfaktor wie folgt berechnet:

$$K_{SO} = \frac{U_n}{U_{rG}(1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTUS}}{U_{rTOS}} \cdot (1 \pm p_T) \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot (1 - \cos^2(\varphi_{rG}))} \quad (4.8)$$

Hierbei bezeichnen  $U_{rG}$  die Bemessungsspannung des Generators und  $U_{rTOS}$  und  $U_{rTUS}$  die ober- und unterseitige Spannung des Blocktransformators. Der Parameter  $p_G$  definiert die maximal zulässige Spannungserhöhung an den Generatorklemmen.  $p_T$  ist einzuführen, wenn der Blocktransformator Anzapfungen aufweist und eine hiervon dauerhaft verwendet wird. In dieser Arbeit werden diese beiden Spannungsfaktoren vernachlässigt und zu 0 gesetzt. Zusätzlich fließen der maximale Spannungsfaktor  $c_{\max}$ ,

---

die bezogene Synchronreaktanz der Maschine  $x_d''$  und der Bemessungs-Phasenwinkel  $\varphi_{rG}$  in die Berechnung ein.

Der Korrekturfaktor für Kraftwerksblöcke wird für die Berechnung von  $I_{kmax}''$  auf die Impedanzen der Synchronmaschine selbst wie auch des Blocktransformators angewendet. Die resultierende Impedanz des Kraftwerksblocks  $Z_{SOK}$  ergibt sich zu

$$Z_{SOK} = K_{SO} \cdot \left( \frac{U_{rTOS}}{U_{rTUS}} \right)^2 \cdot (Z_G + Z_{TOS}). \quad (4.9)$$

### Lasten

Für die Kurzschlussstromberechnung nach [5] wird zwischen rotierenden und nichtrotierenden Lasten unterschieden. Rotierende Lasten, also Synchron- und Asynchronmaschinen, sind wie Synchron- bzw. Asynchrongeneratoren zu beschreiben. Nichtrotierende Lasten sind für die Betrachtungen im Mitsystem zu vernachlässigen [5 S. 19]. Da in dieser Arbeit nur nichtrotierende Lasten berücksichtigt sind, gehen Lasten nicht in die hier gezeigten Kurzschlussstromberechnungen ein.

#### 4.2.3 Berücksichtigung von Umrichtern

Die 2016 erschienene Neufassung der IEC 60909 [5] beschreibt Umrichter deutlich umfangreicher als die vorige, 2001 erschienene Fassung [69]. Nachfolgend wird kurz sowohl die Beschreibung in der alten Fassung, der aktuell gültige Stand als auch der Bedarf zur Weiterentwicklung vorgestellt.

##### IEC-60909:2001

Die 2001 veröffentlichte Fassung der IEC 60909 definiert in Abschnitt 3.9, dass nur über statische Umrichter gespeiste Reversierantriebe berücksichtigt werden. "Alle anderen Stromrichter werden bei der Kurzschlussstromberechnung nach dieser Norm vernachlässigt." [70 S. 35]. Die Beiträge von Windkraftanlagen mit Vollumrichter sowie HGÜ-Umrichtern wurden somit nicht berücksichtigt. Wegen der steigenden Anzahl dieser Betriebsmittel war die Norm zunehmend ungeeignet, um die Kurzschlussströme in Energieversorgungsnetzen zu berechnen.

##### IEC-60909:2016

Aufgrund der steigenden Bedeutung von leistungselektronischen Erzeugungsanlagen in der Energieversorgung (siehe auch die ausführliche Beschreibung der Entwicklungen in Kapitel 2) werden diese in der aktuell gültigen Fassung explizit berücksichtigt. Nun werden auch Erzeugungseinheiten mit Vollumrichtern beschrieben, zum Beispiel



Windkraftanlagen oder Photovoltaikanlagen. Diese sollen für die Berechnung der maximalen Ströme als ideale Stromquellen im Mitsystem modelliert werden, also mit einer unendlich hohen Impedanz. Die Höhe des eingespeisten Stroms wird als konstant angenommen und muss vom Hersteller des Umrichters angegeben werden. Die Vollumrichter dürfen nach dem Entwurf vernachlässigt werden, wenn ihr Beitrag weniger als 5 % des Kurzschlussstromes beträgt.

Für die Berechnung der maximalen Ströme in hybriden AC/DC-Systemen wird in einem ersten Schritt der Kurzschlussstrom  $I_{k\max\text{PFO}}''$  aus den konventionellen Erzeugungsanlagen mit dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle berechnet. Separat werden die aus Vollumrichtern eingespeisten Kurzschlussströme  $I_{sk\text{PF}j}$  berechnet. Die Gewichtung der Umrichterströme mit dem Faktor  $Z_{ij}/Z_k$  entspricht dem Stromteiler des Kurzschlusses in Richtung der Kurzschlussstelle und berücksichtigt somit Rückwirkungen der Umrichter auf den Kurzschlussstrom aus konventionellen Erzeugern.

$$I_{k\max}'' = \frac{1}{Z_k} \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3}} + \frac{1}{Z_k} \sum_{j=1}^N Z_{ij} \cdot I_{sk\text{PF}j} = I_{k\max\text{PFO}}'' + I_{k\text{PF}}'' \quad (4.10)$$

Für die Berechnung der minimalen Kurzschlussströme sollen Umrichter weiterhin nicht berücksichtigt werden. Eine einleuchtende Erklärung hierfür ist die dargebotsabhängige Verfügbarkeit der leistungselektronischen Erzeuger. Im Minimalfall, einer windstillen Nacht, sind weder Photovoltaik- noch Windkraftanlagen aktiv am Netz.

#### **Ausblick**

Bereits heute ist absehbar, dass die IEC 60909 über die Neufassung hinaus weiter entwickelt werden soll. Dies hat beispielsweise der Vorsitzende des IEC-Subkomitees TC 73/MT 1 zur Weiterentwicklung der IEC 60909 in einem Vortrag dargestellt [71]. Ein erster zu berücksichtigender Aspekt ist die Spannungsabhängigkeit des Kurzschlussstroms von Vollumrichtern. Während in der aktuellen Fassung angenommen wird, dass unabhängig von der Restspannung Umrichter im Kurzschlussfall stets denselben Kurzschlussstrom einspeisen, ist dies in der Realität nicht so. Stattdessen verlangen die (u.A. in Abschnitt 3.3.3 dieser Arbeit vorgestellten) Netzanschlussbedingungen für Windkraftanlagen spannungsabhängige Strombeiträge. Zweitens werden HGÜ-Umrichter auch in der geplanten Neufassung nicht berücksichtigt. Eine Beschreibung muss für künftige Versionen erarbeitet werden. Ein wesentlicher Unterschied ist, dass diese auch zur Findung der kleinsten Kurzschlussströme berücksichtigt werden müssen.

### 4.3 Berechnung des Kurzschlussstroms in einem Beispielnetz

Im Folgenden wird anhand eines Beispielnetzes die Berechnung des Kurzschlussstroms mit konventionellen Erzeugern und Umrichtern nach der aktuellen IEC 60909:2016 vorgestellt. Es wird aufgezeigt, wie sich die Kurzschlussströme im Verhältnis zur Bemessungsleistung der Erzeuger verhalten.

Das verwendete Beispielnetz ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Auf der rechten Seite ist ein 1-GVA-Generator (G2) erkennbar, der über einen Blocktransformator an das 380-kV-Übertragungsnetz angeschlossen ist und einen Kraftwerksblock bildet. Über eine Freileitung ist G2 mit weiteren Erzeugungseinheiten verbunden. Hier wird zwischen zwei Fällen unterschieden: in Fall a) ist auf der linken Seite der Kraftwerksblock mit Generator G1 angeschlossen, in Fall b) ein Vollumrichter (z.B. ein Windpark) im Sinne der IEC 60909:2016 [5]. Die Kurzschlussströme werden für zwei Kurzschlussorte berechnet, den Sammelschienen 1 und 2. An dieser Anordnung lassen sich die prinzipiellen Unterschiede in der Berechnung der Kurzschlussleistung von Synchronmaschinen und Umrichtern darstellen.

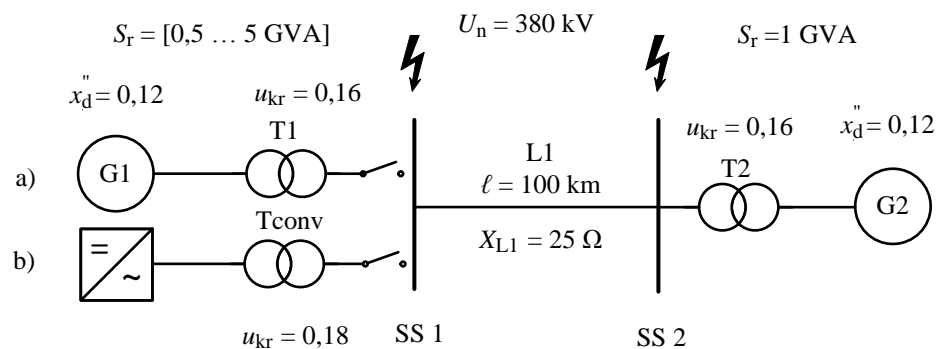


Abbildung 4-2: Ersatzschaltplan des Netzes für die Kurzschlussstromberechnung

Die Kurzschlussstromberechnung wird nun für die beiden Konfigurationen (mit Synchronmaschine und Umrichter) durchgeführt. Während die Bemessungsleistung von G2 konstant bei 1 GVA gehalten wird, wird die Bemessungsleistung von G1 bzw. dem Umrichter (und des Transformators T1 bzw. Tconv) zwischen 0,5 und 5 GVA variiert. Die weiteren Parameter sowie eine beispielhafte Handrechnung der Werte für  $S_{r,G1} = 0,8 \text{ GVA}$  bzw.  $S_{r,conv} = 0,8 \text{ GVA}$  können Anhang A 4 entnommen werden.

Für die Berechnung von  $I_{kmax}''$  an den Sammelschienen 1 und 2 werden die Freileitung, Transformatoren und Generatoren als Impedanzen modelliert und mit entsprechenden Korrekturfaktoren multipliziert. An der jeweiligen Kurzschlussstelle wird eine Ersatzspannungsquelle der Höhe  $c_{max} \cdot U_n / \sqrt{3}$  angesetzt. Der Umrichter wird als

aggregierter Windpark im Sinne der in [71] vorgestellten Neufassung von [5] behandelt und geht somit als Stromquelle in Höhe des Bemessungsstroms in die Berechnung ein. Entsprechend Gleichung (4.10) wird sein Beitrag mit dem Stromteiler gewichtet addiert. Für die Berechnung von  $I_{k,\min}''$  wird der Anteil des Umrichters zu null angenommen. Zusätzlich werden der Spannungsfaktor  $c_{\min}$  verwendet, der Widerstand der Leitung mit einem Korrekturfaktor entsprechend [5] angepasst sowie die Korrekturfaktoren der Generatoren und Transformatoren zu 1 gesetzt.

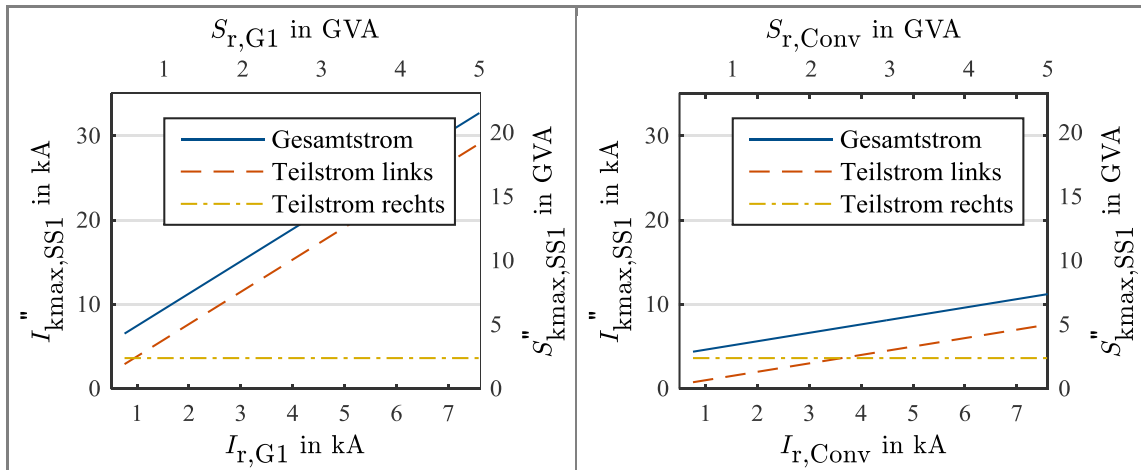


Abbildung 4-3: Maximaler Kurzschlussstrom bei Kurzschluss an Sammelschiene 1

a) mit Synchronmaschine G1 b) mit Umrichter

Die Ergebnisse der Berechnung für den maximalen Kurzschlussstrom an Sammelschiene 1 sind in Abbildung 4-3 a) und b) dargestellt. Auf der unteren Rechtsachse ist der Bemessungsstrom von G1 bzw. dem Umrichter aufgetragen und auf der linken Hochachse der resultierende Kurzschlussstrom an SS 1. Zur Orientierung sind zusätzlich an der oberen Rechtsachse die äquivalente Bemessungsleistung und an der rechten Hochachse die äquivalente Kurzschlussleistung aufgetragen.

Beim Vergleich der Kurzschlussströme an SS 1 ist erkennbar, dass G1 bezogen auf die Bemessungsleistung deutlich höhere Ströme liefert als der Umrichter, der genau seinen Bemessungsstrom zur Verfügung stellt. Dies stimmt überein mit dem in Kapitel 3 vorgestellten Verhalten der Betriebsmittel.

Nun werden die maximalen Kurzschlussströme an Sammelschiene 2 in Abbildung 4-4 betrachtet. Bei niedrigen Bemessungsleistungen sind ebenfalls die Ströme aus G1 deutlich höher. Bei zunehmender Bemessungsleistung wächst der Kurzschlussstrom aus G1 nur unterproportional an, sodass der Kurzschlussstrom in dem System mit Umrichter bei einer Bemessungsleistung von 5 GVA sogar höher wird. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Kurzschlussimpedanz  $Z_{SOK,1}$  von G1 und T1 bei zunehmender

Bemessungsleistung sinkt, die Leitungsimpedanz  $Z_{L1}$  jedoch konstant bleibt. G1 liefert bei generatorfernen Kurzschlüssen daher bezogen auf die Bemessungsleistung weniger Strom. Der Umrichter hingegen ist als ideale Stromquelle modelliert und liefert auch bei entfernten Kurzschlüssen Bemessungsstrom.

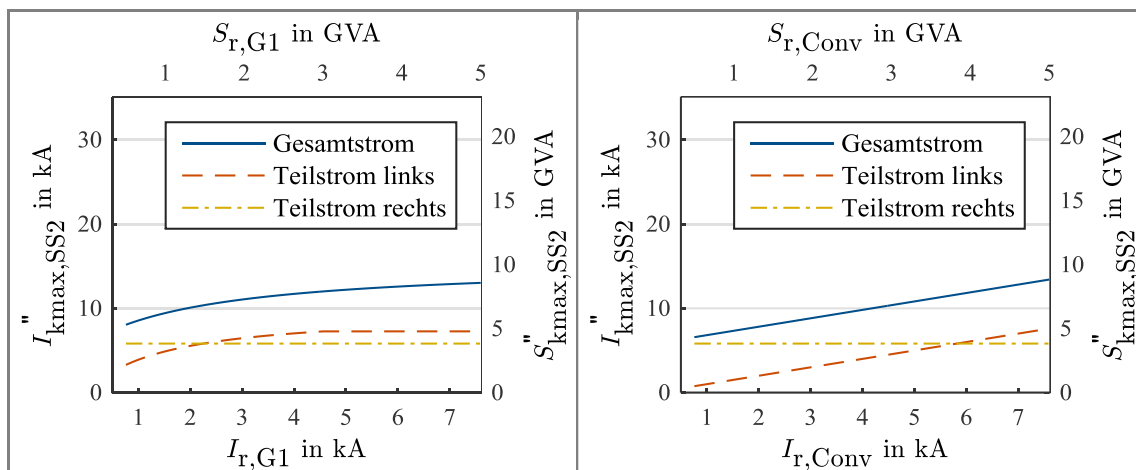


Abbildung 4-4: Maximaler Kurzschlussstrom bei Kurzschluss an Sammelschiene 2  
a) mit Synchronmaschine G1 b) mit Umrichter

Nun werden die minimalen Kurzschlussströme für das gezeigte System betrachtet. Für diese werden keine Topologieänderungen berücksichtigt, sondern nur die Korrekturfaktoren und Kurzschlussstrombeiträge aus Umrichtern entsprechend Kapitel 4.2 angepasst. Diese Ergebnisse sind in Abbildung 4-5 aufgeführt – a) stellt das System mit G1, b) mit Umrichter dar. Auf eine detaillierte Darstellung der Teilkurzschlussströme wird an dieser Stelle verzichtet, sodass jeweils die Gesamtströme für den Kurzschluss an SS 1 und an SS 2 in einer Graphik aufgeführt sind. Es ist erkennbar, dass die minimalen Kurzschlussströme in dem System mit G1 geringfügig niedriger ausfallen als die in Abbildung 4-3 und Abbildung 4-4 dargestellten maximalen Kurzschlussströme. Die Abweichung beträgt ca. 10 %. Die minimalen Kurzschlussströme in dem System mit Umrichter sind demgegenüber deutlich geringer, da hier keine Beiträge aus Umrichtern auftreten.

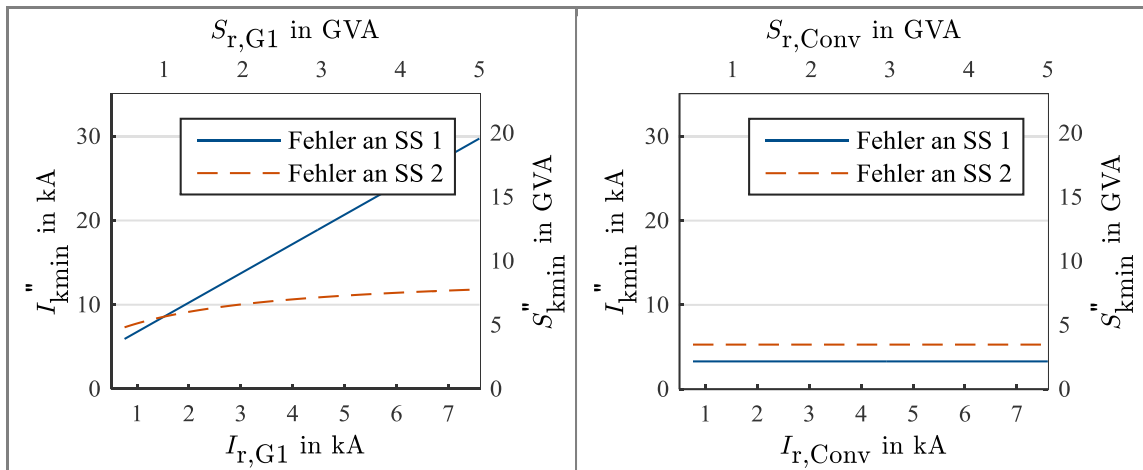


Abbildung 4-5: Minimaler Kurzschlussstrom, Gesamtstrom bei Kurzschluss an Sammelschiene 1 und 2

a) mit Synchronmaschine G1 b) mit Umrichter

#### 4.4 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise bei der Berechnung des dreipoligen Anfangs-Kurzschlusswechselstroms nach IEC 60909-0:2016 [5] vorgestellt. Die Behandlung der wichtigsten Betriebsmittel wird erläutert und die Vorgehensweise an einem Beispielsystem dargestellt.

Zwischen elektrischen Maschinen und aktiv geregelten Umrichtern besteht hierbei ein fundamentaler Unterschied. Maschinen werden als Spannungsquellen mit Impedanz modelliert. Der Gesamt-Kurzschlussstrom ergibt sich durch Ansetzen einer Ersatzspannungsquelle am Kurzschlussort und der Parallel- und Reihenschaltung aller Kurzschlussimpedanzen im Netz entsprechend ihrer Topologie. Minimale und maximale Kurzschlussströme werden durch Annahme der Netztopologien berechnet, die zu den minimalen bzw. maximalen Kurzschlussströmen führen. Zusätzlich werden über Korrekturfaktoren minimale bzw. maximale Szenarien von Parametern wie der temperaturabhängigen Leitungsimpedanz und der Höhe der Betriebsspannung einbezogen.

Umrichter in Erzeugungsanlagen werden in IEC 60909 erst seit der 2016 verabschiedeten Neufassung beschrieben und als Stromquellen modelliert. Die maximalen Kurzschlussströme werden als unabhängig von der Spannungshöhe angenommen und vom Hersteller angegeben. In dieser Arbeit wird aufgrund der in Kapitel 3.3 beschriebenen Anschlussbedingungen für regenerative Erzeugungsanlagen am deutschen Übertragungsnetz davon ausgegangen, dass der Bemessungsstrom als

---

maximaler Kurzschlussstrom angegeben wird. Die in den Netzanschlussbedingungen vorgesehenen Kurzschlussstromeinspeisungen sind allerdings spannungsabhängig. Für die Berechnung minimaler Kurzschlussströme werden Umrichter in IEC 60909:2016 nicht berücksichtigt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass erneuerbare Erzeugungsanlagen dargebotsabhängig nicht immer verfügbar sind und in bestimmten Situationen keine Erzeugungsanlagen am Netz sind.

Zur Ermittlung des Gesamtstroms werden die nach dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle mit konventionellen Erzeugern ermittelten Kurzschlussströme und die Kurzschlussströme aus den Umrichtern betragsmäßig addiert. Entsprechend Gleichung (4.10) werden die Umrichterströme mit einem Stromteiler gewichtet, der nur den Stromfluss in Richtung der Fehlerstelle berücksichtigt.

In Kapitel 4.3 wird dargestellt, was dies für die Kurzschlussstrombeiträge von konventionellen Erzeugern und Umrichtern bei Kurzschlüssen mit verschieden hoher Restspannung bedeutet. Bei Kurzschlüssen am Netzanschlusspunkt ist der Kurzschlussstrombeitrag einer Synchronmaschine deutlich höher als der eines Umrichters mit gleicher Bemessungsleistung. Bei Kurzschlüssen mit Restspannung am Netzanschlusspunkt speist der Umrichter weiterhin Bemessungsstrom ein, die Synchronmaschine aufgrund der konstanten Leitungsimpedanz deutlich weniger. Ein Abgleich dieser Ergebnisse mit dynamischen Simulationen wird in Kapitel 7 vorgenommen.

Die beschriebene Norm könnte folglich in mehreren Punkten weiter entwickelt werden.

- Die spannungsabhängige Einspeisung von Kurzschlussströmen aus Umrichtern (nach Netzanschlussbedingungen, siehe [59]) wird nicht berücksichtigt.
- Es wird angenommen, dass Umrichter für die Berechnung des minimalen Kurzschlussstroms vernachlässigt werden können. Es ist zu prüfen, ob diese Annahme zulässig ist.
- HGÜ-Umrichter sind in der aktuellen Fassung der IEC 60909:2016 nicht beschrieben.

Diese Arbeit konzentriert sich auf die Entwicklung der Kurzschlussströme und deren Aussagekraft im Übertragungsnetz. Da die Kurzschlussströme in hybriden AC/DC-Energieversorgungssystemen im Wesentlichen aus Synchronmaschinen und HGÜ-Umrichtern stammen werden (vergleiche hierzu auch die quantitativen Studien in Abschnitt 2.3), muss für diese Arbeit eine Annahme zu den Kurzschlussströmen aus

HGÜ-Umrichtern getroffen werden. Es wird daher im Folgenden angenommen, dass die maximalen Kurzschlussströme aus HGÜ-Umrichtern identisch zu denen aus umrichterbasierten Erzeugungsanlagen berechnet werden. Minimale Kurzschlussströme werden nicht betrachtet. In dynamischen Untersuchungen in Kapitel 7 wird geprüft, ob die Berechnungsvorschriften zum Maximalstrom die tatsächlichen Kurzschlussströme des Umrichters korrekt abbilden.

---



## 5 Literaturgestützte Diskussion der Verwendung von Kurzschlussleistung als Kenngröße

*"[...] die Kurzschlussleistung [gilt] als Indikator für die Statik, im Sinne der notwendigen Spannungshaltung im Netz sowie für das synchronisierende Moment bei Störungen (v.a. bei Netzfehlern) in Bezug auf die transiente Polradwinkelstabilität."*

Studie zu *Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023*, IFHT [17 S. 12]

Ziel der in Kapitel 4 vorgestellten Kurzschlussstromberechnung ist es, die minimalen und maximalen Kurzschlussströme zur Auslegung des Schutzsystems und der Betriebsmittel zu ermitteln. In der Praxis wird der Kurzschlussstrom jedoch nicht nur zur Beschreibung des Stroms an dem betrachteten Knoten im Kurzschlussmoment verwendet. Stattdessen wird er bzw. die proportionale Kurzschlussleistung  $S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot |I_k''|$  auch für andere Anwendungen verwendet, um Netze nachzubilden und Netzknoten zu bewerten.

Dieses Kapitel erarbeitet und diskutiert die verschiedenen in der Literatur genannten Anwendungszwecke und ist nach diesen gegliedert. In Kapitel 5.1 wird zunächst allgemein die Nachbildung von Netzen gemäß ihrer Kurzschlussleistung vorgestellt. Anschließend wird in Abschnitt 5.2 auf die Ausbildung von Spannungstrichtern im Netz und die in der Folge mögliche Beeinträchtigung von Verbrauchern und Erzeugungseinheiten eingegangen. Diese werden häufig mit der Kurzschlussleistung bewertet. Nachfolgend wird in Abschnitt 5.3 auf die transiente Stabilität und deren Zusammenhang mit der Kurzschlussleistung eingegangen. In Abschnitt 5.4 wird die weithin geläufige Verwendung der Kurzschlussleistung zur Bewertung von Anschlussknoten für HGÜ-Umrichter vorgestellt. Auch die Ausbildung harmonischer Störungen im Netz wird mit der Kurzschlussleistung bewertet. Dies erfordert jedoch eine vertiefte Betrachtung und wird in dieser Arbeit nicht behandelt. Abschließend erfolgt in Abschnitt 5.5 eine Zusammenfassung der vorgestellten Punkte.

Jeder der genannten Anwendungszwecke wird in drei Schritten beschrieben: Zunächst wird eine Beschreibung des technischen Phänomens vorgenommen. Anschließend wird dargestellt, wie Kurzschlussleistung aktuell zur Beschreibung dieses Phänomens verwendet wird. In einem dritten Schritt wird kritisch diskutiert, ob Kurzschlussleistung in diesem Zusammenhang eine geeignete Kenngröße ist. Es erfolgt eine

---

Hypothesenbildung, auf die bei späteren Simulationen und Berechnungen zurückgegriffen wird.

## **5.1 Netznachbildung als äquivalente Spannungsquelle**

### **5.1.1 Hintergrund**

Elektrische Energieversorgungssysteme gehören zu den größten technischen Systemen. Um den zuverlässigen und stabilen Betrieb des Energieversorgungssystems sicherzustellen, werden verschiedene Untersuchungen einmalig in der Planungsphase neuer Anlagen und regelmäßig oder bei Bedarf für das bestehende System vorgenommen. Die wichtigsten hiervon sind Lastflussberechnungen, Kurzschlussstromberechnungen und dynamische Simulationen (vgl. [3 S. 233-269]).

Aufgrund der Komplexität des Gesamtsystems ist es nicht möglich, es für diese Untersuchungen detailliert und vollständig abzubilden. Dies hat sowohl technische Gründe (Rechenzeit), ökonomische Gründe (Arbeitsaufwand für Modellierung) als auch praktische Gründe (mangelnde Verfügbarkeit aller und aktueller Daten). So verfügen Verteilnetzbetreiber beispielsweise nicht über vollständige Daten, um das Übertragungsnetzverhalten zu modellieren. Daher ist es sinnvoll, Netzgebiete an ausgewählten Punkten (z.B. Netzkuppeltransformatoren) aggregiert als einen Knoten mit einem definierten Verhalten darzustellen. Die Kenngrößen für diesen Knoten sollten leicht zu bestimmen sein und das Verhalten des angeschlossenen Netzes ausreichend genau wiedergeben.

In der gesamten Elektrotechnik ist es üblich, das Verhalten komplexer linearer zeitinvarianter Netzwerke an zwei Anschlussklemmen mit Ersatzquellen zu charakterisieren. Dieses Vorgehen wird in vielen einführenden Lehrbüchern der Elektrotechnik wie beispielsweise [72 S. 44-47] dargestellt und gehört daher zum Allgemeinwissen dieses Fachs. Durch Berechnung oder Messung des Strom-/Spannungsverhaltens an den Klemmen kann eine Kennlinie ermittelt werden. Diese entspricht dem Verhalten einer idealen Strom- oder Spannungsquelle mit Impedanz. Durch eben diese Strom- oder Spannungsquelle kann das Verhalten des betrachteten Netzwerkes korrekt abgebildet werden.

Die graphische Darstellung des Strom-Spannungsverhaltens einer solchen äquivalenten Spannungsquelle ist für Gleichstromnetzwerke anschaulicher als für Drehstromsysteme.

Daher ist in Abbildung 5-1 das Verhalten eines Gleichstromnetzwerks dargestellt. In Teil a) ist das Verhalten einer Ersatzspannungs- bzw. Ersatzstromquelle dargestellt. Zusätzlich ist ein mit  $U_{\text{betrieb}}$  und  $I_{\text{betrieb}}$  gekennzeichneter Arbeitspunkt eingetragen. In Teil b) und c) ist die zugehörige Verschaltung der Ersatzspannungsquelle bzw. der Ersatzstromquelle beschrieben. Das Verhalten des Systems wird vollständig durch die Leerlaufspannung  $U_{\text{LL}}$  bzw. den Kurzschlussstrom  $I_{\text{k}}$  sowie den internen Widerstand  $R_{\text{N}}$  beschrieben. Die Klemmenspannung des Systems ergibt sich zu

$$U = U_{\text{LL}} - R_{\text{N}} \cdot I. \quad (5.1)$$

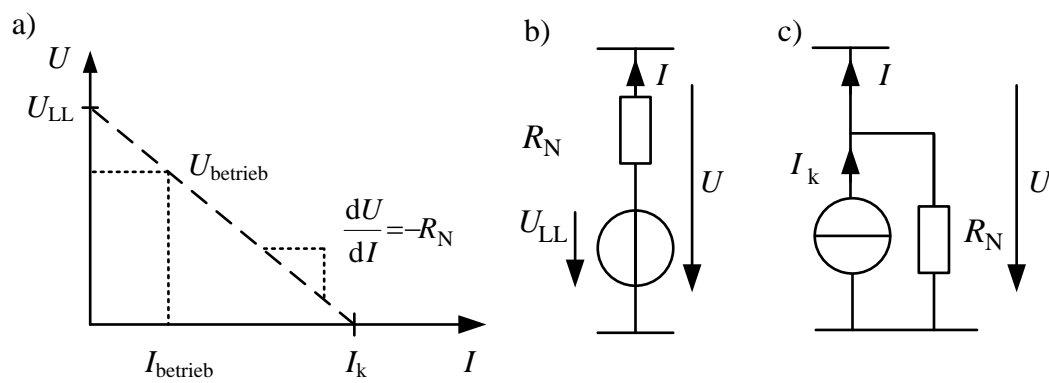


Abbildung 5-1: Betriebsverhalten der Ersatzspannungs- bzw. -stromquelle im Gleichstromnetz

Das Verfahren der Ersatzspannungsquelle ist auch für lineare Wechsel- bzw. Drehstromnetze zulässig. Das Verhalten eines solchen Systems ist ebenfalls durch die Leerlaufspannung  $\underline{U}_{\text{LL}}$  bzw. den Kurzschlussstrom  $\underline{I}_{\text{k}}$  und die interne Netzimpedanz  $\underline{Z}_{\text{N}}$  bestimmt. Die graphische Darstellung des Systemverhaltens z.B. mit Zeigerdiagrammen ist wegen der verschiedenen möglichen Phasenlagen der Impedanz und des Stroms weniger anschaulich.

Die Klemmenspannung eines solchen Systems ergibt sich zu:

$$\underline{U} = \underline{U}_{\text{LL}} - \underline{Z}_{\text{N}} \cdot \underline{I} \quad (5.2)$$

Die historische Entstehung dieser Methode zur Netzberechnung wird ausführlich in [73] und [74] beschrieben. Nachdem Helmholtz das Superpositionsprinzip veröffentlicht hatte, entwickelten Thévenin und Norton unabhängig voneinander die Theorie der Ersatzspannungs- bzw. -stromquelle. Aus diesem Grund ist die Netznachbildung mit Ersatzspannungsquelle insbesondere im englischsprachigen Raum als Thévenin-Äquivalent bekannt.

---

Es sei angemerkt, dass die Netzmodellierung mit Ersatzspannungsquelle nur für lineare zeitinvariante Netzwerke ohne extern gesteuerte Quellen zulässig ist. Wie die Beschreibung der aktiven Betriebsmittel von Energieversorgungsnetzen in Kapitel 3 aufzeigt, sind diese jedoch dynamisch und nichtlinear und werden je nach Zeitbereich und Systemzustand durch verschiedene Regler beeinflusst.

### 5.1.2 Anwendung auf elektrische Energieversorgungsnetze

Auch für die Beschreibung von elektrischen Energieversorgungssystemen findet die Netzreduktion entsprechend Thévenin Anwendung. Netzteile wie in Abbildung 5-2 a), über die keine vollständigen Informationen vorliegen oder deren genaues Verhalten für eine bestimmte Untersuchung nicht notwendig ist, werden als Spannungsquelle mit Impedanz dargestellt (Abbildung 5-2 b)). Die Impedanz der Spannungsquelle wird wie in Gleichung (5.3) aus der Kurzschlussleistung des Systems bzw. dem subtransienten Anfangs-Kurzschlusswechselstrom berechnet<sup>3</sup>. Der Spannungsfaktor  $c$  muss nur bei der Berechnung des Kurzschlussstroms entsprechend IEC-60909 berücksichtigt werden.

$$Z_N = \frac{c \cdot U_n^2}{S_k''} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot |I_k''|} \quad (5.3)$$

Die Kurzschlussleistung wird üblicherweise betragsmäßig angegeben. Die Phasenlage der Netzimpedanz wird entsprechend Gleichung (5.4) entweder durch das Verhältnis von Wirk- zu Blindanteil  $R/X$  oder durch einen Impedanzwinkel  $\varphi_N$  beschrieben.

$$R/X = R_N/X_N = \frac{\operatorname{Re}\{I_k''\}}{\operatorname{Im}\{I_k''\}}; \quad \tan \varphi_N = X/R \quad (5.4)$$

Diese Art der Netzdarstellung wird im deutschen Sprachraum meist als Ersatznetz oder Netzeinspeisung bezeichnet [75 S. 377 ff.] [76 S. 756 ff.], im englischen Sprachraum und internationalen Veröffentlichungen ist die Bezeichnung "thévenin equivalent" üblich. Die Bezeichnung "starres Netz" wird üblicherweise für Ersatznetze mit der Impedanz  $Z_N = 0$  verwendet (vgl. [75 S. 163] [29 S. 67ff.]).

---

<sup>3</sup> Nicht immer wird die Impedanz basierend auf dem subtransienten Anfangs-Kurzschlusswechselstrom berechnet. So werden Netzurückwirkungen üblicherweise mit einer Kurzschlussleistung  $S_k$  quantifiziert werden, die auf dem Dauer-Kurzschlussstrom basiert. Dies wird in dieser Arbeit jedoch nicht vertieft behandelt.

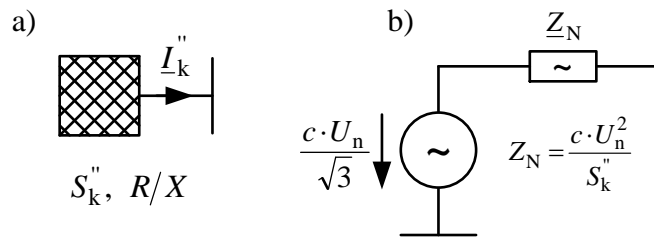


Abbildung 5-2: Prinzip der Netznachbildung mit Kurzschlussleistung

Die Recherchen zu dieser Arbeit haben ergeben, dass diese Form der Netznachbildung für die folgenden Anwendungen genutzt wird: **didaktische** Anwendung zur Erklärung technischer Phänomene, **praktische** Anwendung für Berechnungen von Energieversorgungssystemen und **bewertende** Anwendung in Netzanschlussbedingungen.

Als **didaktische Anwendungen** werden hierbei die Anwendungen zusammengefasst, bei denen die Ersatznetzdarstellung für die Erklärung technischer Phänomene in Energieversorgungsnetzen verwendet wird. Dieses Vorgehen ist in Grundlagenwerken sowie aktuellen wissenschaftlichen Veröffentlichungen weit verbreitet und wird unter anderem in der in Abschnitt 2.3.4 vorgestellten Quelle [17] verfolgt. Statt ausgedehnter Netze werden hier Ersatznetze betrachtet und es wird aufgezeigt, wie sich das Verhalten bei hoher oder niedriger Kurzschlussleistung des Ersatznetzes ändert.

In **Berechnungen** (Lastfluss, dynamische Simulationen) werden häufig Netzteile durch Ersatznetze dargestellt. So sind Ersatznetze oder Spannungsquellen mit Impedanz übliche Elemente in Netzberechnungsprogrammen wie PSCAD, DIgSilent PowerFactory oder NEPLAN. In Verteilnetzstudien werden die Netzanschlusspunkte an höhere Spannungsebenen häufig gemäß der Kurzschlussimpedanz modelliert.

Die Kurzschlussimpedanz des Ersatznetzes wird in den genannten Programmen üblicherweise direkt eingegeben, oder gemäß Gleichung (5.3) aus der Kurzschlussleistung berechnet. Für den Lastfluss wird das Ersatznetz üblicherweise als Slackknoten modelliert, sodass die Klemmenspannung einen vorgegebenen Wert annimmt. Betrag und Phasenlage der internen Spannungsquelle ergeben sich entsprechend dem im Lastfluss auftretenden Strom und dem durch diesen verursachten Spannungsfall an der internen Kurzschlussimpedanz. Aus diesem Grund ist es möglich, dass bei dynamischen Untersuchungen von Kurzschlüssen höhere Ströme als der zur Parametrierung der Netzimpedanz verwendete Kurzschlussstrom fließen. Dieses Verhalten lässt sich anhand von Abbildung 5-1 erklären: das Ersatznetz wird über seinen Betriebspunkt mit der Spannung  $U_{\text{betrieb}}$  sowie die Impedanz  $Z_N = c \cdot U_n / \sqrt{3} \cdot I_k''$  charakterisiert. Wird in

---

dynamischen Berechnungen nun die Belastung des Systems variiert, ergibt sich im Leerlauf eine andere Spannung als die Betriebsspannung und im Kurzschluss ein anderer Strom als der Kurzschlussstrom  $I_k''$ .

Zusätzlich ist es z.B. in DigSilent PowerFactory möglich, Ersatznetze nicht als starre Spannungsquelle, sondern mit einer Trägheit zu modellieren [68]. In diesem Fall verändert sich die Phasenlage der internen Spannungsquelle bei Leistungsungleichgewichten gemäß der Bewegungsgleichung (3.46). Der Betrag der internen Spannung bleibt konstant bei dem aus dem Lastfluss folgenden Wert. Das Systemverhalten ähnelt folglich dem in Kapitel 3.2.7 beschriebenen klassischen Modell der Synchronmaschine. Informationen über die Trägheit von Energieversorgungssystemen sind aus der Kurzschlussstromberechnung jedoch nicht verfügbar. Die gewünschte Trägheit des Ersatznetzes muss vom Benutzer parametrisiert werden.

Drittens weist die Kurzschlussleistung **bewertenden** Charakter auf, da sie in zahlreichen Dokumenten wie Netzanschlussbedingungen verwendet wird, um Netzknoten zu charakterisieren und zu bewerten. Anwendungen hierfür werden in den nachfolgenden Abschnitten detailliert aufgeführt. Eine wissenschaftliche Arbeit aus dem Jahr 2014 [77] hat einen Überblick über diese Anwendungen dargestellt und die Eignung der Kurzschlussleistung näher untersucht.

Abgesehen von [77] konnten im Rahmen dieser Arbeit keine Quellen gefunden werden, die die Zulässigkeit der Netznachbildung diskutieren oder die Entwicklung von Kurzschlussleistung zur üblichen Kenngröße aufzeigen. Alle anderen hier genannten Quellen gehen durchgängig davon aus, dass die Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung üblich und zulässig sei. Beispielhaft sei an dieser Stelle ein Zitat aus den *Technischen Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz* des VDE genannt:

*"Das Verhalten von (Drehstrom-)Netzen kann beschrieben werden, indem man von einer symmetrischen und exakt sinusförmigen Spannungsquelle mit einer ebenfalls symmetrischen Quellenimpedanz (Netzkurzschlussimpedanz) ausgeht."*

VDE/FNN [4 S. 83]

### 5.1.3 Kritische Diskussion

Die Netzreduktion nach Thévenin setzt die Linearität des abzubildenden Netzes voraus. Diese Voraussetzung ist schon in konventionellen Energieversorgungsnetzen ohne Umrichter nicht gegeben. Wie in Kapitel 3 dieser Arbeit aufgezeigt wurde, sind die

Synchronmaschinen im Übertragungsnetz sowohl nichtlinear als auch im hohen Grade dynamisch. Zudem werden sie durch Spannungs- und Turbinenregler beeinflusst und sind folglich extern gesteuerte Quellen. Eine Nachbildung mit einem Thévenin-Äquivalent mit konstantem Spannungswinkel bewirkt für eine Synchronmaschine die Reduktion des Systems von sieben elektromagnetischen Differentialgleichungen sowie der Bewegungsgleichung auf eine Differentialgleichung erster Ordnung.

Dennoch ist die Nachbildung von Energieversorgungsnetzen entsprechend der Kurzschlussleistung weit verbreitet, wie in den nachfolgenden Unterkapiteln dargestellt wird. Ein Grund ist sicherlich, dass die Kurzschlussleistung durch die Netzbetreiber stets berechnet wird und daher bekannt ist. Die Netznachbildung ist simpel handhabbar. Allerdings ist weder in Lehrbüchern noch Veröffentlichungen explizit dargestellt, dass, weshalb und unter welchen Voraussetzungen sich Energieversorgungssysteme mit ihren nichtlinearen dynamischen Betriebsmitteln durch Ersatznetze entsprechend der Kurzschlussleistung darstellen lassen. Diese Arbeit geht von der Hypothese aus, dass diese Form der Netznachbildung auf einer Korrelation des Verhaltens von Ersatznetzen mit Synchronmaschinen beruht.

In hybriden AC/DC-Energieversorgungssystemen treten jedoch vermehrt Umrichter auf, deren Betriebsverhalten sich nochmals erheblich von dem der Synchronmaschinen unterscheidet. Wie in Kapitel 3 erarbeitet wurde, weisen diese nicht nur ein nichtlineares, sondern auch ein zustandsabhängiges und damit zeitvariantes Verhalten auf. Diese Arbeit geht von der Hypothese aus, dass die Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung in hybriden AC/DC-Systemen deutlich an Aussagekraft verliert. In diesem Fall könnte die Verwendung dieser Netznachbildung beispielsweise im Netzplanungsprozess zu fehlerhaften Erkenntnissen führen, Stabilitätsprobleme unter- oder auch überbewerten. Eine genauere Untersuchung erscheint notwendig.

Zur Prüfung dieser Hypothesen werden in den nachfolgenden Abschnitten die verschiedenen Anwendungen der Netznachbildung detailliert betrachtet. Es wird erarbeitet, welcher Aspekt des Systemverhaltens mit der Kurzschlussleistung beschrieben wird. In Kapitel 6 wird anhand dieser Analyse ein Netzmodell entwickelt, mit dem geprüft werden kann, wie gut Ersatznetze entsprechend der Kurzschlussleistung das Systemverhalten in konventionellen und hybriden AC/DC-Netzen beschreiben.

---

## 5.2 Ausbildung von Spannungstrichtern / Trennung von Erzeugungsanlagen

### 5.2.1 Hintergrund

Während dreipoliger Kurzschlüsse treten Spannungseinbrüche nicht nur am Kurzschlussort selbst, sondern auch an den benachbarten Netzknoten auf. Die von der Entfernung zum Kurzschlussort abhängige Höhe dieser Spannungen wird im deutschen Sprachraum als Spannungstrichter bezeichnet. Im englischen Sprachraum und internationalen Veröffentlichungen scheint kein standardisierter Begriff zu existieren, hier sind die Worte *voltage sag* und *voltage dip* üblich, die allerdings im Kontext von Spannungsqualität definiert sind und nicht explizit die geographische Ausbreitung benennen (vgl. z.B. [78] [79] [80]). Zur Illustration ist in Abbildung 5-3 ein für einen dreipoligen Kurzschluss im deutschen Übertragungsnetz berechneter Spannungstrichter abgebildet.

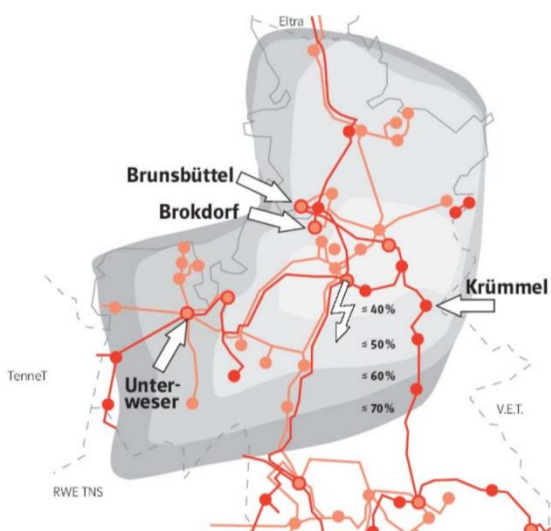


Abbildung 5-3: Berechneter Spannungstrichter für einen dreipoligen Kurzschluss im deutschen Übertragungsnetz [80]

Es ist erwünscht, diesen Spannungstrichter möglichst *eng* zu halten, d.h. dass in möglichst geringer Entfernung vom Kurzschlussort die Spannungen wieder in dem zulässigen Spannungsband liegen. Zunächst sollen von Störungen prinzipiell möglichst wenige Verbraucher und Erzeuger beeinträchtigt werden, da diese eine Einschränkung der Spannungsqualität entsprechend [81] bedeuten. Zusätzlich ergeben sich Herausforderungen für die Stabilität des Netzes, falls Spannungstrichter zu flach verlaufen und zu viele Netzknoten gleichzeitig einen Spannungseinbruch erfahren. Dies ist maßgeblich verknüpft mit dem hohen Anteil an erneuerbaren Erzeugungsanlagen im Energieversorgungssystem. Diese sind nicht vollständig in der Lage, bei Spannungseinbrüchen am Netz zu verbleiben und nach Fehlerklärung den Betrieb



fortzuführen. Aus diesem Grund können Kurzschlüsse zur Abschaltung erheblicher Mengen an Erzeugungsanlagen und in Summe hohen Erzeugungsleistungen führen und somit die Frequenzstabilität gefährden. Ebenso ist die transiente Stabilität von Synchronmaschinen gefährdet, die in Kapitel 5.3 weiter ausgeführt werden.

Die Wichtigkeit enger Spannungstrichter wird durch eine Reihe aktueller Studien illustriert, die sich mit dieser Thematik befassen. So wurde im Jahr 2006 auf das durch die (damals zulässige) Abschaltung der EEG-Anlagen entstehende Risiko sehr großer Spannungstrichter hingewiesen [80]. Unter Berücksichtigung dieser Herausforderung wurde im Jahr 2007 der Transmission Code der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [59] überarbeitet. Alle seitdem am Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen sind zur Sicherstellung der Fault-Ride-Through-Fähigkeit für dreipolige Kurzschlüsse einer Dauer bis 150 ms verpflichtet (für Anlagen der Mittelspannungsebene siehe [82], für jene an der Hochspannungsebene [4]). Als Fault-Ride-Through-Fähigkeit wird das Vermögen von Erzeugungsanlagen bezeichnet, während dreipoliger Kurzschlüsse am Netz zu bleiben und nach Fehlerklärung den Betrieb wieder aufzunehmen.

Allerdings sind nicht alle vor 2007 ans Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen hierzu in der Lage. So kann es in Netzgebieten mit vielen vor 2007 installierten Windkraftanlagen zum Ausfall erheblicher Erzeugungsleistungen kommen. Zudem sind Erzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene weiterhin nicht dazu verpflichtet, bei Spannungseinbrüchen in der Größenordnung von 150 ms am Netz zu bleiben. Stattdessen ist für sie bei Spannungseinbrüchen unter 0,8 p.u. der Nennspannung sogar eine automatische Netztrennung in weniger als 200 ms zwingend vorgeschrieben, um im Fall von Inselnetzbildung die weitere Speisung des Netzes zu verhindern [83 S. 34].

Vor diesem Hintergrund wird untersucht, wie sich die Spannungstrichter im deutschen Übertragungsnetz verändern. Aktuelle Arbeiten der Technischen Universität München in Kooperation mit Amprion und der Transnet BW (z.B. [23]) liefern quantitative Aussagen hierzu. Sie kommen zu dem Schluss, dass bereits im heutigen Übertragungsnetz Kurzschlüsse dazu führen können, dass über 60 % der Lasten einen Spannungseinbruch auf  $\leq 0.9$  p.u. erfahren. Auch der VDE/FNN führt aktuell eine Studie zu diesem Thema durch. In bereits veröffentlichten Auszügen wird dargestellt, dass für das Jahr 2022 mit Beeinträchtigungen von mehr als 90 % der Verbraucher gerechnet werden muss [84].

---

Die Ausprägung dieser Spannungseinbrüche ist durch die fundamentalen Gleichungen der Elektrotechnik beschreibbar. Sie hängt von den Impedanzen zwischen den jeweiligen Netzknoten zum Kurzschlussort und den von aktiven Betriebsmitteln eingespeisten Strömen ab. Hohe Kurzschlussströme indizieren folglich eine Eindämmung der Spannungseinbrüche und einen vergleichbar steilen Spannungstrichter.

### **5.2.2 Zusammenhang Kurzschlussleistung und Spannungstrichter**

In den beschriebenen Veröffentlichungen wird kein direkter Zusammenhang vom Kurzschlussleistungsniveau zu den Auswirkungen hergestellt (etwa als Faustformel der je nach Kurzschlussleistung betroffenen Haushalte). Allerdings werden die Phänomene sinkender Kurzschlussströme und flacher werdender Spannungstrichter durchaus als kausal verknüpft angesehen (siehe z.B. [62 S. 6], [17 S. IV, 21] [21 S. 149]).

### **5.2.3 Kritische Diskussion**

Die Bewertung von Spannungstrichtern anhand der Kurzschlussleistung ist kritisch zu sehen, sobald Netze mit hohem Anteil an Synchronmaschinen und hohen Anteilen an leistungselektronischen Netzen miteinander verglichen werden. Wie in Kapitel 3 dargestellt ist, verhalten diese sich fundamental unterschiedlich. Während Synchronmaschinen ein physikalisch definiertes Verhalten haben, wird der Kurzschlussstrom von leistungselektronischen Erzeugern durch die Regelung vorgegeben. Bei Restspannungen ungleich null können diese Anlagen also unterschiedliche Charakteristika aufweisen, sodass die geographische Ausdehnung der Spannungstrichter sich unterscheiden kann.

Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit detailliert herausgearbeitet, wie die Restspannungen und Spannungstrichter mit der Kurzschlussleistung im Zusammenhang stehen. Der Versuchsaufbau hierfür wird in Kapitel 6.1.2 beschrieben und die Ergebnisse in Kapitel 7.2 vorgestellt.

## **5.3 Transiente Stabilität der Synchronmaschine**

### **5.3.1 Hintergrund**

Die Stabilität eines Energieversorgungssystems wird allgemein als die Fähigkeit angesehen, Störungen zu überstehen und einen stationären Arbeitspunkt innerhalb der zulässigen Grenzen für die Systemvariablen wiederzuerlangen (vgl. [7]). Klassischer-

weise wird zwischen verschiedenen Stabilitätsproblemen unterschieden, die in Abbildung 5-4 dargestellt sind: Rotorwinkel-, Frequenz- und Spannungsstabilität [7].

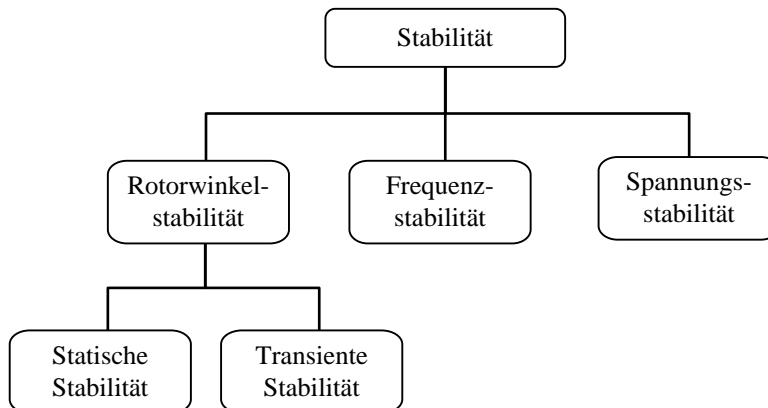


Abbildung 5-4: Klassifikation der Stabilität in Energieversorgungssystemen [7]

Rotorwinkelstabilität ist die Fähigkeit der Synchronmaschinen im Energieversorgungssystem, bei Störungen den Synchronismus beizubehalten. Dies bedeutet, dass die einzelnen Synchronmaschinen einen stationären Betriebspunkt finden, in dem sie dieselbe Drehzahl aufweisen und ihre Polradwinkel begrenzte Differenzen zueinander aufweisen. Es wird unterschieden zwischen Kleinsignal- und Großsignalbetrachtungen. Als statische Stabilität bzw. Kleinsignalstabilität bezeichnet man die Eignung des Systems bzw. definierter stationärer Arbeitspunkte, bei kleinen Störungen die Polradwinkeldifferenzen zu begrenzen. Als transiente Stabilität bezeichnet man die Fähigkeit des Systems, auch nach großen Störungen wieder zu einem stationären Arbeitspunkt zurückzukehren.

Die Unterscheidung zwischen kleinen und großen Störungen wird hierbei so definiert, dass das System bei kleinen Störungen linearisiert um den Arbeitspunkt betrachtet werden kann. Üblich ist die Analyse der statischen Stabilität mit Eigenwertbetrachtungen. Als große Störungen bezeichnet man die größtmöglichen Störungen für die Polradwinkelstabilität, die unter Berücksichtigung der vorhandenen Schutzgeräte im Energieversorgungssystem auftreten. Üblicherweise ist diese größtmögliche Störung der Polradwinkelstabilität ein dreipoliger Kurzschluss von begrenzter Dauer. Diese Dauer ist durch die Schutzeinrichtungen des Netzes begrenzt; im deutschen Übertragungsnetz beispielsweise wird eine Kurzschlussdauer von 150 ms als Maximum erwartet [59 S. 32-33]. Beispielhaft hierfür wird im Folgenden das in Abbildung 5-5 a) dargestellte System betrachtet. Eine Synchronmaschine erfährt hierbei einen dreipoligen Kurzschluss an der Oberspannungsseite des Blocktransformators.

Die transiente Stabilität eines Systems ist keine allgemeine Größe, sondern kann immer nur für eine definierte Störung mit definierter Dauer und einen definierten Betriebspunkt an einem definierten Kurzschlussort bestimmt werden. Um die Stabilität eines Systems anschaulich auszudrücken, wird häufig die kritische Fehlerklärungszeit (Critical Clearing Time, CCT) für jeden Knoten angegeben, also die maximale Kurzschlussdauer für die das System stabil bleibt.

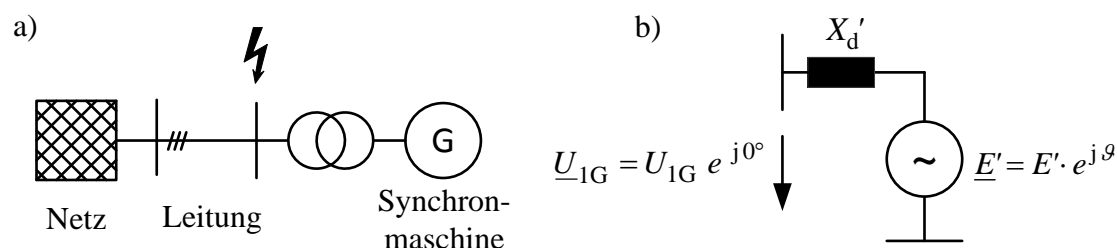


Abbildung 5-5: Modellnetz für die Betrachtung der transienten Stabilität

a) Topologie eines durch Kurzschluss gestörten Netzes, b) klassisches Modell der Synchronmaschine

Die transiente Stabilität wird üblicherweise mit dem ausführlicher in Kapitel 3.2.7 vorgestellten klassischen Modell der Synchronmaschine beschrieben (vgl. z.B. [28] und [30]). Es ist an dieser Stelle nochmals in Abbildung 5-5 b) dargestellt. Die Synchronmaschine wird im transienten Verlauf als Spannungsquelle mit Impedanz  $X'_d$  und der fiktiven Polradspannung  $\underline{E}'$  modelliert. Das physikalische Problem basiert auf der Beeinträchtigung der Leistungsabgabe von Synchronmaschinen bei Einbrüchen der Klemmenspannung. In p.u.-Größen ergibt sich die Leistungsabgabe der Maschine  $p_{el}$  im stationären Zustand aus der bereits als (3.47) eingeführten Gleichung (5.5). Die Leistungsabgabe ist proportional zum Betrag der Klemmenspannung  $u_G$ . Bei Einbruch dieser Spannung während eines Kurzschlusses ist die elektrische Leistungsabgabe dementsprechend reduziert.

$$p_{el} = \frac{e' \cdot u_G}{x_d} \cdot \sin(\vartheta) \quad (5.5)$$

Durch den Spannungseinbruch tritt eine Störung des Leistungsgleichgewichts ein: die Turbine führt weiterhin mechanische Leistung zu, die aber nicht abgeführt werden kann. Der Leistungsüberschuss wird in Rotationsenergie umgewandelt; der Turbinenstrang wird beschleunigt und der Polradwinkel  $\vartheta$  wächst gemäß der bereits als (3.46) eingeführten Gleichung (5.6) an.

$$\frac{\ddot{\vartheta}}{\omega_r} = -\frac{D}{T_A} \dot{\vartheta} + \frac{1}{T_A} \cdot (p_{mech} - p_{el}) \quad (5.6)$$

Die Beschleunigung der Maschine kann den Verlust der Stabilität des Systems bedeuten, was anhand von Abbildung 5-6 erläutert wird. Diese Graphik stellt die transiente und statische Leistungskurve einer Maschine in Abhängigkeit vom Polradwinkel dar. Hierbei wird von einem Klemmenkurzschluss der Fehlerimpedanz null ausgegangen. Es sind drei Graphen eingezeichnet: die statische und transiente Leistungsabgabe sowie die mechanische Leistung. Die mechanische Antriebsleistung ist im betrachteten Zeitraum konstant und unabhängig vom Polradwinkel. Die statische Leistungskurve ist bei langsamen Anpassungen des Polradwinkels zu berücksichtigen und beschreibt die Menge der theoretisch möglichen Arbeitspunkte der Maschine. Die transiente Leistungskurve ist nach der Fehlerklärung während schneller Veränderungen wirksam. Es ist erkennbar, wie die statische sowie transiente Leistungsabgabe der Maschine bei Vollpolmaschinen mit dem Sinus des Polradwinkels verknüpft sind.

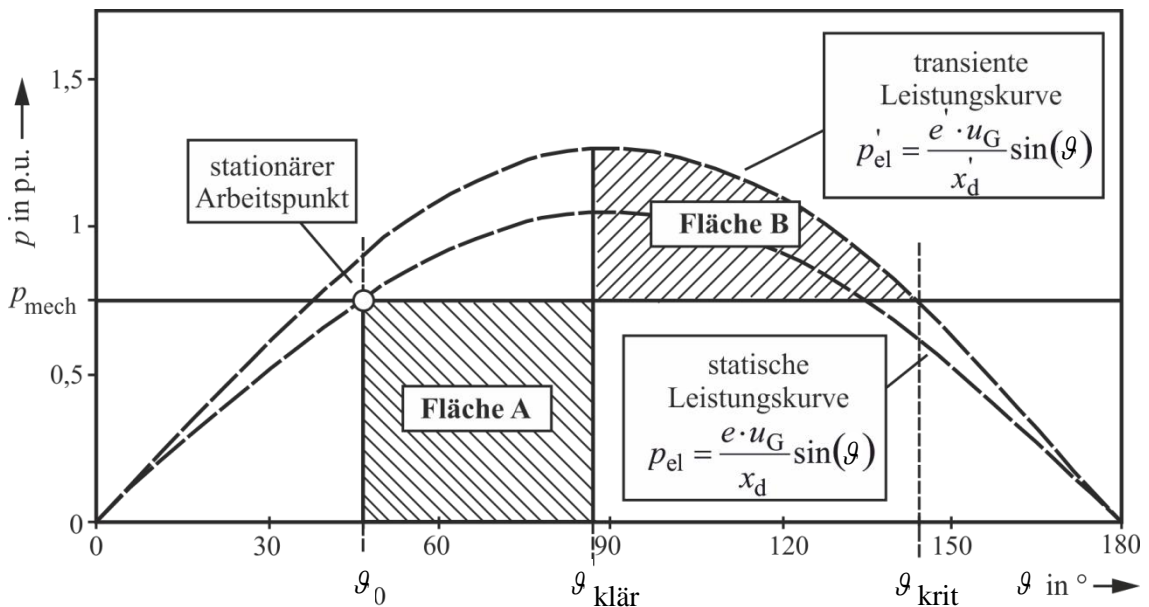


Abbildung 5-6: Transiente und statische Leistungskurve der Synchronmaschine; Erläuterung des Flächensatzes

Im stationären Zustand befindet sich die Maschine am Schnittpunkt der statischen Leistungskurve mit der mechanischen Leistung; in Abbildung 5-6 beim Winkel  $\vartheta_0 = 45^\circ$ . Dieser Arbeitspunkt ist gegenüber kleinen Störungen stabil: wenn die Leistungsabgabe z.B. wegen einer leichten Veränderung der Spannung absinkt, wird die Maschine beschleunigt und der Polradwinkel wächst an. Dies erhöht wiederum die elektrische Leistungsabgabe, sodass sich ein neuer stationärer Arbeitspunkt einstellt.

Wenn die Spannung während eines Klemmenkurzschlusses auf null einbricht, bricht auch die elektrische Leistung ein und die Maschine wird beschleunigt. Der Polradwinkel steigt an. Nach Fehlerklärung (in Abbildung 5-6 beim Winkel  $\vartheta_{\text{klär}} = 85^\circ$ ) kann wieder

---

Leistung an das Netz abgegeben werden. Diese ist höher als im stationären Arbeitspunkt, was zwei Gründe hat. Erstens verläuft die Leistungsabgabe sinusoid über dem Polradwinkel, sodass bei höherem Winkel zunächst eine höhere Leistungsabgabe möglich ist. Zweitens wird die Leistungsabgabe im dynamischen Verlauf durch die transiente Leistungskurve beschrieben. Da hier die transiente Polradspannung und die transienten Reaktanzen wirksam sind (die einen niedrigeren Wert aufweisen als die Synchronreaktanzen), ist die Leistungsabgabe höher als die stationäre Leistungsabgabe bei identischem Polradwinkel. Solange die elektrisch abgegebene Leistung höher als die mechanische Leistungszufuhr ist, wird der Rotor abgebremst. Im stabilen Fall nimmt die Synchronmaschine wieder den ursprünglichen Arbeitspunkt ein.

Falls der Rotorwinkel den kritischen Winkel (in Abbildung 5-6 bei  $\vartheta_{\text{krit}} = 130^\circ$ ) überschreitet, sinkt die elektrische Leistungsabgabe unter den Wert der zugeführten mechanischen Leistung. In dem Fall wird der Rotor weiter beschleunigt und die Maschine fällt außer Tritt, gerät zeitweise in den Motorbetrieb und verliert die transiente Stabilität. In der Praxis würde sie durch eine Schutzeinrichtung getrennt, die den Motorbetrieb erkennt. Der Rotorwinkel muss in diesem Beispiel also unter  $\vartheta_{\text{krit}} = 130^\circ$  bleiben.

Die Stabilität wird häufig mit dem in Abbildung 5-6 erkennbaren *Flächensatz* illustriert, einem graphischen Stabilitätskriterium. Die schraffierte Fläche A ist proportional zu der von der Maschine aufgenommenen Energie während der Beschleunigung durch den Kurzschluss, die Fläche B proportional zu der abgegebenen Energie während des Abbremsens bis zum Verlust der Stabilität. Wenn die Fläche A kleiner oder gleich der Fläche B ist, bleibt das System stabil. In Abbildung 5-6 sind die Flächen gleich groß; das System befindet sich also an der Stabilitätsgrenze, die Kurzschlussdauer ist maximal.

Allerdings ist die Erklärung der transienten Stabilität mit Abbildung 5-5 und Abbildung 5-6 sowie den Gleichungen (5.5) und (5.6) eine Vereinfachung. Erstens wird die Synchronmaschine mit dem vereinfachenden klassischen Modell dargestellt. Dies vernachlässigt unter anderem die in Kapitel 3.2 dargestellte Spannungsdynamik. In realen Systemen ist die Spannung nach Fehlerklärung nicht unmittelbar beim Wert vor Fehlerklärung. Stattdessen tritt hier ein Ausgleichsvorgang ein, der durch den Aufbau der während des Kurzschlusses abgebauten Flussverkettungen bestimmt wird. Die Ungenauigkeit des klassischen Modells zur Untersuchung von Stabilitätsproblemen wird unter anderem in [85] aufgezeigt.

Zweitens wird in dieser Darstellung die Interaktion der Synchronmaschine mit dem Netz vernachlässigt. Die Klemmenspannung der Maschine  $\underline{U}$  ist sowohl in Betrag als auch Phase mit dem Netz gekoppelt, die Leistungsabgabe muss also in Bezug auf die anderen Generatoren im Netz dargestellt werden.

Die Veränderung des Polradwinkels ist also eine relative, sodass die transiente Stabilität auch von den anderen Maschinen im System bestimmt wird. Es lässt sich für ein System mehrerer Maschinen nicht einfach abschätzen, unter welchen Bedingungen es instabil wird. Umfangreiche Forschungsarbeiten aus dem Gebiet der Regelungstechnik und Energietechnik haben sogenannte direkte Methoden entwickelt, die allerdings im praktischen Einsatz zur Netzplanung nicht üblich sind. Ein Überblick findet sich beispielsweise in [86].

### 5.3.2 Anwendung

Wie bereits angesprochen besteht keine allgemeingültige Möglichkeit, die transiente Stabilität eines Systems zu bestimmen. Dennoch besteht in der Praxis Bedarf an einfachen Faustregeln, um ein System zu bewerten, z.B. um beim Anschluss einer Erzeugungsanlage an das öffentliche Versorgungsnetz einzuschätzen, ob sie sich transient stabil verhalten wird.

Als eben solche Faustregel hat sich die Kurzschlussleistung entwickelt, die z.B. in verschiedenen Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen im deutschen Übertragungs- und Verteilnetz angewendet wird. Diese stellen die Anforderung, jede Erzeugungseinheit müsse bei einem Kurzschluss von 150 ms transient stabil bleiben, sofern die netzseitig anstehende Anfangskurzschlusswechselstromleistung  $S_{kN}''$  am Netzanschlusspunkt mindestens das sechsfache der Bemessungs-Wirkleistung der Summe der Erzeugungsanlagen an diesem Punkt betrage [59 S. 32-33] [4 S. 47]. Hierfür werden die nach IEC 60909 berechneten Kurzschlussströme berücksichtigt [4 S. 10]. Ebenfalls haben die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Planungsgrundsätzen festgehalten, dass die transiente Stabilität gewahrt sei, sofern die netzseitig anstehende Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt größer sei als der sechsfache Zahlenwert der Summe aller angeschlossenen Bemessungs-Wirkleistungen [87 S. 12]. Nur wenn die netzseitig anstehende Kurzschlussleistung geringer sei, müsse die transiente Stabilität durch weiterführende Untersuchungen wie dynamische Simulationen sichergestellt werden.

---

Zudem wird die Ersatznetznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung in Forschungsarbeiten verwendet, um mit Simulationen die Stabilität von Systemen zu überprüfen. So wird beispielweise in [17] jede Synchronmaschine eines vermaschten Übertragungsnetzes auf ihre transiente Stabilität untersucht, indem Simulationen mit einem Ersatznetz entsprechend der Kurzschlussleistung des Netzanschlusspunkts durchgeführt werden.

Der kausale Zusammenhang zwischen Kurzschlussleistung und transienter Stabilität wird in diesen Werken nicht ausgeführt. In der Literaturrecherche für diese Arbeit konnte nur in [77] eine Diskussion und Begründung für diese Regel gefunden werden – jedoch weder in Grundlagenwerken noch wissenschaftlichen Veröffentlichungen. In der genannten Veröffentlichung wird für ein Energieversorgungssystem vergleichbar Abbildung 5-5 mit dem Flächensatz eine Abhängigkeit der Fehlerklärungszeit von der Kurzschlussleistung hergeleitet. Dabei wird das Ersatznetz als starr modelliert und keine detaillierte Diskussion der Eignung der Ersatznetzdarstellung vorgenommen.

Zudem wird in [77] eine Korrelationsanalyse der Kurzschlussleistung mit den simulierten Critical Clearing Times des polnischen Übertragungsnetzes vorgestellt. Diese stellt einen eindeutigen positiven Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Stabilität dar. Die Autoren empfehlen in Folge, für Langfrist-Studien in Übertragungssystemen zunächst erste Abschätzungen der Stabilität anhand der Kurzschlussleistung vorzunehmen. Nur an den als kritisch identifizierten Knoten geringer Kurzschlussleistung sei es wichtig, bereits langfristig vorher mögliche Stabilitätsprobleme detailliert zu untersuchen.

### **5.3.3 Zusammenhang Kurzschlussleistung und transiente Stabilität**

Um den Zusammenhang zwischen Kurzschlussleistung und transienter Stabilität zu hinterfragen, wird nun diskutiert, welche Faktoren des angeschlossenen Netzes die Stabilität einer Maschine beeinflussen und wie diese mit der Kurzschlussleistung verknüpft sind. Hierfür wird das bereits in Abbildung 5-5 a) vorgestellte Netz betrachtet. In Abbildung 5-7 ist der einpolige elektrische Ersatzschaltplan dieses Netzes dargestellt, wenn das Ersatznetz als Thévenin-Äquivalent modelliert wird.



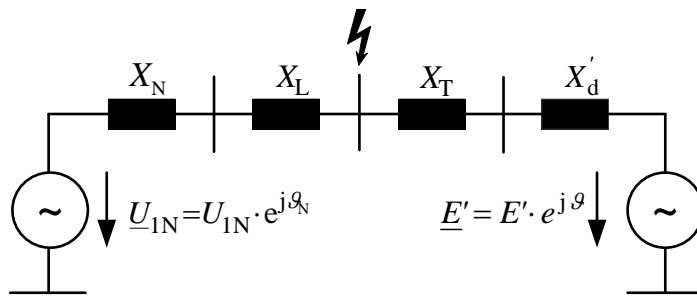


Abbildung 5-7: Ersatzschaltplan zu Abbildung 5-5

Der schwerwiegendste *netzseitige* Fehler für eine Synchronmaschine ist der in Abbildung 5-7 dargestellte Kurzschluss auf der Oberspannungsseite des Blocktransformators, da hier die Spannung und Leistungsabgabe während des Fehlers minimal und die Beschleunigung maximal werden<sup>4</sup>. Während des Kurzschlusses hat das Netz keinerlei Einfluss auf die Synchronmaschine und deren Beschleunigung. Entscheidend sind hierbei vielmehr der Betriebspunkt der Synchronmaschine und die Trägheit des Generators – beides Größen, die nicht mit der Kurzschlussleistung des Netzes zusammenhängen.

Nach der Fehlerklärung ergibt sich die Leistungsabgabe des Generators in bezogenen Größen zu

$$p'_{el} = \frac{e' \cdot u_N}{x'_d + x_T + x_L + x_N} \cdot \sin(\vartheta - \varrho_N) \quad (5.7)$$

Für die Stabilität sind nun mehrere Aspekte zu unterscheiden.

### Stationäre Betrachtung der Polradwinkeldifferenz

Als wesentliches Kriterium sollte die effektive Polradwinkeldifferenz möglichst klein bleiben. Diese setzt sich aus dem tatsächlichen Polradwinkel der Synchronmaschine und dem Spannungswinkel zwischen Generatorklemmen und Netz zusammen. Hierzu ist zunächst der stationäre Betriebspunkt zu berücksichtigen. Bei gegebenem Betriebspunkt  $P_{el}$  ist die Polradwinkeldifferenz maßgeblich durch die Netzimpedanz bestimmt. Je höher die Netzreaktanz  $X_N$ , desto höher ist die initiale Polradwinkeldifferenz. Aus diesem Grund ist eine höhere Kurzschlussleistung für die transiente Stabilität vorteilhaft. Diese Betrachtung ist beispielsweise in [28 S. 274-276] ausführlich dargestellt.

---

<sup>4</sup> In vermaschten Netzen können auch andere Fehler den schwerwiegendsten Fehler darstellen: so können Kurzschlüsse *zwischen* Generatoren dazu führen, dass diese als kohärente Generatorgruppe gegenüber dem Rest des Netzes instabil werden.

---

Es ist fraglich, ob die Netznachbildung per Kurzschlussleistung an dieser Stelle die stationäre Winkeldifferenz zwischen Polrad und den durch das Ersatznetz modellierten fernen Erzeugungsanlagen korrekt nachbildet. Hinter einer vergleichsweise niedrigen Kurzschlussleistung könnten sich beispielsweise die folgenden Szenarien verbergen:

- Eine sehr kleine Synchronmaschine direkt an den Klemmen des Ersatznetzes,
- eine sehr große weit entfernte Synchronmaschine oder
- ein maßgeblich durch Erzeugungsanlagen mit Umrichter versorgtes Netz.

Die Polradwinkeldifferenzen wären in diesem Fall unterschiedlich.

### **Dynamische Betrachtung der Polradwinkeldifferenz**

Die Polradwinkeldifferenz ist auch im dynamischen Betrieb zu berücksichtigen. Während sich der tatsächliche Polradwinkel der Maschine in Abhängigkeit von der Bewegungsgleichung entwickelt, ist die Winkeldifferenz zum Ersatznetz keineswegs statisch. Stattdessen werden auch die Synchronmaschinen im übrigen Netz von einem Kurzschluss beeinträchtigt und schwingen entsprechend mit. Entscheidend für die Stabilität ist also die relative Beschleunigung des Ersatznetzes  $\ddot{\vartheta}_N$  entsprechend Gleichung (5.8).

$$\ddot{\vartheta}_N = -\frac{D_N}{T_{A,N}} \dot{\vartheta}_N + \frac{1}{T_{A,N}} \cdot (p_{\text{mech}N} - p_{\text{el},N}) \quad (5.8)$$

Diese wiederum hängt von zwei Faktoren ab: der Trägheit des Ersatznetzes wie auch der während des Fehlers auftretenden Wirkleistungsbilanz. Während der betrachtete Generator während des Kurzschlusses ein Wirkleistungsüberschuss verzeichnet und beschleunigt, hängt die Wirkleistungsbilanz des Ersatznetzes vom Lastfluss ab. In Abbildung 5-5, in dem keine Lasten modelliert sind, nimmt das Ersatznetz die vom Generator gelieferte Leistung auf und weist folglich im Arbeitspunkt einen negativen Wert für  $p_{\text{mech},N}$  sowie  $p_{\text{el},N}$  auf. Bei einem Einbruch der elektrischen Leistung während des Kurzschlusses herrscht folglich im Ersatznetz ein Leistungsdefizit; das System wird abgebremst.

Je höher die Systemträgheit in dem betrachteten Lastflussszenario, desto geringfügiger wird das Ersatznetz abgebremst und desto geringer steigt die Differenz von Polradwinkel und dem Spannungswinkel im Ersatznetz während des Kurzschlusses an. Dies deutet auf einen positiven Einfluss der Netzträgheit und somit auch der Kurzschlussleistung des betrachteten Netzes hin.

Allerdings tritt dieser Zusammenhang nur bei einem Lastflussszenario auf, in dem das Ersatznetz Wirkleistung aufnimmt. Wenn es hingegen Wirkleistung abgibt, beschleunigt auch das Ersatznetz während des Fehlers. In diesem Fall verringert eine hohe Trägheit diese Beschleunigung und führt folglich zu einer höheren Differenz zwischen Polradwinkel und dem Spannungswinkel im Ersatznetz. Ein vermaschtes Netz mit einem derartigen Lastflussszenario wird z.B. in [88] mit zahlreichen dynamischen Simulationen untersucht. Kernergebnis jener Untersuchung ist, dass eine hohe Netzträgheit nachteilig für die Stabilität sei. Dies ist konform mit einer mathematisch-theoretisch geprägten Dissertation zum Zusammenhang zwischen Trägheitsverhältnissen und transients Stabilität von Synchronmaschinen [89], welche die stabilisierende Wirkung einer möglichst gleichförmigen Trägheit gekoppelter Synchronmaschinen nachweist.

Allerdings ist die Korrelation zwischen Kurzschlussleistung und Trägheit nicht eindeutig. Auch hier sind beispielsweise die drei zuvor genannten Fälle zu unterscheiden. Korrekterweise müsste für die Netznachbildung mit Kurzschlussleistung zumindest die Netzträgheit ebenfalls angesetzt werden. Insbesondere bei hybriden AC/DC-Systemen ist zu klären, ob eine Ersatznetznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung ein ähnliches Trägheits-/Winkelverhalten aufweist und zur Abschätzung der Systemstabilität geeignet ist.

### **Spannungsrückkehr**

Als dritter Zusammenhang zwischen Kurzschlussleistung und Stabilität wird die Spannungshöhe angesehen. Dieser Einfluss wird durch das klassische Modell nicht korrekt wiedergegeben. Wie in Kapitel 3.2 dargestellt ist, weisen Synchronmaschinen nach Fehlerklärung eine verzögerte Spannungsrückkehr auf. Der Grund ist die Aufnahme von Blindleistung, um die abgeklungenen Flussverkettungen wieder aufzubauen. Bei Modellierung des Netzes entsprechend der Kurzschlussleistung bedeutet eine höhere Kurzschlussleistung, dass der Anschlusspunkt der Synchronmaschine elektrisch näher mit der Netzspannung gekoppelt ist. Dies wäre vorteilhaft für die Spannungsrückkehr und somit für die Leistungsabgabe der Maschine nach Fehlerklärung. Allerdings ist auch hier fraglich, ob die Netzmodellierung per Kurzschlussleistung die Spannungscharakteristik eines Netzes nach Fehlerklärung korrekt abbildet.

---

### 5.3.4 Zusammenfassung

Transiente Stabilität ist eine komplexe Systemeigenschaft, die für jeden Kurzschlussort durch die maximal zulässige Fehlerdauer (CCT) beschrieben wird. Die CCT kann nicht auf einfache Weise mathematisch berechnet, sondern nur durch aufwendige dynamische Simulationen ermittelt werden.

Um die transiente Stabilität von Systemen abschätzen zu können, werden in Netzanschlussbedingungen und Planungsrichtlinien der Übertragungsnetzbetreiber ([87] [4] [59]) Faustregeln aufgestellt. Diese besagen, dass ein Netzanschlusspunkt eine CCT von größer gleich 150 ms aufweise, wenn das Netz eine Kurzschlussleistung von mehr als dem sechsfachen der Bemessungsleistung der angeschlossenen Anlagen aufweise. Zusätzlich existieren Studien, in denen die transiente Stabilität von Synchronmaschinen durch dynamische Simulationen mit einem Ersatznetz der Kurzschlussleistung des jeweiligen Netzanschlusspunktes untersucht wird. [17]

Eine technische Begründung für den Zusammenhang zwischen Kurzschlussleistung und Stabilität ist in den genannten Regelwerken und auch der Literatur nicht zu finden. Somit kann die Zulässigkeit dieser Annahme anhand der Quellenlage nicht eindeutig bewertet werden.

Der zunehmende Einsatz von HGÜ-Systemen und das Entstehen hybrider AC/DC-Systeme erfordert eine genauere Untersuchung des Zusammenhangs mit der Kurzschlussleistung. Zu diesem Zweck wird in Kapitel 7 die Nachbildung des Winkel-/Trägheitsverhaltens von Umrichtern und deren Einfluss auf die Stabilität des Gesamtsystems untersucht. Dies ermöglicht Aussagen, ob das derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern definierte Kriterium auch in AC/DC-Systemen relevant ist.

## 5.4 Kleinsignal-Spannungsverhalten

### 5.4.1 Hintergrund

Neben der Beschreibung von Kurzschlussereignissen wird die Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung aus Abbildung 5-2 auch verwendet, um das Spannungsverhalten im Betriebspunkt zu beschreiben und zu bewerten. In diesem Kontext ist die Bezeichnung "starkes Netz" für Netze vergleichsweise hoher Kurzschlussleistung üblich. Es wird hierbei vorausgesetzt, dass Netze mit hoher Kurzschlussleistung auf wechselnde Belastungen (insbesondere Blindlasten) mit

geringen Spannungsänderungen reagieren. Netze mit geringer Kurzschlussleistung werden entsprechend als "schwach" bezeichnet, weil sie mit höheren Spannungsabweichungen reagieren. Die Bezeichnungen "stark" und "schwach" werden nur in Einzelfällen quantifiziert, beispielsweise bei dem im Folgenden vorgestellten Anschluss von LCC-HGÜ-Systemen.

**Allgemein : Spannungsverhalten bei Blindlastsprung**

Die Verknüpfung von Spannungsverhalten im Betriebspunkt und Kurzschlussleistung wird hier aufbauend auf [29 S. 371 ff.] beschrieben. In Abbildung 5-8 ist das Spannungsverhalten eines Ersatznetzes veranschaulicht. In Teil a) ist erkennbar, dass eine Blindlast an die Klemmen eines Ersatznetzes angeschlossen wird. Hierbei wird angenommen, dass das Ersatznetz eine induktive Charakteristik aufweist ( $Z_N \approx j X_N$ ,  $R_N \ll X_N$ ). Ströme und Spannungen sind in Teil b) definiert. In Teil c) ist ein Zeigerdiagramm angegeben, das den Spannungseinbruch nach Zuschalten der Blindlast erkennen lässt.

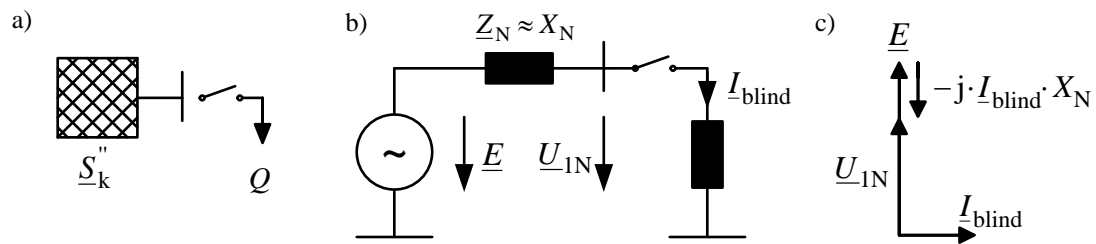


Abbildung 5-8: Veranschaulichung Spannungsverhalten eines Ersatznetzes [29]

a) Netztopologie    b) einpoliger Ersatzschaltplan    c) Zeigerdiagramm

Entsprechend des Zeigerdiagramms kann der Spannungssprung mathematisch beschrieben werden. Die verkettete Netzspannung sinkt bei Zuschalten der Blindlast um den Wert

$$\Delta U_N = \sqrt{3} \cdot \Delta U_{1N} = \sqrt{3} \cdot X_N \cdot I_{\text{blind}} = X_N \cdot \frac{Q}{U_N} \tag{5.9}$$

ab. Der relative Spannungseinbruch kann beschrieben werden als

$$\Delta u_N = \frac{\Delta U_N}{U_n} = X_N \cdot \frac{Q}{U_n \cdot U_N} \tag{5.10}$$

und kann nahe der Betriebsspannung ( $U_N \approx U_n$ ) und mit Gleichung (5.3) in direkter Abhängigkeit von der Kurzschlussleistung ausgedrückt werden:

---


$$\Delta u = c \cdot \frac{U_n^2}{S_k''} \cdot \frac{Q}{U_n^2} = c \cdot \frac{Q}{S_k''}. \quad (5.11)$$

Diese Bewertung von Netzen anhand ihrer Kurzschlussleistung wird in vielfältigen Zusammenhängen vorgenommen. Beispielsweise werden Vorschläge für die Auslegung von VSC-HGÜ-Reglern entsprechend der Kurzschlussleistung gemacht [50] [47].

### Beispiel Anschluss von LCC-HGÜ-Systemen

Besondere Berücksichtigung erfährt die Kurzschlussleistung für die Bewertung des Anschlusses von LCC-HGÜ-Systemen. In zahlreichen Quellen wird eine Mindesthöhe der Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt als Voraussetzung für deren Anschluss genannt. Diese wird üblicherweise als *Short-Circuit Ratio* (SCR) quantifiziert. Diese Größe bezeichnet das Verhältnis der Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt zur Bemessungsleistung der HGÜ:

$$\text{SCR} = \frac{S_{kN}}{P_{\text{TLCC}}} \quad (5.12)$$

Eine Auflistung der Gründe für diese Anforderung sind beispielsweise in [30 S. 530] aufgestellt. So wird betrachtet, dass eine Unterbrechung der Leistungsübertragung aus der LCC-HGÜ einen hohen Blindlastsprung bewirkt. Bei einer niedrigen Kurzschlussleistung würde dies entsprechend Gleichung (5.11) zu hohen Spannungen auf der AC-Seite führen. Weitere Herausforderungen stellen die Vermeidung harmonischer Resonanzen (und von Flicker) dar. Das größte Problem beim Anschluss von LCC-HGÜ stellt jedoch die Spannungsstabilität dar, die ausführlich in [90] dargestellt und an dieser Stelle kurz wiederholt wird.

LCC-HGÜ-Systeme verhalten sich induktiv. Die aufgenommene Blindleistung des Umrichters selbst kann über die nachfolgende Gleichung (5.13) in bezogenen Größen ausgedrückt werden [30 S. 529]. Sie gibt den Leistungsfaktor eines HGÜ-Gleichrichters  $\cos \varphi$  in Abhängigkeit vom Zündwinkel  $\alpha$ , dem Gleichstrom  $i_{dc}$ , der Zweigreaktanz  $x_c$  und der ideellen Leerlauf-Gleichspannung  $u_{dc0}$  an.

$$\cos \varphi \approx \cos \alpha - \frac{i_{dc}}{u_{dc0}} \frac{3}{\pi} x_c \quad (5.13)$$

Der Zündwinkel  $\alpha$  bewegt sich üblicherweise im Bereich 16-18° [91],  $\cos \alpha$  liegt dementsprechend in der Größenordnung 0,95-0,96. Die Leerlaufspannung sowie die Zweigreaktanz sind unabhängig vom Betriebspunkt. Somit ist das System in jedem Betriebspunkt induktiv, was sich mit zunehmendem Gleichstrom (=zunehmender

Wirkleistungsübertragung) verstärkt. Zur Kompensation dieses Blindleistungsbedarfs werden auf der AC-Seite der Umrichter Kondensatorbänke installiert, die je nach Betriebspunkt hinzu geschaltet werden können. Der resultierende Blindleistungsbedarf der Anlagen ist in Abbildung 5-9 dargestellt.

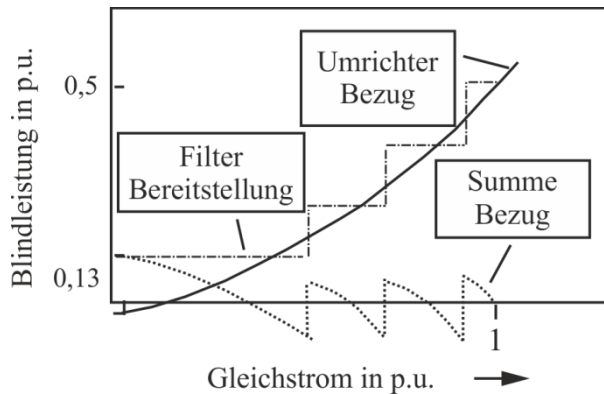


Abbildung 5-9: Blindleistungskennlinie einer LCC-HGÜ [92]

Für die Betrachtung des Spannungsverhaltens kann eine LCC-HGÜ an einem Netzanschlusspunkt in SI-Einheiten wie in Abbildung 5-10 dargestellt werden. Der Umrichter auf der rechten Seite liefert Wirkleistung ins AC-Netz und bezieht dementsprechend Blindleistung. Ein Teil der bezogenen Blindleistung wird durch die Kondensatorbänke kompensiert. Das Netz wird entsprechend der Kurzschlussleistung als Spannungsquelle mit Impedanz modelliert.

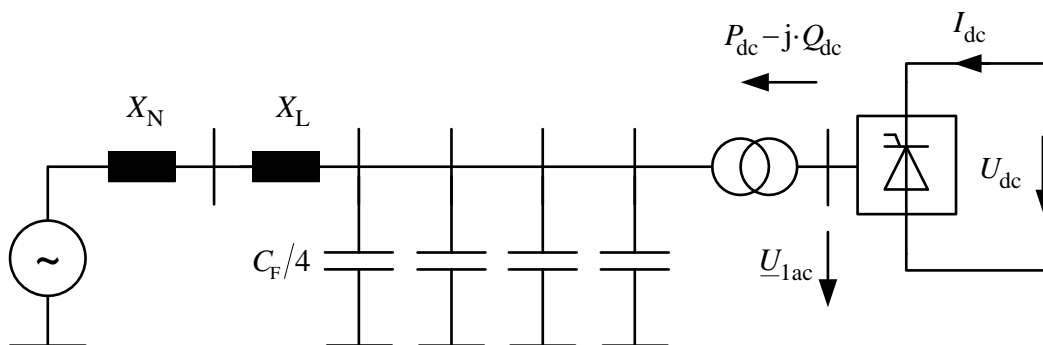


Abbildung 5-10: Einpoliger Ersatzschaltplan des betrachteten LCC-Systems

Wenn der Umrichter den DC-Strom  $I_{dc}$  und damit die Wirkleistungsübertragung erhöht, steigt der Blindleistungsbedarf des Netzes an. Die Spannung am Netzanschlusspunkt sinkt folglich. Dies kann durch sogenannte Nasenkurven beschrieben werden, die beispielhaft in Abbildung 5-11 zu sehen sind. Aufgetragen sind jeweils die AC-Spannung und die Wirkleistungsabgabe des Umrichters über dem Gleichstrom  $I_{dc}$ .

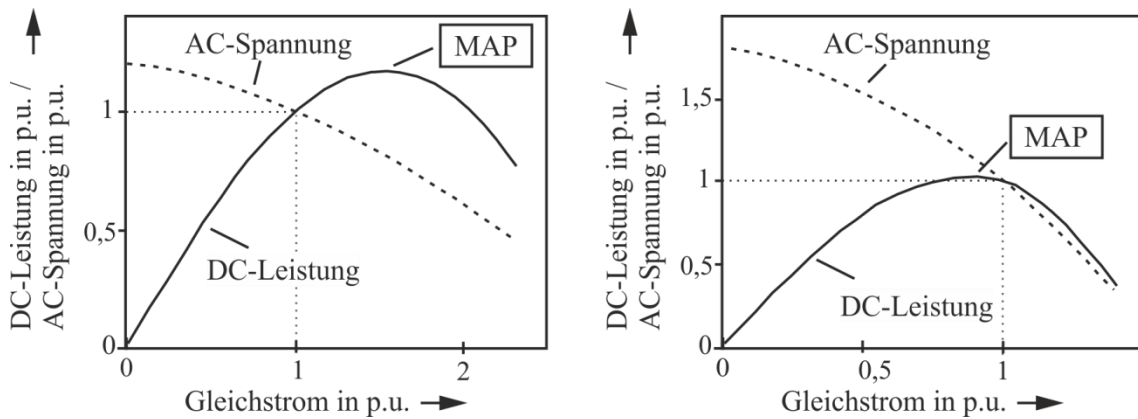


Abbildung 5-11: Maximum Available Power (MAP) von LCC-HGÜ-Systemen [90]

a) SCR = 3.5 b) SCR = 1.5

Zur Erhöhung der Wirkleistung  $P_{dc} = I_{dc} \cdot U_{dc}$  wird der DC-Strom erhöht. Aufgrund des induktiven Verhaltens der Station sinkt die AC-Spannung mit zunehmendem Strom ab. Die Sensitivität der Spannung zum DC-Strom nimmt hierbei stetig zu, die Spannung nimmt also zunehmend schneller ab. Da die Wirkleistungsabgabe des LCC-Umrichters auf der AC-Seite über  $P_{ac} = \sqrt{3} \cdot I_{ac} \cdot U_{ac} \cdot \cos \varphi$  mit der AC-Spannung verknüpft ist, steigt  $P$  mit zunehmendem Umrichterstrom immer langsamer an und erreicht das Maximum bei dem als Maximum Available Power (MAP) bezeichneten Punkt.

#### 5.4.2 Verwendung der Kurzschlussleistung

Die Verwendung der Kurzschlussleistung zur Bewertung von Anschlusspunkten für LCC-HGÜ kann durch den Vergleich der beiden in Abbildung 5-11 dargestellten Systeme nachvollzogen werden. Im linken Teil a) der Graphik ist ein System mit einer relativ hohen Kurzschlussleistung (SCR = 3,5) angegeben, im rechten Teil b) eines mit einer relativ niedrigen Kurzschlussleistung (SCR = 1,5).

Bei dem starken System in a) liegt der Arbeitspunkt im Bemessungsbetrieb ( $I_{dc} = 1$ ,  $U_{ac} = 1$ ) links vom MAP. Eine Zunahme des Stroms führt ebenfalls zu einer Zunahme der Leistung. Die Regler des Systems können also auf eine Veränderung der Sollwerte korrekt reagieren und einen neuen Arbeitspunkt einnehmen. Im schwachen System befindet sich der Arbeitspunkt im Bemessungsbetrieb jedoch rechts des MAP. Wenn in diesem System die Spannung leicht absinkt, würde der Regler der HGÜ den Strom höher regeln. In diesem Arbeitspunkt hätte dies ein weiteres Absinken der Spannung und der Leistung zur Folge; der Versuch des Einregels einer Wirkleistung würde folglich zum Spannungskollaps führen. Aus diesen Gründen ist dieser Arbeitspunkt als instabil zu betrachten; das System lässt den Anschluss einer HGÜ mit diesen Bemessungsdaten nicht zu.



In der Literatur werden verschiedene Werte angegeben, ab wann ein Netzanschluss erfolgen kann. Beispielhaft wird in [3 S. 413-414] ein Netz mit  $SCR \geq 3$  als ausreichend stark klassifiziert und ein Netz mit  $SCR < 3$  als schwach.

### 5.4.3 Kritische Diskussion

Die dargestellte Modellierung ist unvollständig und kann durch Einbeziehung zusätzlicher Größen weiter entwickelt werden. So bezieht beispielsweise die Kenngröße *Equivalent Short Circuit Ratio* (ESCR) die spannungsstützende Wirkung der Kondensatorbänke mit ein. Sie ist definiert als:

$$ESCR = \frac{S_{kN}}{P_{rLCC} - Q_C} . \quad (5.14)$$

Weiterhin konnte den hier aufgeführten Quellen nicht entnommen werden, welcher Kurzschlussstrom genau für die Netzbewertung Anwendung findet ( $I_k''$ ,  $I_k$  oder andere). In [90 S. 6-7] wird spezifiziert, dass die gewählte Darstellung für den Zeitbereich gilt, in dem die Regler der HGÜ aktiv sind und etwaige Spannungsregler von Generatoren im Netz noch nicht aktiv sind. Die Möglichkeiten der dynamischen Netzstützung mit schnellen Kompensationseinrichtungen wie beispielsweise thyristorgesteuerten Kondensatorbänken oder auch hybriden AC/DC-Systemen werden folglich durch dieses Modell nicht korrekt abgebildet.

Dies spiegelt sich auch in mehreren aktuellen Veröffentlichungen wider, die den positiven Einfluss von leistungselektronischen Betriebsmitteln wie VSC-HGÜ-Umrichtern auf die Spannungsstabilität und damit die Anschlussmöglichkeiten für LCC-HGÜ-Stationen beschreiben. Diese weisen, wie in Kapitel 4 ausgeführt wird, einen bezogen auf die Bemessungsleistung deutlich niedrigeren Kurzschlussstrom auf als Synchronmaschinen. Allerdings können sie, wie in Kapitel 3 dargestellt, deutlich schneller auf Spannungsabweichungen reagieren und diesen durch angepasste Blindleistungseinspeisung entgegen wirken. Aktuelle Forschungsarbeiten befassen sich mit Möglichkeiten, diese Spannungsstützung durch eine andere Definition der ESCR [93] oder auch die Definition eines neuen Faktors "Apparent Increase of Short Circuit Ratio" (AISCR) [94] abzubilden.

Es ist zu klären, ob das Spannungsverhalten von Netzen mit einem zunehmenden Anteil an Umrichtern weiterhin entsprechend der Kurzschlussleistung zu beschreiben ist. Als Arbeitshypothese wird festgehalten, dass das Spannungsverhalten hybrider AC/DC-Netze sich wegen der schnellen Regelung von dem konventioneller Systeme

---

unterscheidet und durch andere Größen als die Kurzschlussleistung beschrieben wird. Ggf. ist eine unterschiedliche Beschreibung des Netzverhaltens für verschiedene Zeitbereiche sinnvoll. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit mittels dynamischer Simulationen untersucht, welche Größen (Sensitivitäten der Spannung) das Spannungsverhalten beschreiben. Es wird vorgeschlagen, diese an jedem Netzknoten zu berechnen und anhand dieser Kenngröße beispielsweise über die Anschlussfähigkeit von LCC-HGÜ-Umrichtern zu entscheiden.

## 5.5 Zusammenfassung

Die Modellierung von Energieversorgungssystemen mithilfe des Thévenin-Äquivalents entsprechend der Kurzschlussleistung ist weithin gebräuchlich. Sowohl historische Quellen als auch aktuelle Forschungsarbeiten und Regelwerke zeigen dies auf. Die Modellierung wird in verschiedenen Anwendungsgebieten verwendet, um Netze bzw. Netzknoten zu bewerten. Eine genaue Begründung für die Verwendung der Kurzschlussleistung ist in der Literatur nicht aufzufinden. Die wesentlichen Anwendungsgebiete sind:

- Nachbildung von Netzteilen für dynamische Studien
- Ausbildung von Spannungstrichtern
- Bewertung von Anschlussknoten konventioneller Erzeugungsanlagen bezüglich der transienten Stabilität
- Spannungsstabilität von Netzknoten, z.B. für den Anschluss von Erzeugungsanlagen
- Netzurückwirkungen durch Erzeugungsanlagen

Die **Netznachbildung** als Spannungsquelle mit Impedanz ist für lineare zeitinvariante Systeme zulässig. Obwohl die aktiven Betriebsmittel in Energieversorgungssystemen sowohl nichtlineare als auch zeitvariante Charakteristiken aufweisen, wird diese Form der Netznachbildung häufig für dynamische Studien eingesetzt. Es liegt nahe, dass die Verwendung auf einer ausreichend hohen Korrelation des Verhaltens von konventionellen Systemen und Netznachbildungen beruht. Umrichter mit ihrer völlig anderen Dynamik werden jedoch möglicherweise nicht ausreichend gut durch Ersatznetze entsprechend der Kurzschlussleistung abgebildet. Dies wird in den nachfolgenden Kapiteln mit Simulationen genauer untersucht.

Für die Bewertung von **Spannungstrichtern** erscheinen die Kurzschlussströme prinzipiell geeignet: bei gleichem (passiven) Netz und der gleichen Erzeugungsart (z.B. rein konventionelle Erzeugung) bedeutet eine höhere Kurzschlussleistung an einem beliebigen Punkt eine höhere installierte Erzeugungsleistung. Durch die folglich höheren Kurzschlussströme bei niedrigeren Impedanzen ergeben sich höhere Restspannungen. Allerdings liefern leistungselektronische Erzeugungsanlagen bei Restspannung andere Kurzschlussströme als Synchronmaschinen. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit mit Großsignalstörungen die Korrelation zwischen Restspannung und Kurzschlussleistung genauer untersucht.

Die Bewertung der **transienten Stabilität** mit der Kurzschlussleistung wird vor allem wegen der Kopplung der betroffenen Synchronmaschine mit dem elektrischen Netz vorgenommen. Eine hohe Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt ist korreliert mit niedrigen Netzimpedanzen und somit einer engen Kopplung der betrachteten Synchronmaschine mit anderen Maschinen. Dies bewirkt niedrige initiale Polradwinkeldifferenzen sowie eine schnelle Spannungsrückkehr. Allerdings ist eine hohe Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt auch mit einer hohen Netzträgheit korreliert, welche die Stabilität eher nachteilig beeinflusst. Aus diesem Grund wird nachfolgend untersucht, wie die Kurzschlussleistung in konventionellen und umrichterdominierten Systemen verschiedener Konfigurationen mit der Stabilität korreliert.

Die Beschreibung von Spannungssprüngen bei definierten Ereignissen wie **Blindlastsprüngen** beruht auf der Annahme, dass das Netz auch nahe des stationären Betriebspunktes durch ein Ersatznetz entsprechend der Kurzschlussleistung ersetzt werden kann. Es wird hier also das Großsignalverhalten des Systems, der Strom bei Kurzschluss, auf das Kleinsignalverhalten bei kleineren Ereignissen übertragen. Nachfolgend wird untersucht, ob dies zulässig ist und ob eine solche Korrelation auch in umrichterdominierten Systemen besteht.

Die Anwendungen der Kurzschlussleistung im Bereich der **Netzrückwirkungen** werden in dieser Arbeit nicht näher untersucht, da hierzu andere Modelle nötig sind als zur Beschreibung des Spannungsverhaltens im Netz. Sie umfassen unter Anderem Rückwirkungen von Anlagen auf die Höhe der Netzspannung und Verzerrungen der Spannungsform durch Harmonische.

Zusammenfassend kann die in Tabelle 5-1 dargestellte Untergliederung der mit Kurzschlussleistung beschriebenen Themengebiete vorgenommen werden. Netznachbildung stellt hierbei den Oberbegriff dar, der die dargestellten konkreten Anwendungsgebiete umfasst.

Grundsätzlich wird mit der Kurzschlussleistung das Spannungs- und Winkelverhalten eines Netzes beschrieben. Hierbei kann zwischen Klein- und Großsignalverhalten und verschiedenen Zeitbereichen (subtransient, transient, stationär) unterschieden werden. Die verschiedenen Anwendungsgebiete erfordern eine Nachbildung unterschiedlicher Aspekte des Netzverhaltens. Aus diesem Grund müssen die Zusammenhänge der Kurzschlussleistung in umrichterdominierten Netzen mit Klein- und Großsignalstörungen bezüglich der Spannung und Großsignalstörungen bezüglich des Winkels untersucht werden. Hierzu bieten sich dreipolige Kurzschlüsse und dreipolige (Blind-) Lastsprünge an. Das Spannungsverhalten bei Harmonischen wird in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

Tabelle 5-1: Strukturierung der Anwendungsgebiete der Kurzschlussleistung

	Spannungsverhalten (dU/dQ)						Winkelverhalten (d $\theta$ /dP)						Spannungsverhalten (dU/dI) bei Harmonischen
	Kleinsignal			Großsignal			Kleinsignal			Großsignal			
	subtransient	transient	stationär	subtransient	transient	stationär	subtransient	transient	stationär	subtransient	transient	stationär	stationär
<b>Spannungstrichter</b>	-	-	-	(✓)	✓	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Transiente Stabilität</b>	-	-	-	(✓)	✓	-	-	-	-	(✓)	✓	(✓)	-
<b>Spannungshaltung / Stabilität HGÜ</b>	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Netzurückwirkungen</b>	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓

## 6 AC/DC-Netzmodell

In diesem Kapitel wird die Methodik für die in Kapitel 7 dargestellten Untersuchungen vorgestellt. Dies umfasst eine Beschreibung des verwendeten Netzmodells bzgl. Topologie und stationärem Zustand in Abschnitt 6.1. Anschließend wird in Abschnitt 6.2 das Vorgehen für die dynamischen Effektivwertsimulationen und deren Auswertung beschrieben. Es folgt eine Beschreibung der modellierten Betriebsmittel in Abschnitt 6.3.

### 6.1 Netzmodell im stationären Zustand

Die Topologie und Grundkonfiguration des verwendeten AC/DC-Netzmodells ist in Abbildung 6-1 dargestellt. Es beschreibt den Anschluss eines 1-GVA-Kraftwerksblocks (G2, rechts) an ein 380-kV-Netz.

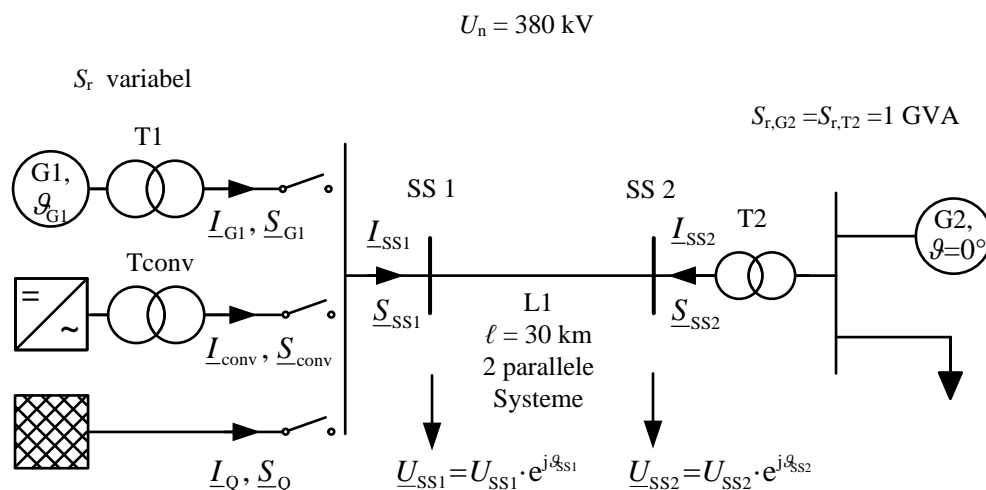


Abbildung 6-1: Topologie des AC/DC-Netzmodells, Definition der Messpunkte

Es existieren mehrere Erzeuger, die an Sammelschiene 1 angeschlossen werden können: a) ein weiterer Generator ( $G1$ ), b) ein Umrichter ( $conv$ ) oder c) ein Ersatznetz ( $Q$ ). Untersucht wird das Verhalten dieses Systems bei verschiedenen Werten der Kurzschlussleistung, welche über die Bemessungsleistungen dieser Erzeuger eingestellt werden. Zusätzlich werden hybride AC/DC-Systeme untersucht, bei denen  $G1$  sowie der Umrichter mit einem definierten Verhältnis der Bemessungsleistungen angeschlossen sind.

Die in den Simulationen betrachteten Messgrößen für Ströme, Spannungen und Winkel werden ebenfalls in Abbildung 6-1 definiert. Es ist zu beachten, dass der Polradwinkel von Generator  $G2$  als Referenz für die Spannungswinkel sowie den Polradwinkel von  $G1$

dient. Grund hierfür ist, dass  $\vartheta_{G2}$  als einziger Winkel im System eine Zustandsgröße darstellt und in jeder Konfiguration vorhanden ist. Aus diesem Grund wird  $\vartheta_{G2} = 0^\circ$  als Referenzwinkel gewählt, alle anderen Winkel beziehen sich auf diesen.

## 6.2 Untersuchungsumfang und Vorgehensweise

### 6.2.1 Überblick

Grundsätzlich werden an dem dargestellten AC/DC-Netzmodell dynamische RMS-Simulationen durchgeführt. Diese liefern Zeitverläufe der Effektivwerte von Strom- und Spannungszeigern und abgeleitete Größen. Um den Zusammenhang dieser Größen mit der Kurzschlussleistung zu untersuchen, werden wiederholte Simulationen mit variierender Bemessungsleistung der Erzeugungsanlagen an Sammelschiene 1 durchgeführt. Das Vorgehen für die Auswertungen ist in Abbildung 6-2 dargestellt und besteht aus den folgenden Schritten.

- Modelldefinition
- Stationärer Zustand
- Dynamische Simulation
- Berechnung der Kurzschlussströme
- Auswertung charakteristischer Größen aus den Simulationsergebnissen; Darstellung in Bezug auf Kurzschlussstrom / -leistung

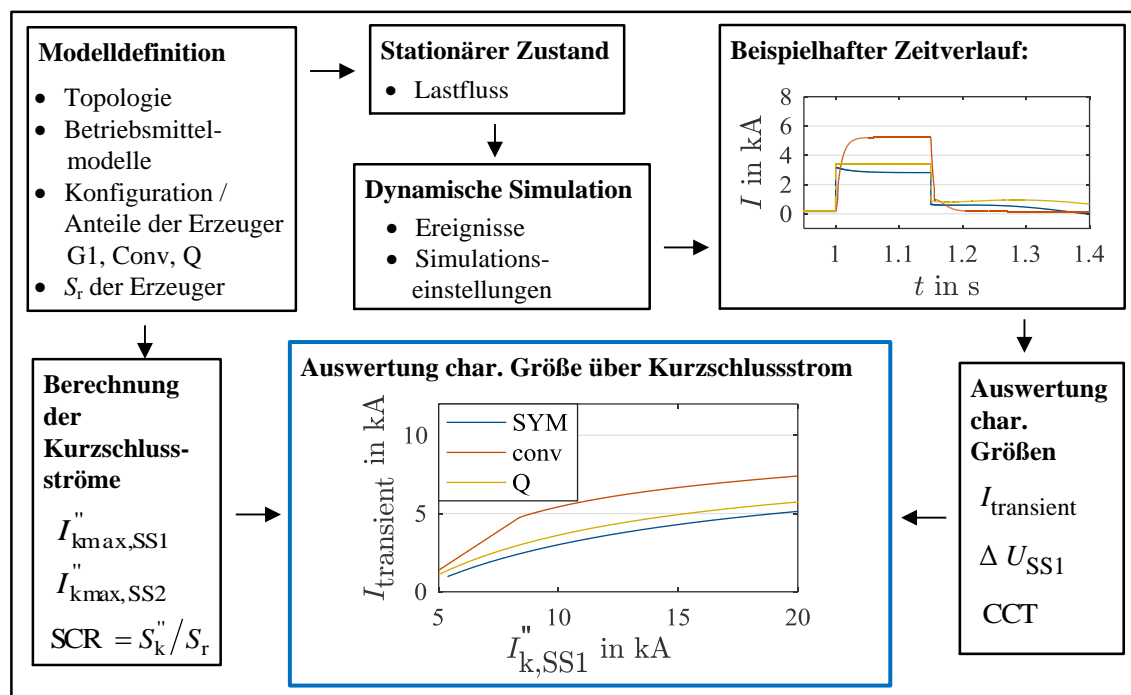


Abbildung 6-2: Vorgehensweise bei Simulation des AC/DC-Netzmodells

### 6.2.2 Modelldefinition

Für jede Simulation wird zunächst das konkrete Modell festgelegt. Hierbei wird stets von der in Abbildung 6-1 dargestellten Grundtopologie des Netzes ausgegangen. Die dynamischen Betriebsmittelmodelle der einzelnen Erzeugungsanlagen, die in Abschnitt 6.3 ausführlich vorgestellt werden, bleiben im Regelfall unverändert. Einzelne veränderte Parameter werden in Abschnitt 6.3 genannt.

Für jede Simulation wird jedoch die **Konfiguration** einzeln festgelegt. Als Konfiguration wird in dieser Arbeit der Anteil von konventionellen und leistungselektronischen Erzeugern bezeichnet. Dieser kann verändert werden, indem an SS 1 entweder nur die Synchronmaschine G1 oder nur der Umrichter angeschlossen werden. Zusätzlich können beide Einspeiser in verschiedenen Verhältnissen angeschlossen werden, um hybride Netze nachzubilden. Die Namensgebung definiert hierbei jeweils den Anteil der Umrichter an der Bemessungsleistung. So stellt die Konfiguration **20%** ein hybrides Netz dar, bei dem der Umrichter 20 % und G1 80 % der spezifizierten gesamten Bemessungsleistung aufweisen. Generator G2 bleibt hiervon stets unbeeinflusst und weist eine konstante Bemessungsleistung auf. In dieser Arbeit werden die in Tabelle 6-1 dargestellten Konfigurationen verwendet.

Um die Aussagekraft der Netznachbildung entsprechend der Bemessungsleistung zu prüfen, werden die Simulationsergebnisse des Systems in verschiedenen Konfigurationen mit einem Ersatznetz verglichen. Daher wird zusätzlich die Konfiguration mit Ersatznetz untersucht.

Tabelle 6-1: Konfigurationen des AC/DC-Netzmodells

Konfiguration / Umrichteranteil im hybriden Netz	Beschreibung
0% (Synchronmaschine, <i>SYM</i> )	konventionelles Netz
20%	einzelne HGÜ-Leitungen
50%	starker Anteil von DC-Systemen
80%	überwiegend DC-Netz
100 % (Umrichter, <i>conv</i> )	Energieübertragung vollständig über Umrichter / Asynchrone Netze
Ersatznetz ( <i>Q</i> )	Vergleich zur Zulässigkeit der Nachbildung

Für jede Konfiguration werden Simulationen mit verschiedenen **Bemessungsleistungen der Erzeuger** durchgeführt. Diese werden z.B. in 50-MVA-Schritten von 100 bis zu 10.000 MVA gesteigert, um von einem sehr schwachen bis zu einem starken Netz viele

Aussagen treffen zu können. Durch die Auswertung charakteristischer Größen für die jeweiligen Simulationen können Abhängigkeiten von der Bemessungs- bzw. Kurzschlussleistung abgeleitet werden.

### 6.2.3 Stationärer Zustand

Für das Netz muss zusätzlich ein **stationärer Zustand** definiert werden, also die Lastflusssituation. Wenn keine anderen Angaben erfolgen, liegt stets der in Abbildung 6-3 dargestellte Lastfluss vor. Generator G2 sorgt mit einer Wirkleistungseinspeisung von 700 MW für die lokale Versorgung der Last, die eine Scheinleistung von  $(800 + j 400)$  MVA aufnimmt. Die an Sammelschiene 1 angeschlossenen Erzeugungseinheiten gleichen die Wirkleistungsbilanz im System inklusive der Leitungsverluste aus. In den hybriden Konfigurationen wird die von Sammelschiene 1 gelieferte Wirkleistung entsprechend der Bemessungsleistung auf Umrichter und G1 aufgeteilt.

Beide 380-kV-Sammelschienen werden auf 1,05 p.u. geregelt. In den Transformatoren sind zur Vereinfachung der Betrachtung keine Stufensteller modelliert. So wird die Spannung an Sammelschiene 1 direkt durch die angeschlossenen Erzeugungsanlagen geregelt. In den hybriden Konfigurationen wird die von Sammelschiene 1 aufgenommene Blindleistung entsprechend der Bemessungsleistung auf Umrichter und G1 aufgeteilt. Im dynamischen Verlauf regeln beide Erzeuger mit ihren in Abschnitt 6.3 definierten Reglern die Spannung an Sammelschiene 1 auf den Sollwert 1,05 p.u.. Sammelschiene 2 wird von G2 geregelt.

Die Leitung L1 wird in dem betrachteten Lastfluss unterhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben und verhält sich kapazitiv. Dies resultiert in einer Blindleistungsabgabe an die Sammelschienen.

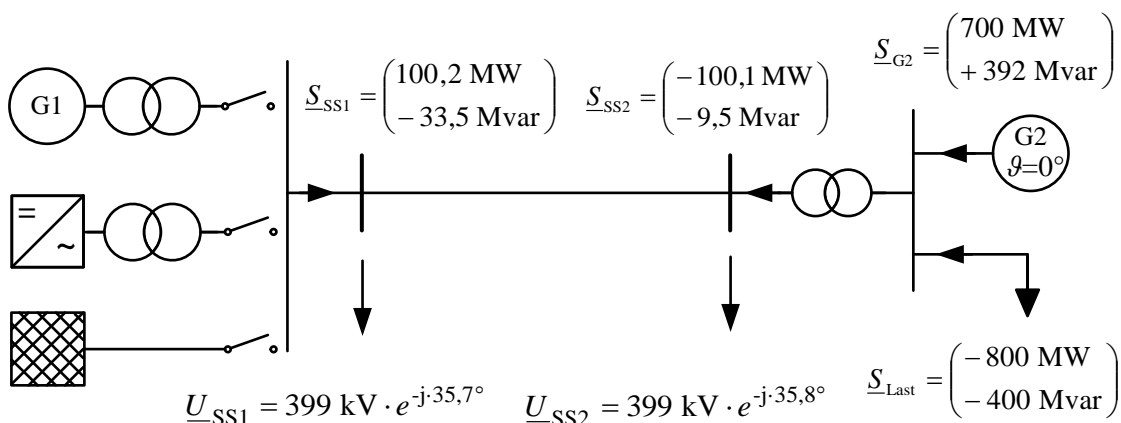


Abbildung 6-3: Lastfluss im AC/DC-Netzmodell



#### 6.2.4 Dynamische Simulation

Mit den verschiedenen Netzkonfigurationen werden **dynamische Simulationen** durchgeführt. Die dargestellten Simulationen ermitteln für definierte Ereignisse die Verläufe der Effektivwerte von Strom, Spannung, Zustandsgrößen der Betriebsmittel und abgeleiteten Größen und werden als RMS-Simulationen bezeichnet. Sie werden in der kommerziellen Simulationssoftware DIgSILENT PowerFactory (Version 2016) durchgeführt. Diese stellt ein weitverbreitetes Werkzeug zur Simulation stationärer Zustände und dynamischer Vorgänge in Übertragungs- und Verteilnetzen dar. Für diese Arbeit zeichnet sie sich besonders durch eine gut automatisierbare Berechnung und Auswertung einer großen Anzahl von Simulationen aus. Es wird in dieser Arbeit die variable Schrittweitensteuerung verwendet, wobei in Simulationen mit Umrichtern die maximale Schrittweite zu 1 ms gewählt wird, in allen übrigen Simulationen zu 10 ms. Größere Schrittweiten können zu numerischen Problemen führen.

Die Wahl der untersuchten **Ereignisse** erfolgt mit Blick auf die in Kapitel 5 erarbeiteten Anwendungsgebiete der Kenngröße Kurzschlussleistung. Es soll untersucht werden, wie gut die Kurzschlussleistung bzw. anhand der Kurzschlussleistung parametrisierte Ersatznetze das Systemverhalten bei unterschiedlichen Umrichteranteilen für Kurzschlüsse und Kleinsignalstörungen abbilden. Ein Überblick der Ereignisse ist in Tabelle 6-2 gegeben.

Zunächst erfolgt eine allgemeine Untersuchung der Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung mit Kurzschlüssen der Dauer von 150 ms an beiden Höchstspannungssammelschienen. Die Ausprägung von Spannungstrichtern wird mit demselben Ereignis untersucht.

Tabelle 6-2: Ereignisse zur Untersuchung der Anwendungsbereiche von  $S_k''$

	Ereignis	Ort
<b>Netznachbildung entsprechend Kurzschlussleistung</b>	Kurzschluss 150 ms	SS 1, SS 2
<b>Spannungstrichter</b>	Kurzschluss 150 ms	SS 2
<b>Transiente Stabilität</b>	Kurzschluss variabler Dauer	SS 2
<b>Spannungsverhalten (<math>dU/dQ</math>), Kleinsignal</b>	Zuschaltung von 100 Mvar (Blindlastsprung)	SS 1

Zur Betrachtung des Winkelverhaltens bzw. der transienten Stabilität werden ebenfalls Kurzschlüsse an SS 2 untersucht. Hierbei wird die Kurzschlussdauer variiert, um die

Stabilität des Gesamtsystems mit Hilfe der kritischen Fehlerklärungszeit (Critical Clearing Time, CCT) zu bewerten.

Zur Betrachtung des Kleinsignal-Spannungsverhaltens werden an SS 1 Blindlastsprünge untersucht. Es wird jeweils eine Last entsprechend der in 6.3.2 definierten Charakteristik zugeschaltet. Diese bezieht bei  $U = U_n$  eine Blindleistung von 100 Mvar, was beispielsweise dem Ausfall einer Kondensatorbank entspricht.

### 6.2.5 Berechnung der Kurzschlussströme

Abhängig vom Anteil und der Bemessungsleistung der an SS 1 angeschlossenen Erzeugungseinheiten erfolgt im nächsten Schritt die **Berechnung der Kurzschlussströme** bzw. der entsprechenden Kurzschlussleistungen des Systems. Dies ermöglicht eine Analyse der Korrelation von charakteristischen Größen mit der Kurzschlussleistung für verschiedene Systeme ebenso wie die korrekte Parametrierung der Ersatznetze für die Netznachbildung. Die Kurzschlussströme werden mit den in Kapitel 4 beschriebenen Berechnungsvorschriften durchgeführt und sind in MATLAB implementiert.

Es werden nur **maximale Kurzschlussströme** berechnet. Wie in Kapitel 5 dargestellt wurde, zielen Anforderungen an die Kurzschlussleistung im Netz meist auf Mindestanforderungen ab. Wichtig ist demnach eine Betrachtung des minimalen Kurzschlussstroms. Allerdings werden in der aktuellen Fassung der IEC 60909:2016 [5] für die Berechnung minimaler Kurzschlussströme keine Beiträge aus umrichterbasierten Betriebsmitteln berücksichtigt. Eine Untersuchung des Einflusses von HGÜ-Umrichtern auf die Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung ist folglich nur bei Betrachtung der maximalen Kurzschlussströme oder Definition eigener Berechnungsvorschriften für den minimalen Kurzschlussstrom sinnvoll.

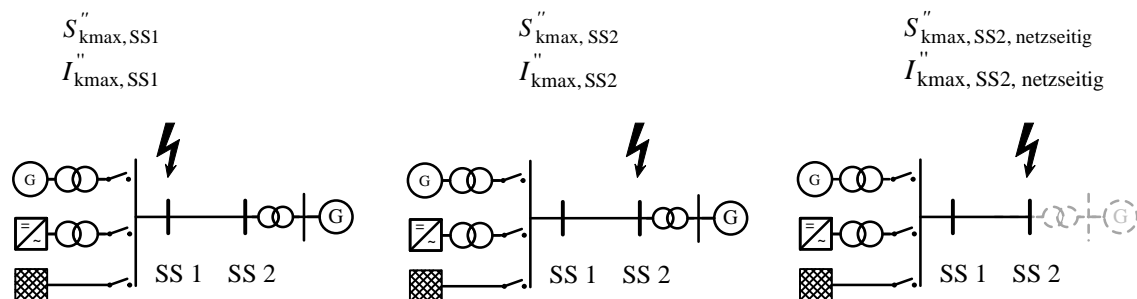


Abbildung 6-4: Definition der berechneten Kurzschlussströme

Im betrachteten Netz werden je nach Anwendungsbereich drei verschiedene Kurzschlussströme betrachtet, die in Abbildung 6-4 dargestellt sind. Dies sind zunächst die Kurzschlussströme an den Sammelschienen 1 und 2 ( $I''_{kmax,SS1}$ ,  $I''_{kmax,SS2}$ ). Zusätzlich

wird insbesondere für die Untersuchung der transienten Stabilität die netzseitig anstehende Kurzschlussleistung  $S''_{kmax,SS2,netzseitig}$  berechnet, die den Beitrag der Einspeiser an Sammelschiene 1 über die Leitung zur Kurzschlussleistung an SS 2 darstellt.

Hieraus kann das Kurzschlussleistungsverhältnis  $SCR = S''_{kmax,SS2,netzseitig} / S_{r,G2}$  berechnet werden, welches das Verhältnis der netzseitigen Kurzschlussleistung an SS 2 zur Bemessungsleistung des Generators G2 darstellt.

Ebenfalls wird die nicht in Abbildung 6-4 dargestellte Kurzschlussleistung  $S''_{kmax,SS1,netzseitig}$  berechnet, welche die Kurzschlussstrombeiträge der Erzeuger an Sammelschiene 1 zum Kurzschluss an SS1 bezeichnet. Im Folgenden wird der Index **max** zur Anzeige des maximalen Kurzschlussstroms weggelassen, da alle betrachteten Kurzschlussströme maximal sind.

### 6.2.6 Auswertung charakteristischer Größen

Ziel der vorhergehenden Schritte ist eine Auswertung charakteristischer Größen wie der Critical Clearing Time für die verschiedenen Konfigurationen in Bezug zur Kurzschlussleistung. Hierfür werden automatisiert zahlreiche Simulationen (z.B. mit unterschiedlichen Bemessungsleistungen) durchgeführt und die charakteristischen Größen in Bezug zur Kurzschlussleistung gesetzt. Diese **Auswertung der Simulationsergebnisse** wird mit MATLAB und einer Schnittstelle zur Ansteuerung von PowerFactory mit MATLAB durchgeführt.

## 6.3 Modellierung der Betriebsmittel

### 6.3.1 Synchronmaschine

Die Generatoren werden entsprechend dem in Kapitel 3.2 vorgestellten Modell mit den vollständigen Differentialgleichungen modelliert. Es werden typische Bemessungsdaten von Vollpol-Synchronmaschinen mit Dampfturbine verwendet, die in Tabelle A.3 in Anhang A 6 dargestellt sind. Sättigungseffekte werden nicht modelliert. Während die Bemessungsleistung von G2 konstant ist, wird sie für G1 und den zugehörigen Transformator T1 variiert, um Abhängigkeiten von der Kurzschlussleistung aufzuzeigen (vgl. Abschnitt 6.1).

Als Spannungsregler wird für alle Generatoren ein IEEE T1 – Regler mit Standardparametern verwendet. Die Reglerstruktur und –parameter sind in

---

Anhang A 6.1 dargestellt. In Generator G2 ist ein Turbinenregler des Typs TGOV1 zur Anpassung der mechanischen Antriebsleistung implementiert. Eine Darstellung des Reglers findet sich in [95], die Parameter in Anhang A 6.1. Dieser führt die Frequenz in den betrachteten Untersuchungen zurück. Der Einfluss ist für die betrachteten Vorgänge wegen seiner deutlich langsameren Zeitkonstanten jedoch gering (vgl. Kap. 3.2.4).

### 6.3.2 Lasten

Die Lasten sind als statische spannungsabhängige Wirk- und Blindleistungssenken entsprechend Kapitel 3.4.1 modelliert. Ihre Leistungsaufnahme ist entsprechend Gleichung (3.58) und (3.59) spannungsabhängig mit den Exponenten  $n_p = 1,6$  und  $n_q = 1,8$ . Die Werte  $P_0$  und  $Q_0$  entstammen der Lastflussberechnung. Der Leistungsfaktor der Last ist den Daten des jeweiligen Modells in den späteren Kapiteln zu entnehmen.

### 6.3.3 Leitung

Die dargestellte Freileitung wird entsprechend der nachfolgenden Daten modelliert:

Tabelle 6-3 Bemessungsdaten der Freileitung

Parameter	$l$ in km	Anzahl parall. Systeme	$X'/\text{System}$ in $\Omega/\text{km}$	$R'/\text{System}$ in $\Omega/\text{km}$	$C'/\text{System}$ in nF/km	$I_T/\text{System}$ in A
Wert	30	2	0,25	0,03	14,4	2580

### 6.3.4 Ersatznetz

Das in Abbildung 6-1 abgebildete Ersatznetz wird wie in Kapitel 5.1 beschrieben entsprechend der Kurzschlussleistung parametrisiert. Es weist (soweit nicht anders angegeben) eine unendlich hohe Trägheit auf bzw. ist als interne Spannungsquelle mit einem konstantem Spannungswinkel nachgebildet. In ausgewählten Simulationen wird das Ersatznetz jedoch mit einer endlichen Trägheitskonstante parametrisiert und verhält sich in diesem Fall wie eine Synchronmaschine, bei der subtransiente, transiente und Synchronreaktanzen einen identischen Wert entsprechend der Kurzschlussimpedanz des Ersatznetzes aufweisen. Bei diesen Simulationen wird dies explizit genannt.

### 6.3.5 HGÜ-Umrichter

Die HGÜ-Umrichter werden als Multilevel-VSC-Umrichter modelliert, entsprechend der in Deutschland zur Verstärkung der Netze eingesetzten Technologie (vgl. Kap. 2.2). Zur Modellierung der Multilevel-Umrichter bieten sich die in Kapitel 3.3.2 vorgestellten Modelltypen an, die zu unterschiedlich genauen Ergebnissen gelangen. In dieser Arbeit

werden vorwiegend Effektivwertsimulationen durchgeführt, deren Berechnungsergebnis die Effektivwerte sowie Winkel von Strömen und Spannungen sind.

Das für Effektivwertsimulationen verwendete Umrichtermodell des Cigré-Typs 6 wird in der Literatur nur eingeschränkt für die Untersuchung von Kurzschlüssen empfohlen. Aus diesem Grund wird dieses Modell in dieser Arbeit mit einem genaueren Modell des Typs 3 verifiziert. Die Beschreibung des Typ-3-Modells sowie die Ergebnisse der Verifikation der zwei Modelle finden sich in den Anhängen A 6.2 bzw. A 6.3.

### Topologie der Station

Multilevel-Umrichter benötigen keine Filterelemente und auch keine Drosselspulen [37], sondern beinhalten an Primärtechnik auf der AC-Seite nur den Umrichter selbst und den Umrichtertransformator. Dies ist in dem in Abbildung 6-5 dargestellten einpoligen Ersatzschaltplan erkennbar. Elemente der Sekundärtechnik wie Schalter, Wandler und Ableiter sind für diese Arbeit nicht relevant und werden daher nicht modelliert.

Die Bemessungsdaten für die HGÜ-Station sind in Abbildung 6-5 dargestellt und orientieren sich an realen Projekten im europäischen Übertragungsnetz. Der Wert für die bezogene Transformatorinduktivität entstammt den Daten für das INELFE-Projekt [96]. Die Bemessungsspannung des DC-Kreises wird mit  $U_{\text{rdc}} = \pm 400 \text{ kV}$  vergleichbar dem Ultranet-Projekt gewählt [97]. Entsprechend wird auch die AC-Konverterspannung zu  $U_{\text{rTconv}} = 416 \text{ kV}$  gewählt. Die in dieser Arbeit variierte Bemessungsleistung entspricht stets der maximal abgebbaren Wirkleistung; eine Überdimensionierung der Umrichterstation zur Erhöhung der Blindleistungsstützung wird aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht vorgenommen.

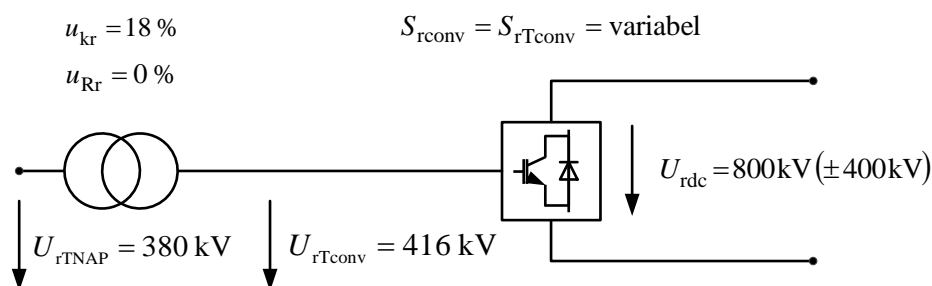


Abbildung 6-5: Einpoliger Ersatzschaltplan der VSC-HGÜ-Station

Für lokale Ereignisse auf der AC-Seite wie Kurzschlüsse oder Blindlastsprünge kann angenommen werden, dass die DC-Spannung näherungsweise  $\pm 400 \text{ kV}$  beträgt (vgl. Abschnitt 3.3.3, [64]). Aus diesem Grund wird die DC-Spannung als konstant angenommen und die DC-Seite des Umrichters als ideale Spannungsquelle modelliert.

## Regelprinzip

Das Regelprinzip für die HGÜ-Station ist in Abbildung 6-6 dargestellt. Der Umrichter regelt im Normalbetrieb die Spannungshöhe  $U_N$  und die Wirkleistungsabgabe  $P_N$  am Netzanschlusspunkt NAP auf die vorgegebenen Sollwerte. Die Spannungshöhe wird stets zu  $U_{N,soll} = 1,05$  p.u. vorgegeben. Die Wirkleistungsvorgabe des Umrichters hängt von der Konfiguration ab und wird entsprechend angepasst.

In jedem Zeitschritt der Simulation werden die Sollwerte und die Simulationsergebnisse des vorigen Zeitschritts von  $U_N$  und  $P_N$  in den äußeren Stromregler gegeben. Dieser ermittelt die Sollwerte für den Umrichterstrom in d- und q-Koordinaten und übergibt diese an den Umrichter. Der Umrichter selbst ist in diesem Modell als ideale Stromquelle modelliert und prägt den gewünschten Strom ein. Der Umrichter benötigt Informationen über die Phasenlage der Spannung  $\underline{U}_N$ , um den in d- und q-Koordinaten vorgegebenen Stromsollwert phasenrichtig einzuprägen. Hierzu wird die mit einer Phasenregelschleife (PLL) gemessene Phasenlage verwendet. Gegenüber dem in Kapitel 3.3.3 dargestellten Grundprinzip der Regelung verzichtet die gewählte Implementierung auf einen inneren Stromregler. Wie in der Verifikation des Modells mit dem deutlich detaillierteren EMT-Modell des Cigré-Typs 3 deutlich wird, bildet das gewählte Modell das dynamische Verhalten des Umrichters ausreichend genau ab (vgl. Anhang A 6.3).

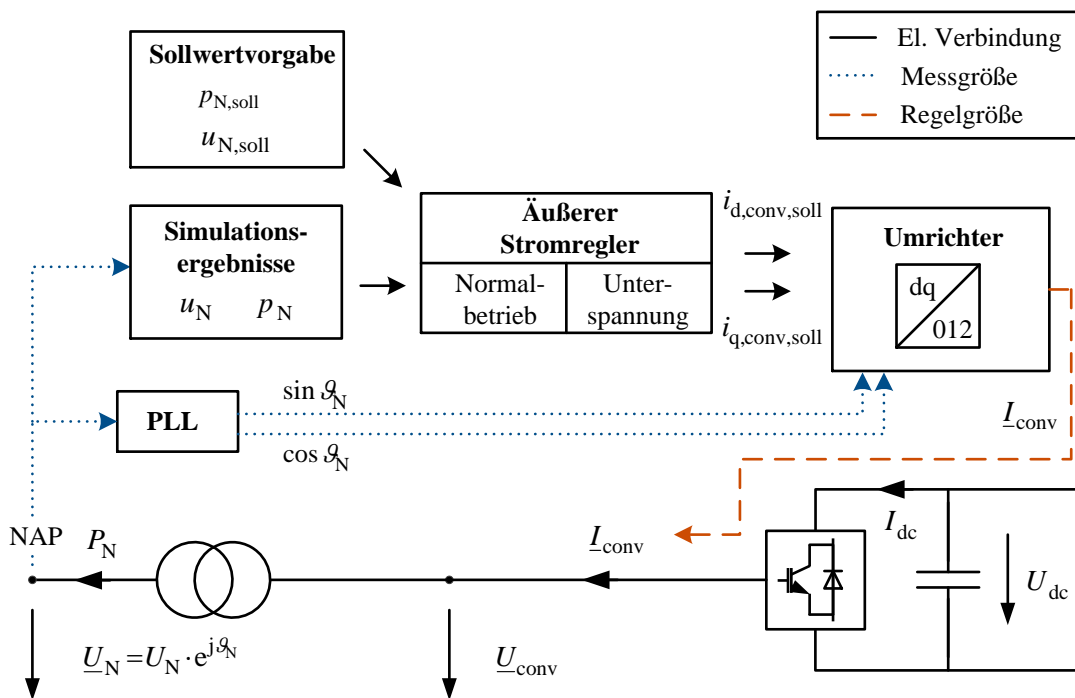


Abbildung 6-6: Regelschema der VSC-HGÜ-Station

Der äußere Stromregler unterscheidet zwischen zwei Betriebsmodi: dem Normalbetrieb und einem speziellen Regelmodus bei Unterspannungen. Der Unterspannungsmodus

wird aktiviert, sobald die gemessene Spannung  $U_{N,mess}$  den Wert von 0,9 p.u. unterschreitet.

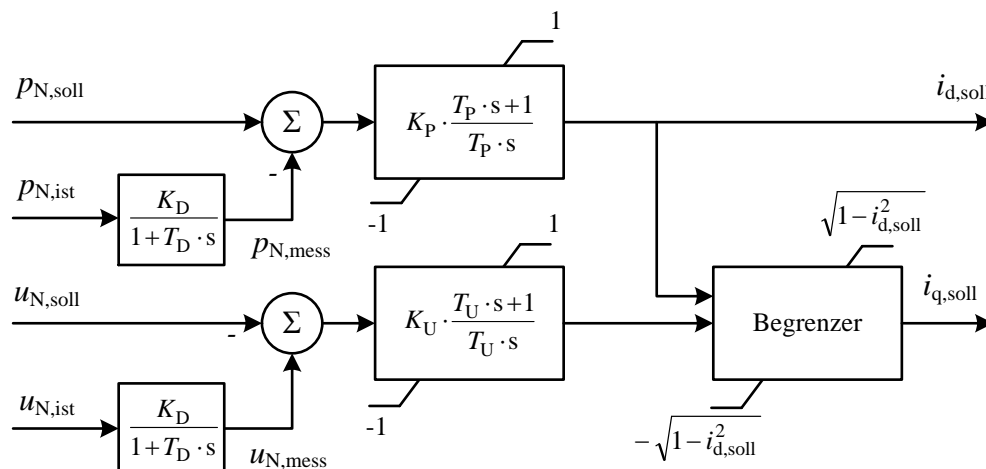


Abbildung 6-7: Äußerer Stromregler im Normalbetrieb

Die Regelung im Normalbetrieb ist in Abbildung 6-7 in bezogenen Größen dargestellt. Der Umrichter regelt auf die vorgegebene Spannungshöhe  $U_{N,soll}$  und einen vorgegebenen Wirkleistungssollwert  $P_{N,soll}$ . Zur Bildung der Regelabweichung werden die Simulationsergebnisse  $U_{N,ist}$  und  $P_{N,ist}$  in ein  $PT_1$ -Verzögerungsglied gegeben, das mit der Zeitkonstante  $T_D$  die in Realität auftretende Messverzögerung abbildet. Die Betriebsgrenzen werden sowohl im Normal- als auch im Unterspannungsbetrieb so modelliert, dass die Sollwertvorgaben bezüglich des Stroms auf 1 p.u. begrenzt werden. Die Bereitstellung von Wirkstrom erhält hierbei Vorrang gegenüber dem Blindstrom. Der Regler entspricht mit Ausnahme der Messverzögerung und Stellgrößenbeschränkung der in Abschnitt 3.3.3 vorgestellten Grundstruktur eines äußeren Stromreglers.

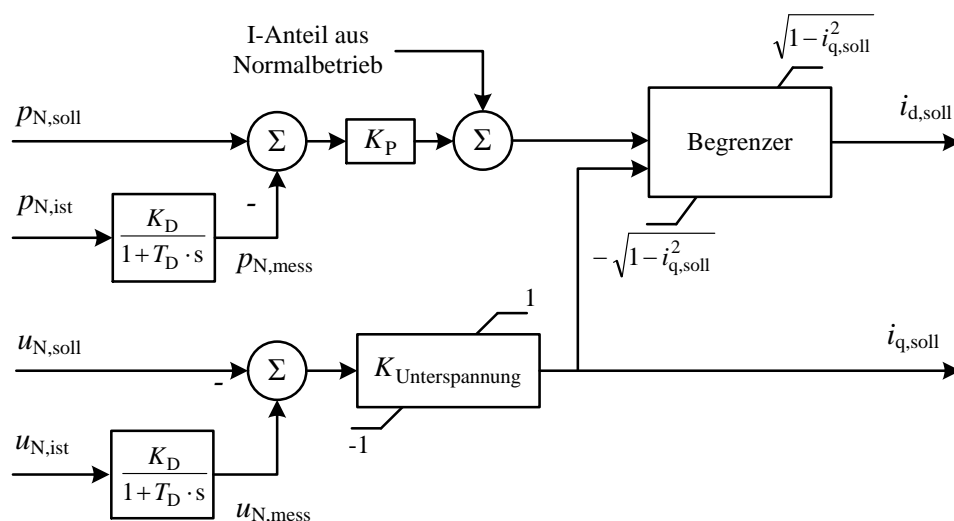


Abbildung 6-8: Äußerer Stromregler bei Unterspannungsregelung

Der Unterspannungsbetrieb wird aktiviert, wenn die gemessene Spannung  $U_{N,mess}$  den Wert von  $0,9 \cdot U_{N,soll}$  unterschreitet. Dieser Regelmodus ist in Abbildung 6-8 dargestellt. Der Blindstrom-Sollwert wird nun nicht mehr mit einem PI-Regler ermittelt, sondern mithilfe der bereits in Kapitel 2.3 (Abbildung 3-17) dargestellten Kennlinie der Steigung  $K_{Unterspannung} = 2$  zur Blindstrombereitstellung vorgegeben. Der Strom-Sollwert wird wiederum auf 1 p.u. begrenzt, in diesem Fall erhält die Bereitstellung von Blindstrom Vorrang gegenüber dem Wirkstrom. Die PI-Regler der Wirkstromregelung werden während der Unterspannungsphase deaktiviert, ihr I-Anteil bleibt konstant. Dies ist nötig, um nach der Fehlerklärung den Rückgang zum Normalbetrieb zu ermöglichen. Die Zeitkonstanten und Verstärkungsfaktoren beider Regelmodi sowie der PLL sind in Tabelle 6-4 angegeben.

Tabelle 6-4: Zeitkonstanten und Verstärkungsfaktoren der Umrichterregelung

PI-Regler				Mess- verzögerung		Verstärkungsfaktor bei Unterspannung		PLL	
$T_P$ in s	0,01	$T_U$ in s	0,01	$T_D$ in s	0,02	$K_{Unterspannung}$	2	$K_{P,PLL}$	10
$K_P$	0,25	$K_U$	1	$K_D$	1			$K_{I,PLL}$	30
								$T_{PLL}$ in s	1/3



## 7 Simulationsgestützte Untersuchung der Kurzschlussleistung als Kenngröße in AC/DC-Netzen

In diesem Kapitel wird mit dem in Kapitel 6 vorgestellten AC/DC-Netzmodell untersucht, inwiefern sich die Kurzschlussleistung als Kenngröße auch in AC/DC-Netzen eignet. Hierzu wird zunächst in Kapitel 7.1 das dynamische Verhalten des Netzes mit verschiedenen Umrichteranteilen bei dreipoligen Kurzschlüssen vorgestellt und verglichen. Dies veranschaulicht die qualitativen Unterschiede des Systemverhaltens in konventionellen und hybriden Energieversorgungssystemen. Charakteristische Größen wie der subtransiente und transiente Kurzschlussstrom, die Restspannung während Fehlern sowie die Spannungsrückkehr werden definiert.

Die anschließenden Untersuchungen folgen der in Kapitel 5 aufgestellten Struktur. So wird zunächst in Kapitel 7.2 allgemein untersucht, wie gut Ersatznetze derselben Kurzschlussleistung das Netzverhalten für die verschiedenen Konfigurationen abbilden. Auch hierfür werden dreipolige Kurzschlüsse betrachtet. Auf eine qualitative Betrachtung der Zeitverläufe folgt eine quantitative Untersuchung des Zusammenhangs der Kurzschlussleistung mit den genannten charakteristischen Größen. Entsprechend der in Abbildung 6-2 dargestellten Vorgehensweise werden die charakteristischen Größen für wiederholte Simulationen mit variiertem Kurzschlussleistung ausgewertet. Die Korrelation wird beschrieben und Gleichungen zur Beschreibung der Abhängigkeiten werden vorgestellt. Dies ermöglicht die Bewertung der Anwendung der Kurzschlussleistung zur Netzbewertung und -nachbildung für Kurzschlüsse sowie zur Bewertung von Spannungstrichtern.

In Kapitel 7.3 wird der Zusammenhang der Kurzschlussleistung mit der transienten Stabilität untersucht. Es werden Korrelationen der Critical Clearing Time (CCT) mit der Kurzschlussleistung für Systeme verschiedenen Umrichteranteils präsentiert. Es wird dargestellt, dass sich die Kurzschlussleistung abhängig vom Lastflussszenario unterschiedlich auf die Stabilität auswirkt. Die zugrunde liegenden Zusammenhänge werden mit typischen dynamischen Verläufen erläutert und diskutiert.

In Kapitel 7.4 erfolgt eine Analyse des Kleinsignalverhaltens der Netze. Hierfür werden die Spannungseinbrüche, Einschwingzeiten und stationären Spannungsabweichungen bei verschiedenen Umrichteranteilen für einen Blindleistungssprung untersucht. Die Abhängigkeit von der Kurzschlussleistung wird analysiert und Berechnungsgleichungen

---

werden aufgestellt. Abschließend werden in Kapitel 7.5 die Erkenntnisse zusammengefasst.

## **7.1 Dynamisches Verhalten in verschiedenen Konfigurationen bei dreipoligem Kurzschluss**

In diesem Abschnitt werden dynamische Verläufe von Strom und Spannung für einen dreipoligen Kurzschluss in dem in Kapitel 6 vorgestellten System vorgestellt. Dies ermöglicht ein qualitatives Verständnis der Unterschiede zwischen den verschiedenen Konfigurationen (konventionellen und hybriden Energieversorgungssystemen) und der Eignung von Ersatznetzen zur Nachbildung des Verhaltens.

Zu diesem Zweck werden nacheinander die drei Konfigurationen mit Synchronmaschine (*SYM*), Umrichter (*conv*) und 50 % Umrichter (*50 %*) betrachtet. In allen Konfigurationen weisen die Erzeugungsanlagen an Sammelschiene 1 jeweils eine Bemessungsleistung von 1.000 MVA auf – im Szenario 50 % sind folglich jeweils ein Umrichter und eine Synchronmaschine mit  $S_r = 500$  MVA angeschlossen. Es wird dargestellt, dass bei einer Beschreibung des Systemverhaltens verschiedene Zeitbereiche betrachtet werden müssen. Die Unterschiede zwischen den drei Konfigurationen werden für die verschiedenen Zeitbereiche vorgestellt und diskutiert. Es werden charakteristische Größen zur Beschreibung des Systemverhaltens in den Zeitbereichen definiert, die für die quantitativen Untersuchungen in den nachfolgenden Abschnitten dieses Kapitels genutzt werden.

### **7.1.1 Konfiguration Synchronmaschine**

Als erstes wird die Konfiguration mit Synchronmaschine G1 betrachtet, die einem konventionellen Energieversorgungssystem entspricht. In Abbildung 7-1 sind die dynamischen Verläufe von Strom, Spannung, Spannungswinkel und Drehzahl für verschiedene Messpunkte aufgetragen. Es ist zu beachten, dass unterschiedliche Zeitachsen für Strom und Spannung bzw. Winkel und Drehzahl zum Einsatz kommen. Grund ist, dass bei Strom und Spannung mehr Augenmerk auf dem Kurzschluss selbst liegt, während bei Winkel und Drehzahl der Einschwingvorgang nach Fehlerklärung bedeutender ist. Eine vollständige Beschreibung der Messpunkte und –größen befindet sich in Abbildung 6-1. Der Betrag des Stroms  $I_{SS1}$  ist bezogen auf den Bemessungsstrom von G1 dargestellt, um die Höhe des Kurzschlussstroms einzuordnen. Die Winkel sind auf den Polradwinkel von G2 bezogen.

Das Systemverhalten kann in vier Zeitbereiche unterteilt werden: den stationären Zustand, den subtransienten Zeitbereich unmittelbar nach Eintritt des Kurzschlusses, einen quasistationären transienten Zustand während des Fehlers (beginnend bei ca.  $t = 20$  ms) und das Einschwingverhalten nach Fehlerklärung. Der stationäre Zustand entspricht dem in Kapitel 6.1 beschriebenen Lastfluss. Die Spannungsbeträge an Sammelschiene 1 und 2 entsprechen dem Sollwert. G1 stellt an Sammelschiene 1 positive Wirk- und negative Blindleistung zur Verfügung, wie an den Stromwerten erkennbar ist. Die Spannungswinkel an den Sammelschienen 1 und 2 weisen eine verschwindend geringe Differenz auf und eilen gegenüber G2 nach. Der Rotorwinkel von G1 eilt ebenfalls um ca.  $25^\circ$  nach. Die Drehzahl der Maschinen entspricht im stationären Zustand der Nennfrequenz.

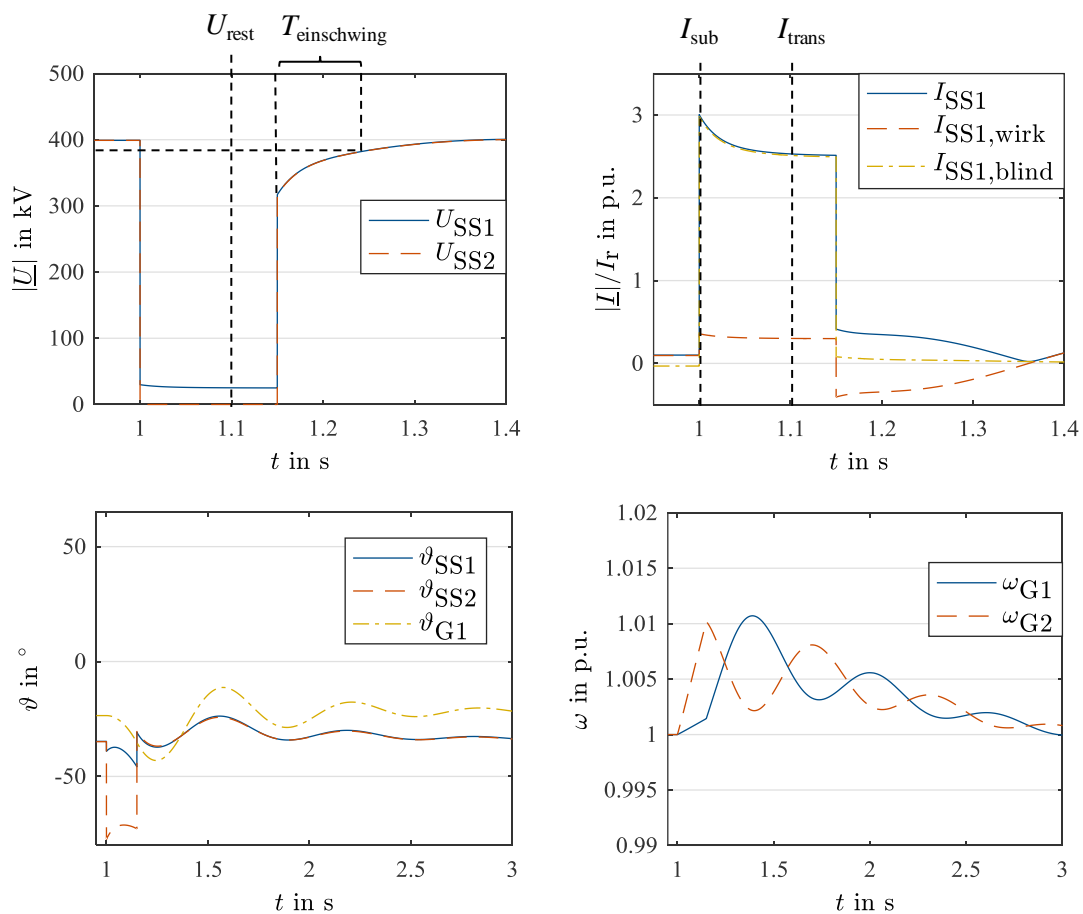


Abbildung 7-1: Dynamische Verläufe bei Kurzschluss an SS 2, Konfiguration SYM  
(unterschiedliche Zeitachsen)

Für die Spannungs- und Strombeträge werden in Abbildung 7-1 charakteristische Größen definiert, die das Systemverhalten in den genannten Zeitbereichen beschreiben. Dies sind:

- $I_{sub}$  bezeichnet den Strombetrag zum Zeitpunkt  $t = 1$  ms nach Fehlereintritt.

- 
- $I_{\text{trans}}$  bezeichnet den Strombetrag zum Zeitpunkt  $t = 100$  ms nach Fehlereintritt. Beide Stromwerte werden zur Bewertung der Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung verwendet.
  - $U_{\text{rest}}$  bezeichnet den Spannungsbetrag zum Zeitpunkt  $t = 100$  ms nach Fehlereintritt und wird für die Analyse der Spannungstrichter verwendet.
  - $T_{\text{einschwing}}$  bezeichnet die Dauer von der Fehlerklärung bis zu dem Punkt, an dem der Spannungsbetrag den Wert  $0,95 \cdot U_b = 379$  kV überschreitet.

Unmittelbar nach Eintreten des Kurzschlusses geht das System in den subtransienten Zustand über. Die Effektivwerte von Strömen und Spannungen verändern sich instantan, während die Rotorwinkel der Maschinen sowie die Frequenz als Zustandsgrößen konstant bleiben. Die betragsmäßigen Veränderungen in Strom und Spannung lassen sich mit dem subtransienten Kurzschlussstromverhalten entsprechend der Beschreibung aus Kapitel 3.2 erklären. G1 liefert einen bezogenen Kurzschlussstrom von 3 p.u.. Auch die Spannungswinkel an beiden Sammelschienen springen aufgrund der instantan veränderten Spannungsfälle. Es ist zu beachten, dass die Spannung an SS 2 während des Fehlers gegen null geht; der Spannungswinkel weist also nur wenig Aussagekraft auf.

Ohnehin tritt die instantane Veränderung der Phasenlage streng genommen nur in der gewählten Phasordarstellung bzw. der gewählten Art der Simulationsumgebung auf. In EMT-Simulationen und realen Energieversorgungssystemen ist der Spannungswinkel keine Systemgröße, sondern wird durch Auswertung der beobachteten Spannungsformen nachlaufend berechnet und weist während transienter Ausgleichsvorgänge wenig Aussagekraft auf (vgl. auch Anhang A 6.3 zur Vergleichbarkeit von RMS- und EMT-Modellen).

Im transienten Bereich klingt der Kurzschlussstrom aus G1 auf den transienten Wert ab, was sich in einem Absinken der Restspannung an Sammelschiene 1 widerspiegelt. Zugleich sind deutliche Veränderungen der Drehzahlen und Winkel erkennbar. G2 als unmittelbar vom Fehler betroffene Maschine beschleunigt deutlich, da sie während des Fehlers weniger Wirkleistung abgibt. G1 beschleunigt weniger stark, da erstens an den Klemmen der Maschine eine höhere Restspannung anliegt und sie zweitens eine geringere stationäre Wirkleistungsaufgabe aufweist. Die Polradwinkeldifferenz der beiden Maschinen steigt an, da G2 gegenüber G1 beschleunigt.

Unmittelbar nach der Fehlerklärung springt der Strom aus G1 instantan auf einen kleineren Wert. Die Spannung springt an beiden Sammelschienen auf einen Wert, der deutlich unter dem im stationären Zustand liegt. Dies ist durch die während des Fehlers abgebauten Felder in G2 zu erklären. Um diese wieder aufzubauen, nehmen die Maschinen Blindleistung auf bzw. geben weniger Blindleistung als im stationären Zustand ab. G1 geht während dieser Zeit vorübergehend in den motorischen Betrieb über, da die von G2 während des Fehlers aufgenommene Rotationsenergie ins Netz abgegeben wird. Dies würde in realen Netzen nicht auftreten. In der gewählten Modellierung bildet jedoch G1 stellvertretend ein konventionelles Netz nach.

Es schließt sich ein Einschwingvorgang an, in dem sich die beiden Synchronmaschinen durch Schwingungen und gegenseitigen Wirkleistungsaustausch aufeinander synchronisieren. Durch die integrierten Turbinenregler wird die Drehzahl auf 1 p.u. zurückgeführt.

### 7.1.2 Konfiguration Umrichter

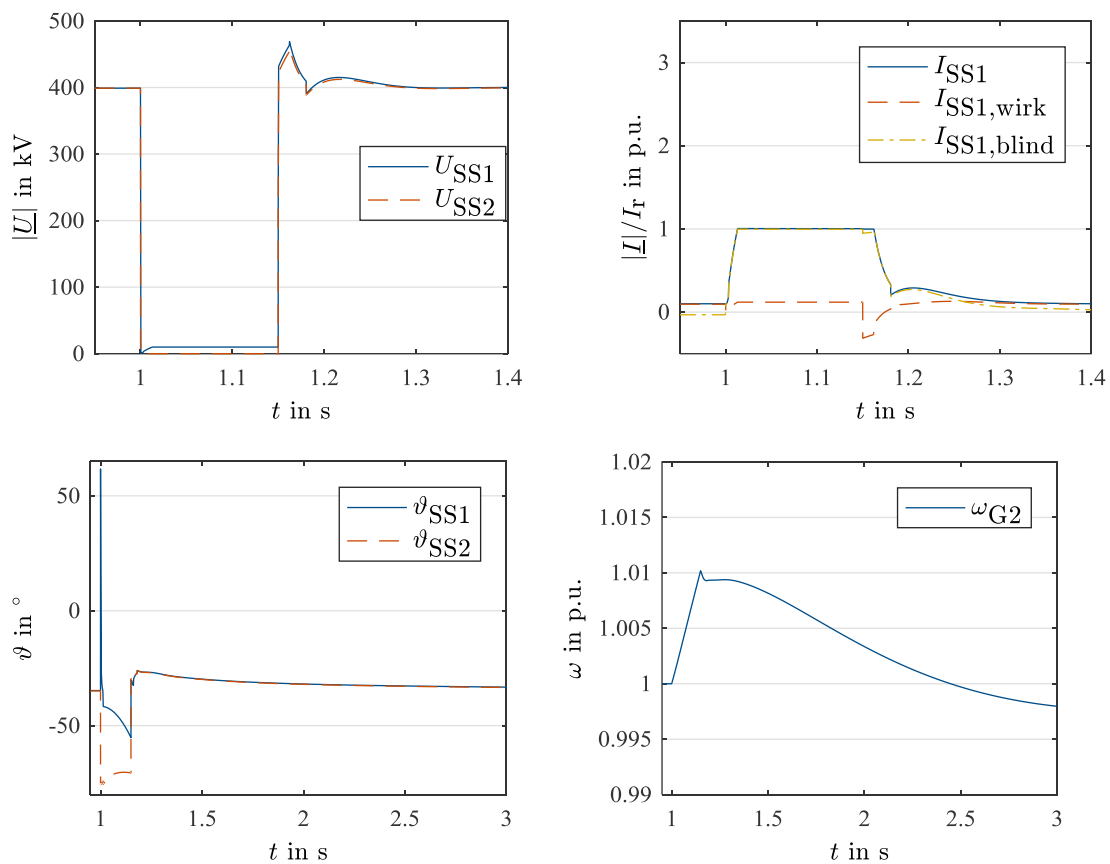


Abbildung 7-2: Dynamische Verläufe bei Kurzschluss an SS 2, Konfiguration conv  
(unterschiedliche Zeitachsen)

Zum Vergleich mit dem konventionellen Netz wird nun die Konfiguration mit 100 % Umrichteranteil betrachtet. In Abbildung 7-2 sind die dynamischen Verläufe für diese Konfiguration aufgetragen. Eine Beschreibung entsprechend der für die Synchronmaschine definierten Zeitbereiche bietet sich an. Der stationäre Zustand ist bei allen Konfigurationen identisch. Es ist allerdings zu beachten, dass kein Polradwinkel und keine Frequenz für den Umrichter definiert sind.

Im subtransienten Zustand zeigt sich ein fundamental unterschiedliches Strom-Spannungsverhalten. Der Umrichter liefert zunächst weiterhin den Betriebsstrom. Da dieser im betrachteten Lastfluss mit etwa 0,1 p.u. gering ausfällt, bricht die Spannung deutlich tiefer ein als in der Konfiguration mit Synchronmaschine. Der Spannungswinkel an Sammelschiene 1 springt in diesem Zustand um mehr als 100° gegenüber dem stationären Wert.

Dieser Vektorsprung ist bei Betrachtung der Zeigerdiagramme von Strom und Spannung an Sammelschiene 1 im stationären und subtransienten Zustand zu erklären. Aus diesem Grund ist in Abbildung 7-3 a) erneut der Ersatzschaltplan des relevanten Netzausschnitts für die Konfiguration mit 100 % Umrichter gegeben. Transformator und Leitung sind hier vereinfacht als Reaktanzen dargestellt.

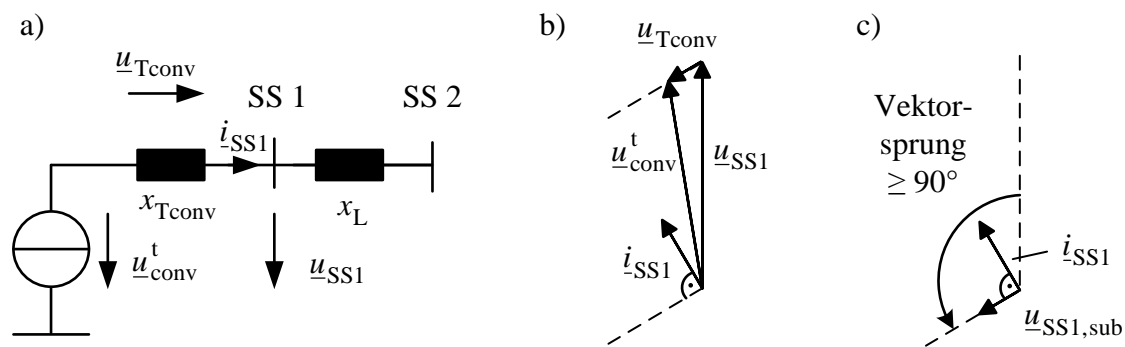


Abbildung 7-3: Erläuterung des Vektorsprungs in der Konfiguration Umrichter

- a) Ersatzschaltplan, b) Zeigerdiagramm im stationären Zustand
- c) Zeigerdiagramm im subtransienten Zustand

Für den stationären Zustand lässt sich das in Abbildung 7-3 b) dargestellte qualitative Zeigerdiagramm in bezogenen Größen konstruieren. Bei Annahme von  $u_{SS1}$  als Referenz eilt die interne Spannung am Umrichter vor. Da der Umrichter im Lastfluss Wirkleistung abgibt und Blindleistung aufnimmt (untererregtes Verhalten), eilt die interne Spannung am Umrichter vor. Der entsprechende Spannungsfall am Transformator

$$\underline{u}_{Tconv,stationär} \approx j \cdot x_{Tconv} \cdot \underline{i}_{SS1,stationär} \quad (7.1)$$

bedingt einen der Spannung voreilenden stationären Umrichterstrom  $\underline{i}_{SS1,stationär}$ .

Da der Umrichter als Stromquelle modelliert ist, wird der Umrichterstrom unmittelbar nach Fehlerklärung weiter eingespeist. Wie in Abbildung 7-3 c) dargestellt, lässt sich entsprechend auch die subtransiente Spannung an Sammelschiene 1

$$\underline{u}_{SS1,sub} \approx j \cdot x_L \cdot \dot{i}_{SS1,stationär} \quad (7.2)$$

ableiten. Wie in dem Zeigerdiagramm erkennbar ist, resultiert für den betrachteten Lastfluss ein Spannungswinkelsprung von über  $90^\circ$ . Unter Verwendung der Impedanzen lässt sich der in Abbildung 7-3 beobachtete Sprung berechnen.

Nach Erkennung des Fehlers schaltet der Umrichter in den Unterspannungsmodus und regelt den geforderten Blindstrom ein. Die Einregelung erfolgt innerhalb von 20 ms. Der Fehlerstrom ist in der Höhe des Bemessungsstroms und liegt damit deutlich unterhalb des Stroms in der Konfiguration Synchronmaschine, die ein konventionelles Netz nachbildet. Ebenso ist die Spannung an Sammelschiene 1 in diesem Zeitbereich deutlich niedriger als im konventionellen System. Die Beschleunigung von Generator 2 ist identisch zur Konfiguration Synchronmaschine, da der Kurzschluss Beeinflussungen zwischen Generator 2 und den Erzeugungsanlagen im Netz ausschließt.  $\vartheta_{SS1}$  springt durch das Einregeln des induktiven Fehlerstroms auf einen leicht negativen bzw. nacheilenden Wert. Während des transienten Zustands eilt der Spannungswinkel in Bezug zu G2 zunehmend nach; der Umrichter behält seine eigene Frequenz annähernd bei, während G2 demgegenüber beschleunigt.

Unmittelbar nach der Fehlerklärung wird weiterhin der Fehlerstrom in Höhe des Bemessungsstroms eingespeist. Dies resultiert in einer Spannungsüberhöhung. Wie bereits in Kapitel 6 ausgeführt, bildet das RMS-Modell in diesem Zeitbereich nicht exakt das Umrichterverhalten in den drei Leitern ab. Zudem würden diese sehr kurzzeitigen Überspannungen durch Ableiter gekappt. Die Spannungswinkel an den Sammelschienen eilen direkt nach Fehlerklärung gegenüber ihrem stationären Wert vor.

Der Einschwingvorgang ist in der betrachteten Konfiguration zunächst dadurch geprägt, dass die Regelung die Spannungsrückkehr erkennt und in den Normalbetrieb umschaltet. Ca. 30 ms nach Fehlerklärung beginnt der Einschwingvorgang zurück zum stationären Zustand. Im Gegensatz zu der Konfiguration mit Synchronmaschine treten hier keine Schwingungen auf. Stattdessen synchronisiert sich der Umrichter auf die Phasenlage und Frequenz der Spannung an Sammelschiene 1 und damit auf Generator G2.

---

An dieser Betrachtung werden zwei fundamentale Unterschiede zwischen den konventionellen und umrichterdominierten Systemen deutlich. Zunächst weisen die Kurzschlussströme bei gleicher Bemessungsleistung grundsätzlich andere Charakteristiken auf. In dem nachfolgenden Kapitel 7.2 wird genauer erarbeitet, wie sich dies bei Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung abbilden lässt.

Zweitens weisen die Systeme ein grundsätzlich anderes Schwingungsverhalten auf. Während im System mit Synchronmaschine Schwingungen zwischen den einzelnen Maschinen auftreten, weist der Umrichter kein vergleichbares Trägheitsverhalten auf. Dies kann zunächst durch Gegenüberstellen der Gleichungen für die Phasenwinkel der betrachteten Betriebsmittel sowie deren Wirkleistungsabgabe verdeutlicht werden.

Während sich der Winkel der Synchronmaschine durch die bereits bekannte Gleichung (7.3) in Abhängigkeit vom Wirkleistungsgleichgewicht verändert, synchronisiert sich der mit der PLL gemessene Bezugswinkel des Umrichters entsprechend Gleichung (7.4) auf die Netzspannung (vgl. Abbildung 3-15).

$$\ddot{\vartheta}_G = -\frac{D}{T_A} \dot{\vartheta} + \frac{1}{T_A} \cdot (p_{\text{mech}} - p_{\text{el}}) \quad (7.3)$$

$$\ddot{\vartheta}_{\text{PLL}} = -K_P \cdot \dot{u}_q - \frac{K_P}{T_{\text{PLL}}} \cdot (u_q) \quad (7.4)$$

Die in dem betrachteten System auftretenden Zeitkonstanten von  $T_A = 10$  s und  $T_{\text{PLL}} = 1/3$  s (siehe Tabelle 6-4) zeigen bereits auf, dass der Umrichter sich deutlich schneller synchronisiert.

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die in Kapitel 3.3.3 vorgestellten inneren Stromregler der Umrichter eine Störgrößenaufschaltung aufweisen. Bei nicht-synchroner PLL wird die Störgröße  $u_q$  im Regler berücksichtigt; der Umrichter reagiert folglich noch schneller. Der hier modellierte ideale innere Stromregler ermöglicht es dem Umrichter, auch bei noch nicht wieder erlangtem Synchronismus der PLL die Wirkleistung einzuregeln. Entscheidend für das in Abbildung 7-3 beobachtete Winkelverhalten ist daher nicht in erster Linie die Zeitkonstante der PLL-Synchronisation, sondern vielmehr die Vorgabe für die Wirkleistungsabgabe. Während die Wirkleistung der Synchronmaschine

$$p'_{\text{el}} = \frac{e' \cdot u}{x_d} \cdot \sin(\vartheta) \quad (7.5)$$



eine Abhängigkeit vom Rotorwinkel aufweist, regelt der Umrichter die abgegebene Wirkleistung  $p_{el}$  bzw. das ermittelte Wirkleistungsdefizit  $\Delta p_{el} = p_{el,soll} - p_{el,mess}$  gemäß der aus Abbildung 6-7 abgeleiteten Gleichung (7.6) aktiv aus. Die Zeitkonstante für diesen Regelkreis  $T_p = 0,02$  s führt zu einer deutlich schnelleren Einregelung der Wirkleistung aus dem Umrichter.

$$p_{el} = i_d \cdot u_d = \left[ K_P \cdot \Delta p_{el} + \frac{K_P}{T_p} \cdot \Delta \dot{p}_{el} \right] \cdot u_d \quad (7.6)$$

Der Umrichter weist folglich kein der Synchronmaschine vergleichbares Trägheitsverhalten auf, sondern synchronisiert sich aktiv auf die Netzspannung bzw. benachbarte Synchronmaschinen. Bei geeigneter Parametrierung der Regler tritt keine Desynchronisation bzw. Instabilität auf.

### 7.1.3 Konfiguration 50 %

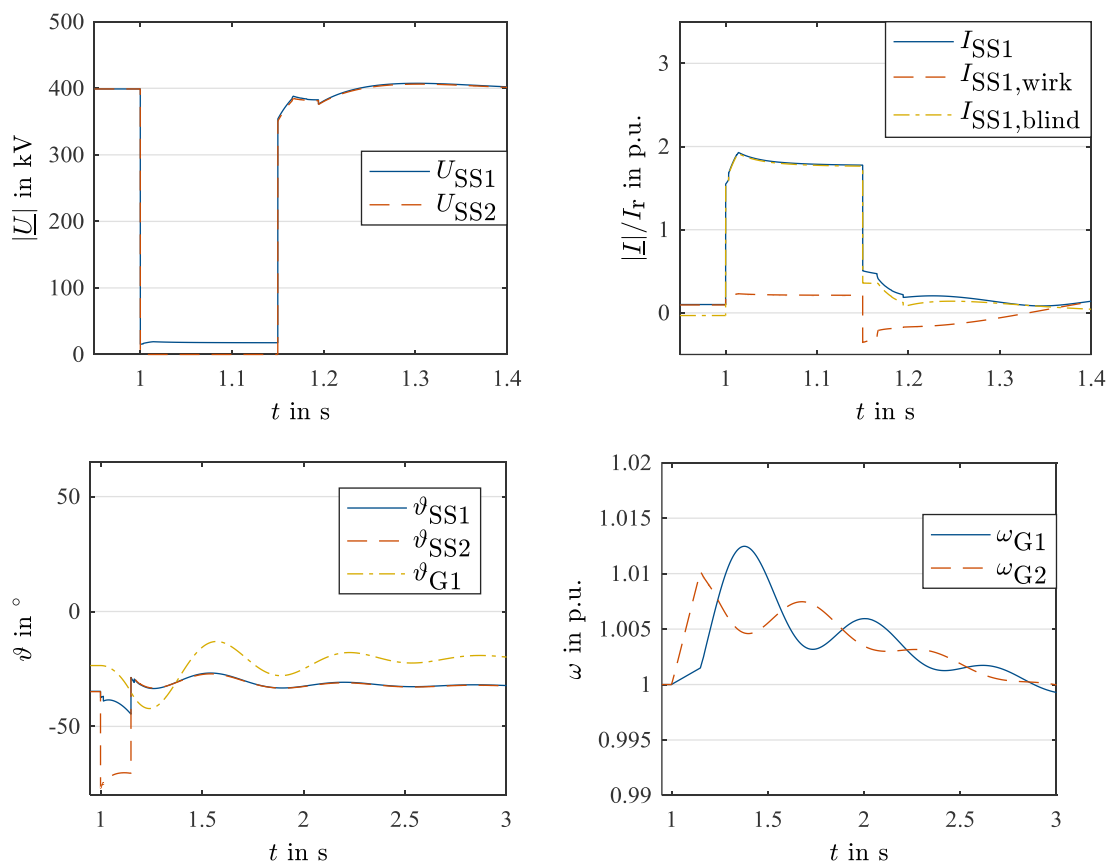


Abbildung 7-4: Dynamische Verläufe bei Kurzschluss an SS 2, Konfiguration 50 %  
(unterschiedliche Zeitachsen)

Das hybride AC/DC-System mit 50 % Umrichteranteil weist das in Abbildung 7-4 dargestellte Verhalten auf. Die Verläufe weisen in allen Zeitbereichen ein

---

Mischverhalten zwischen den Konfigurationen mit 100 % Synchronmaschine und 100 % Umrichter auf.

So springt der Kurzschlussstrom im subtransienten Zustand entsprechend dem Fehlerstrom aus der Synchronmaschine G1. Während der Strom aus G1 im transienten Zeitbereich abklingt, tritt der eingeregelter Fehlerstrom aus dem Umrichter hinzu. Der Gesamtwert des Fehlerstroms liegt zwischen den Konfigurationen Synchronmaschine und Umrichter.

Nach Fehlerklärung ist ein Einschwingvorgang ähnlich dem in der Konfiguration Synchronmaschine zu beobachten. Er weist dieselbe Zeitkonstante auf, klingt allerdings schneller ab. Dies kann nicht monokausal begründet werden, wird allerdings durch die mit Umrichter schnellere Spannungsrückkehr nach der Fehlerklärung verbessert. Eine quantitative Analyse des Systemverhaltens und ein Vergleich mit den Extremszenarien Synchronmaschine und Umrichter erfolgt im nachfolgenden Abschnitt.

## 7.2 Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung bei dreipoligem Kurzschluss

Im Folgenden wird betrachtet, wie gut das Kurzschlussverhalten des betrachteten Systems in verschiedenen Konfigurationen durch eine Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung beschrieben wird. Hierfür werden in Abschnitt 7.2.1 die bereits bekannten Zeitverläufe der drei Konfigurationen Synchronmaschine (*SYM*), 50 % Umrichteranteil sowie 100 % Umrichteranteil (*conv*) betrachtet und mit entsprechenden Ersatznetzen verglichen. Dies ermöglicht eine qualitative Diskussion des Verhaltens. Es ist zu beachten, dass die drei Konfigurationen mit Ersatznetzen unterschiedlicher Kurzschlussleistung nachgebildet werden: wie in Kapitel 4 ausführlich beschrieben wird, liefern Umrichter und Synchronmaschinen bei identischer Bemessungsleistung einen unterschiedlichen Kurzschlussstrom entsprechend IEC 60909:2016. Diese sind in Tabelle 7-1 aufgeführt.

Tabelle 7-1 Kurzschlussleistungen für drei Konfigurationen bei  $S_{r,SS1}=1.000$  MVA

	Synchronmaschine	100 % Umrichter	50 % Umrichter
$S''_{kmax,SS1,netzseitig}$ in MVA	3.827	1.000	2.413

Anschließend erfolgt in Kapitel 7.2.2 ein direkter Vergleich der verschiedenen Konfigurationen bei derselben Kurzschlussleistung sowie eine quantitative Analyse der

charakteristischen Größen  $I_{\text{sub}}$ ,  $I_{\text{trans}}$ ,  $U_{\text{rest}}$  und  $T_{\text{einschwing}}$ . Entsprechend der in Abbildung 6-2 dargestellten Vorgehensweise werden die charakteristischen Größen für eine Vielzahl an Simulationen mit jeweils unterschiedlicher Bemessungsleistung ausgewertet. Die Korrelation wird beschrieben und Gleichungen zur Beschreibung der Abhängigkeiten werden vorgestellt. Dies ermöglicht die Bewertung der Anwendung der Kurzschlussleistung zur Netzbewertung und –nachbildung für Kurzschlüsse sowie zur Bewertung von Spannungstrichtern.

### 7.2.1 Dynamische Verläufe

Die Darstellung der dynamischen Verläufe wird in zwei Bereiche aufgeteilt. Zunächst wird das Strom/Spannungsverhalten betragsmäßig betrachtet. Anschließend wird das Winkel-/Frequenzverhalten vorgestellt.

#### Ströme und Spannungen

Abbildung 7-5 stellt den Spannungs- und Stromverlauf an Sammelschiene 1 für die betrachteten Konfigurationen SYM, conv und 50 % und der entsprechenden Ersatznetze  $Q$  dar. Da die drei betrachteten Konfigurationen bei identischer Bemessungsleistung unterschiedliche Kurzschlussleistungswerte aufweisen, werden drei unterschiedliche Ersatznetze betrachtet. Hierbei wird das Ersatznetz jeweils so parametrisiert, dass an SS1 dieselbe Kurzschlussleistung auftritt.

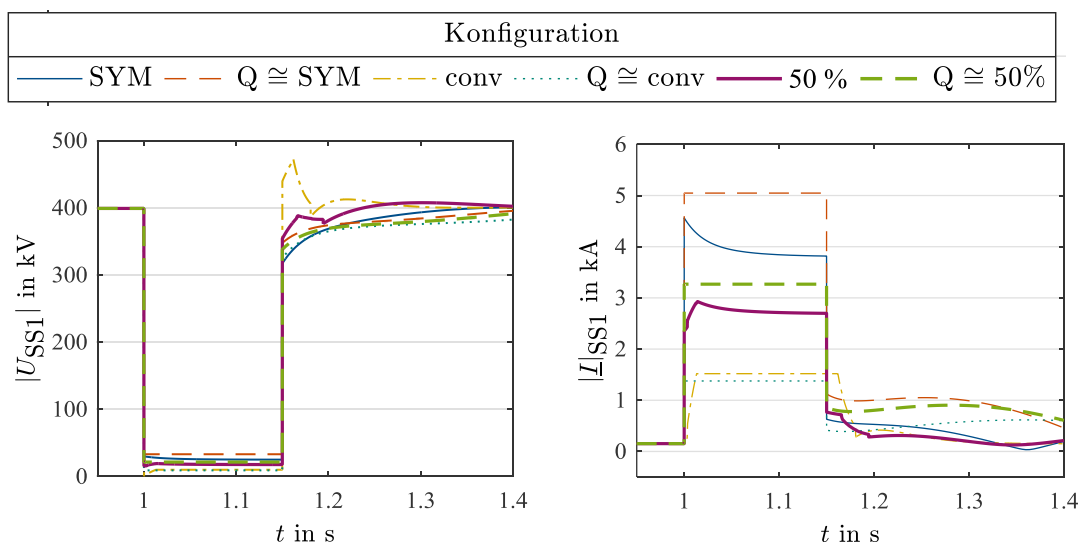


Abbildung 7-5: Vergleich v. Spannungs- und Stromverlauf an SS1 mit Ersatznetznachbildung bei dreipoligem Kurzschluss an SS2

Es ist erkennbar, dass die Netznachbildung als Ersatznetz das Systemverhalten nur bedingt abbildet. So ermittelt die Nachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung bei dem System mit Synchronmaschine einen zu hohen transienten Kurzschlussstrom. Das

---

Abklingen des subtransienten auf den transienten Wert wird nicht nachgebildet. Die Spannungsrückkehr erfolgt bei der Abbildung als Ersatznetz verzögert.

Bei dem System mit 100 % Umrichter ergibt die Nachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung einen zu niedrigen Kurzschlussstrom. Dies ist auf die Spannungsabhängigkeit des Kurzschlussstroms aus dem Ersatznetz zurückzuführen. Die bei Spannungen unterhalb von 0.5 p.u. spannungsunabhängige Bereitstellung von Kurzschlussstrom wird durch das Ersatznetz nicht korrekt abgebildet. Das Einschwingverhalten nach Fehlerklärung inklusive der Überspannung und schnellen Einschwingzeit geht bei Abbildung mit einem Ersatznetz verloren.

Im hybriden Netz mit 50 % Synchronmaschine und 50 % Umrichter wird der Fehlerstrom durch die Ersatznetznachbildung als zu hoch abgeschätzt. Hierbei gleichen sich die Fehldarstellungen von Synchronmaschine und Umrichter aus. Das Einschwingverhalten nach dem Fehler ist ebenfalls nicht korrekt.

Insgesamt scheint die Ersatznetzdarstellung geeignet, eine obere Abschätzung der maximalen Kurzschlussströme zu treffen. Das Strom-Spannungsverhalten während und nach Kurzschlüssen wird jedoch nur grob abgebildet. Im nachfolgenden Abschnitt 7.2.2 soll genauer untersucht werden, welche Aussagekraft die Kurzschlussleistung über die erarbeiteten charakteristischen Werte aufweist.

### **Winkel und Frequenzen**

In Abbildung 7-6 ist das Drehzahlverhalten von G2 abgebildet. Es ist erkennbar, dass die Netznachbildung mit einem starren Ersatznetz zu deutlich stärkeren Schwingungen zwischen G2 und dem restlichen Netz führt. Offensichtlich wird das Winkelverhalten der drei dargestellten Konfigurationen nicht korrekt nachgebildet. Bei Ersatznetznachbildung tritt stattdessen eine Schwingung zwischen G2 und der Spannungsquelle mit fester Frequenz auf.

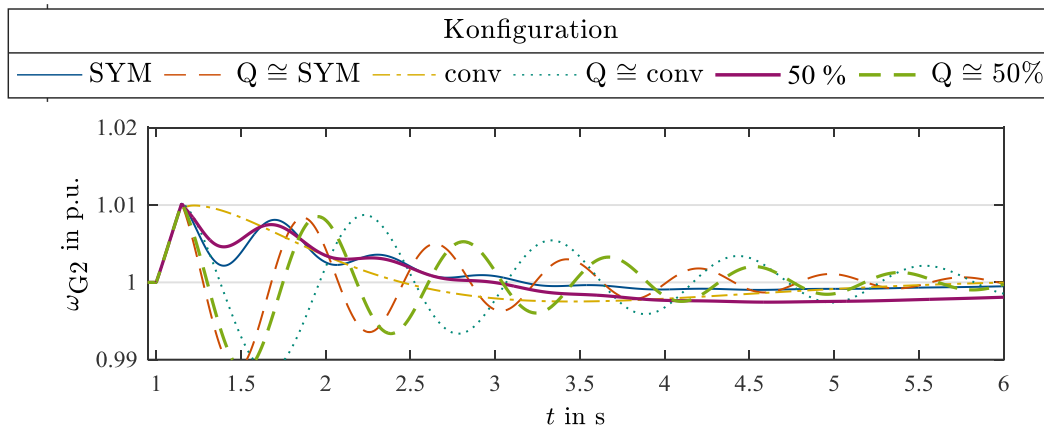


Abbildung 7-6: Drehzahl von G2 bei dreipoligem Kurzschluss an SS2

Dies ist zunächst auf die im starren Ersatznetz unendlich hoch modellierte Trägheit zurückzuführen. Um zu klären, wie gut ein Ersatznetz mit einem entsprechend Gleichung (3.46) modellierten Trägheitsverhalten die verschiedenen Konfigurationen abbildet, werden zusätzliche Simulationen vorgenommen. So stellt Abbildung 7-7 die Drehzahl der Synchronmaschine sowie des 50 %-Systems bei Nachbildung durch ein Ersatznetz entsprechender Trägheit dar. Das Ersatznetz zur Darstellung der Synchronmaschine wurde mit derselben Anlaufzeitkonstante wie die Synchronmaschine von  $T_A = 10$  s modelliert; das Ersatznetz zur Nachbildung der 50 %-Konfiguration mit der entsprechend halben Anlaufzeitkonstante.

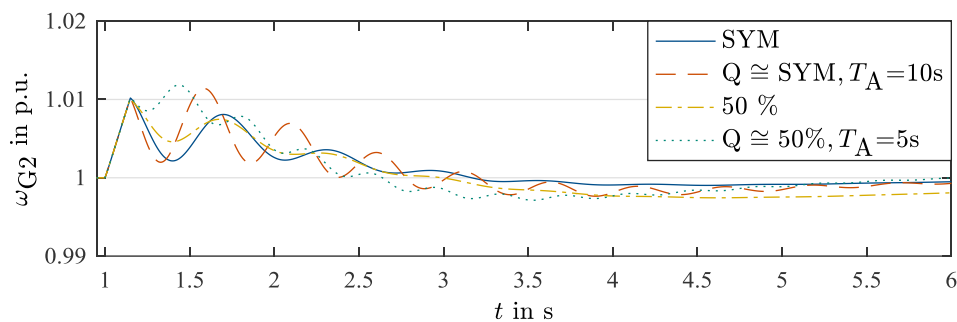


Abbildung 7-7: Drehzahl von G2 bei Ersatznetznachbildung mit Trägheit für Kurzschluss an SS2

Es ist erkennbar, dass das Ersatznetz in der Lage ist, das Trägheitsverhalten der Synchronmaschine für die erste Schwingung anzunähern. Im Folgenden verläuft das Systemverhalten jedoch deutlich unterschiedlich, da das Ersatznetz die Auswirkungen des Spannungsreglers nicht nachzubilden vermag. Die Nachbildung des 50 %-Ersatznetzes hingegen geht fehl und führt ebenso wie die Nachbildung mit einem starren Netz zu erheblich anderen Winkel- bzw. Frequenzverhalten.

Es ist nicht möglich, das System mit 100 % Umrichter beispielsweise durch ein Ersatznetz besonders niedriger Trägheit nachzubilden. Die Schwingungen zwischen G2 und Ersatznetz treten auch in diesem Fall auf; bei zu niedriger Trägheit des Ersatznetzes

---

wird das System instabil und kann kein Synchronismus hergestellt werden. Die als Stromquelle modellierten Umrichter mit dem in 7.1.2 beschriebenen Winkelverhalten können nicht mit Thévenin-Äquivalenten mit fester Frequenz abgebildet werden.

### 7.2.2 Quantitative Auswertung der Aussagekraft von $I_k''$ über die char. Größen

Die in Abschnitt 7.2.1 dargestellten qualitativen Erkenntnisse werden nun durch genaue quantitative Auswertungen der Kenngrößen  $I_{\text{sub}}$ ,  $I_{\text{trans}}$ ,  $U_{\text{rest}}$  und  $T_{\text{einschwing}}$  ergänzt. Ziel der Betrachtung ist es, die Aussagekraft von  $I_k''$  über diese Kenngrößen zu ermitteln. Das Winkel- und Frequenzverhalten wird nicht quantitativ ausgewertet, da diese keine charakteristischen quasistationären Zeitpunkte aufweisen. Zudem ist dieses Verhalten wie im Abschnitt 7.1 dargestellt deutlich stärker durch das Lastflussszenario und die Reglereigenschaften bestimmt als durch die Bemessungs- bzw. Kurzschlussleistung.

Für die quantitativen Auswertungen wird wie in Abschnitt 6.2 erklärt die Bemessungs- und Kurzschlussleistung der verschiedenen Konfigurationen variiert. Als Variationsbreite wird die Bemessungsleistung der Erzeugungsanlagen an Sammelschiene 1 mit der Schrittweite 50 MVA von 0,3 GVA bis zu 25 GVA variiert. Zu jeder Simulation wird  $I_{k\text{max}}''$  an den verschiedenen Sammelschienen entsprechend der in Kapitel 4 vorgestellten Methodik berechnet. Für die Konfiguration *Ersatznetz* ist keine Bemessungsleistung definiert, stattdessen wird die Kurzschlussleistung des Ersatznetzes mit der Schrittweite 300 MVA von 0,6 – 50 GVA variiert. Wie in Kapitel 2 dargestellt, liegen realistische Werte der Kurzschlussleistung im deutschen Übertragungsnetz im Bereich 10-20 GVA. Dieser Bereich wird mit den Simulationen abgedeckt.

Für die beobachteten Korrelationen der Kenngrößen mit Bemessungs- und Kurzschlussleistung werden – wo möglich – mathematische Zusammenhänge erarbeitet. Diese ermöglichen eine Einordnung der Aussagekraft der Kurzschlussleistung.

#### Subtransienter Kurzschlussstrom

In Abbildung 7-8 ist der subtransiente Kurzschlussstrom  $I_{SS1,\text{sub}}$  für die verschiedenen Konfigurationen dargestellt. Er ist abgeleitet aus den Simulationsergebnissen gemäß der Definition aus Abschnitt 7.1.1. In Teil a) ist der jeweilige Wert über der Bemessungsleistung aufgetragen, in Teil b) über dem netzseitig anstehenden Kurzschlussstrom an Sammelschiene 2. Es ist zu beachten, dass in Teil a) kein Graph für das Ersatznetz enthalten ist, da für dieses keine Bemessungsleistung definiert ist.

Es ist zunächst ersichtlich, dass der Zusammenhang zwischen  $I_{SS1,sub}$  und der Netzstärke für die unterschiedlichen Konfigurationen unterschiedlich ausfällt. Der von den Umrichtern gelieferte Beitrag zu  $I_{SS1,sub}$  ist unabhängig von der Bemessungsleistung identisch zum Betriebsstrom. In allen anderen Konfigurationen steigt  $I_{SS1,sub}$  mit der Bemessungsleistung an; er skaliert linear mit dem  $I''_{k,netzseitig}$  am Fehlerort SS2. Betragsmäßig unterscheiden sich die Ströme jedoch erheblich voneinander. Die Unterschiede und die Abhängigkeiten des subtransienten Kurzschlussstroms von der Bemessungs- und Kurzschlussleistung der Betriebsmittel können mit den nachfolgenden Gleichungen nachvollzogen und erklärt werden.

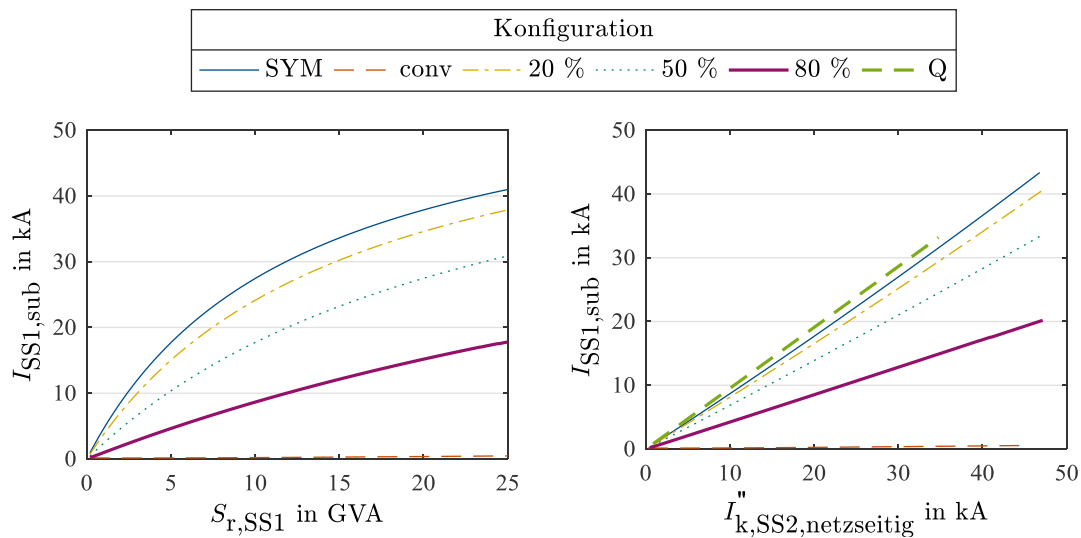


Abbildung 7-8: Subtransienter Kurzschlussstrom  $I_{SS1,sub}$  bei dreipoligem Kurzschluss an SS2

a) über  $S_r$  b) über  $I''_{k,SS2,netzseitig}$

Der subtransiente Kurzschlussstrom aus der **Synchronmaschine** wird durch die in Kapitel 3.2 hergeleiteten Zusammenhänge beschrieben. Im Folgenden wird dies für die 380-kV-Ebene (Oberspannung OS) formuliert; Größen auf Mittelspannungsebene wie etwa die Polradspannungen  $E''$  und die subtransienten Reaktanzen  $X''$  werden auf die Oberspannungsseite umgerechnet.

$$I_{sub,G1} = \sqrt{I_{dt}''^2 + I_{qt}''^2} = \sqrt{\left(\frac{E''_{qt}}{X''_{dt} + X_N}\right)^2 + \left(\frac{E''_{dt}}{X''_{qt} + X_N}\right)^2} \quad (7.7)$$

Die Impedanz  $X_N$  zwischen Synchronmaschine und Fehlerstelle beträgt für das betrachtete Netz

$$X_N = X_L + X_{T,G1}. \quad (7.8)$$

Somit lässt sich die Abhängigkeit des subtransienten Kurzschlussstroms in Relation zur Bemessungsleistung der Synchronmaschine ausdrücken:

$$I_{\text{sub,G1}} = \sqrt{\left( \frac{E_{\text{qt}}''}{(x_{\text{d}}'' + u_{\text{kr,T}}) \cdot U_{\text{r,OS}}^2 / S_{\text{r,G1}} + X_{\text{L}}} \right)^2 + \left( \frac{E_{\text{dt}}''}{(x_{\text{q}}'' + u_{\text{kr,T}}) \cdot U_{\text{r,OS}}^2 / S_{\text{r,G1}} + X_{\text{L}}} \right)^2} \quad (7.9)$$

$I_{\text{sub,G1}}$  steigt mit zunehmendem  $S_{\text{r,G1}}$  an. Der Zusammenhang ist jedoch unterproportional, da im Nenner der beiden Terme in Gleichung (7.9) die konstante Leitungsreaktanz auftritt.

Der Kurzschlussstrom nach Norm für das dargestellte System wird durch die nachfolgende Gleichung beschrieben:

$$\begin{aligned} I_{\text{k,SS2,netzseitigSYM}}'' &= \frac{c \cdot U_{\text{n,OS}}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{X_{\text{dt}}'' + X_{\text{N}}} \\ &= \frac{c \cdot U_{\text{n,OS}}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{(x_{\text{d}}'' + u_{\text{kr,T}}) \cdot U_{\text{r,OS}}^2 / S_{\text{r,G1}} + X_{\text{L}}} \end{aligned} \quad (7.10)$$

Ein Vergleich der Gleichungen (7.9) und (7.10) ermöglicht das Verständnis der Abweichung des tatsächlichen Kurzschlussstroms  $I_{\text{sub,G1}}$  von dem Wert nach Norm  $I_{\text{k,SS2,netzseitigSYM}}''$ . Es sind zwei Differenzen zu erkennen: erstens die Differenz der betriebsabhängigen subtransienten Erregerspannung  $\underline{E}'' = E_{\text{d}}'' + j \cdot E_{\text{q}}''$  von der in der Norm angenommenen Ersatzspannungsquelle  $c \cdot U_{\text{n}} / \sqrt{3}$ . Zweitens wird in der Berechnung nach Norm die transiente Salienz der Synchronmaschine vernachlässigt und  $X_{\text{d}}'' = X_{\text{q}}''$  angenommen. Hierdurch ergibt sich im betrachteten System ein geringfügig niedrigerer subtransienter Kurzschlussstrom als nach Norm vorgesehen. Es herrscht jedoch ein linearer Zusammenhang zwischen tatsächlichem subtransienten Kurzschlussstrom und Kurzschlussstrom nach Norm.

Die Systeme mit **Umrichter** weisen einen grundsätzlich abweichenden subtransienten Fehlerstrom auf. Dieser entspricht dem Betriebsstrom des Lastflusses

$$I_{\text{sub, conv}} = I_{\text{LF}}, \quad (7.11)$$

der in dem betrachteten Lastflusszenario nur einen vergleichsweise niedrigen Wert von 0,15 kA aufweist.

In den **hybriden Systemen** mit unterschiedlichen Umrichteranteilen ergeben sich entsprechend anteilige Kurzschlussströme.



Wie bei der Verifikation des Netzmodells in Anhang A 6 angesprochen, ist die Fortsetzung des Betriebsstroms nur eine Näherung, da bei EMT-Modellen Verzerrungen der Stromform auftreten. Dennoch ist das RMS-Modell als Einhüllende geeignet, die Entwicklung der Strombeträge zu beschreiben. Es kann abgeleitet werden, dass der subtransiente Strom aus Umrichtern keinen Zusammenhang mit der Kurzschlussleistung nach Norm aufweist, sondern vom Betriebszustand abhängt. Dennoch erscheint der Wert nach Norm geeignet, um eine Abschätzung des Maximalwertes zu treffen.

Für das **Ersatznetz** entspricht  $I_{\text{sub}}$  dem Strom, der sich durch Spannungsfall an der internen Impedanz und der Leitungsimpedanz einstellt. Hierfür muss beachtet werden, dass die interne Spannung nicht der Nenn- oder Betriebsspannung entspricht, sondern ebenfalls durch den Betriebsstrom und die am Netzanschlusspunkt SS 1 im Lastfluss auftretende Spannung beeinflusst wird. Sie kann als

$$\underline{U}_{\text{intern}} = \underline{U}_{\text{SS1,LF}} + \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{LF}} \cdot \underline{Z}_{\text{Q}} \quad (7.12)$$

aus dem Lastfluss berechnet werden. Der Kurzschlussstrom entspricht demzufolge

$$\underline{I}_{\text{sub,Ersatznetz}} = \underline{U}_{\text{intern}} / (\sqrt{3} (\underline{Z}_{\text{Q}} + \underline{Z}_{\text{L}})). \quad (7.13)$$

Zum Vergleich liefert die Kurzschlussstromberechnung nach Norm hier den Wert

$$\underline{I}_{\text{k,Ersatznetz}}'' = c \cdot U_{\text{n,OS}} / (\sqrt{3} \cdot (\underline{Z}_{\text{Q}} + \underline{Z}_{\text{L}})). \quad (7.14)$$

Es besteht folglich ein Unterschied zwischen simuliertem Kurzschlussstrom und dem Wert nach Norm, der aus den unterschiedlichen Annahmen über die internen Spannungen resultiert. In den betrachteten Szenarien fällt dieser jedoch vernachlässigbar niedrig aus.

Insgesamt erscheint die Kurzschlussleistung in Netzen mit Synchronmaschinen als geeignete Größe zur Abschätzung des subtransienten Kurzschlussstroms. Eine Ersatznetznachbildung weist im subtransienten Bereich dasselbe Verhalten auf. In Netzen mit Umrichtern hingegen ist das subtransiente Kurzschlussverhalten von dem Strom im Betriebspunkt und dem Übergang zur Fehlerregelung bestimmt. Die Kurzschlussleistung liefert keinen Anhaltspunkt zu diesem Verhalten und ist höchstens zur Abschätzung maximal auftretender Werte geeignet. Eine Ersatznetznachbildung ist nicht geeignet, das subtransiente Verhalten von Systemen mit Umrichter abzubilden.

---

## Transienter Kurzschlussstrom

In Abbildung 7-9 ist der Zusammenhang des transienten Stroms während des Fehlers von der Bemessungs- und Kurzschlussleistung dargestellt.

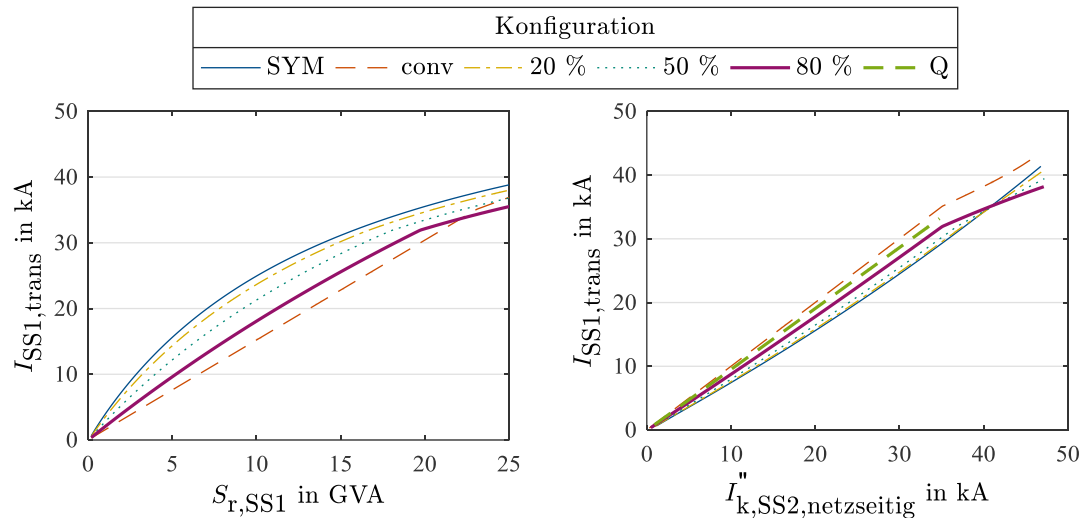


Abbildung 7-9: Transienter Kurzschlussstrom  $I_{SS1,trans}$  bei dreipoligem Kurzschluss an SS2

a) über  $S_r$  b) über  $I_{k,SS2,netzseitig}$

$I_{SS1,trans}$  steigt für alle Systeme deutlich mit zunehmender Bemessungsleistung an. Der Zusammenhang ist für das System mit Umrichter linear, für alle anderen nichtlinear. Das System mit Synchronmaschine liefert bezogen auf die Bemessungsleistung die höchsten Kurzschlussströme, das System mit Umrichter die niedrigsten. Die Systeme mit hybriden Anteilen liefern entsprechend dazwischen liegende Ströme. Mit hohen Kurzschlussleistungen fällt die Differenz zwischen den verschiedenen Systemen zunehmend niedriger aus.

Der Zusammenhang mit  $I_k''$  ist zunächst für alle Systeme linear. Die einzelnen Konfigurationen liefern jedoch bei identischer Kurzschlussleistung um ca. 20 % abweichende Kurzschlussstromwerte. Bei den Systemen mit Umrichtern tritt bei hohen Kurzschlussstromwerten eine Unstetigkeit auf, ab dem der Stromwert weniger stark ansteigt.

Auch diese Zusammenhänge können analytisch dargestellt werden. In dem System mit **Synchronmaschine** ergibt sich der transiente Kurzschlussstrom gemäß der in Kapitel 3.2 vorgestellten Gleichungen zu:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{trans,SYM}} &= \sqrt{I_{\text{dt}}'^2 + I_{\text{qt}}'^2} \\
 &= \sqrt{\left( \frac{E_{\text{qt}}'}{(x_d' + u_{\text{kr,T}}) \cdot U_{\text{r,OS}}^2 / S_{\text{r,G1}} + X_{\text{L}}} \right)^2 + \left( \frac{E_{\text{d}}'}{(x_q' + u_{\text{kr,T}}) \cdot U_{\text{r,OS}}^2 / S_{\text{r,G1}} + X_{\text{L}}} \right)^2} \quad (7.15)
 \end{aligned}$$

Es herrscht ein unterproportionales Verhältnis zur Bemessungsleistung und ein linearer Zusammenhang zu  $I_{\text{k,SS2,netzseitig}}''$  nach Norm entsprechend Gleichung (7.10) vor. Es bestehen jedoch weitaus größere Abweichungen zu  $I_{\text{k}}''$  als bei  $I_{\text{sub}}$ . Dies beruht auf dem Verhältnis der subtransienten zu den transienten Reaktanzen sowie der subtransienten zur transienten Polradspannung: der transiente Kurzschlussstrom der Synchronmaschine wird kleiner im Vergleich zum subtransienten Kurzschlussstrom.

Zur Beschreibung des Verhaltens der Systeme mit **Umrichter** muss eine Fallunterscheidung eingeführt werden. Diese beschreibt die Abhängigkeit des Regelverhaltens von der Restspannung am Netzanschlusspunkt  $NAP$ , an dem der Umrichter die Spannungshöhe misst. Liegt die gemessene Spannung unter 0,5 p.u., wird der Bemessungsstrom des Umrichters eingespeist. Oberhalb dieser Spannung wird der Strom entsprechend der d- und q-Sollwerte eingeregelt. Der q-Sollwert entspricht gemäß der verwendeten Unterspannungsregelung

$$i_{\text{q,soll}} = K_{\text{Unterspannung}} \cdot \frac{U_{\text{NAP,soll}} - U_{\text{NAP,ist}}}{U_{\text{r}}} = 2 \cdot \frac{U_{\text{NAP,soll}} - U_{\text{NAP,ist}}}{U_{\text{r}}}, \quad (7.16)$$

während der d-Sollwert einerseits vom Betriebspunkt und andererseits von der d-Regelung unmittelbar nach Fehlereintritt abhängt. Der Gesamtstrom beträgt

$$I_{\text{trans,conv}} = \sqrt{i_{\text{d,soll}}^2 + i_{\text{q,soll}}^2} \cdot I_{\text{r}} \quad (7.17)$$

Zusammenfassend kann der transiente Strom aus dem Umrichter wie folgt beschrieben werden:

$$I_{\text{trans}} = \begin{cases} I_{\text{r}} & \text{für } U_{\text{NAP,mess}} \leq U_{\text{NAP,soll}}/2 \\ \sqrt{i_{\text{d,soll}}^2 + \left( 2 \cdot \frac{U_{\text{NAP,soll}} - U_{\text{NAP,ist}}}{U_{\text{r}}} \right)^2} \cdot I_{\text{r}} & \text{für } U_{\text{NAP,soll}}/2 < U_{\text{NAP,mess}} \end{cases} \quad (7.18)$$

Für das System mit **100 % Umrichter** ergibt sich entsprechend bei kleinen Leistungen ein linearer Zusammenhang von  $I_{\text{trans}}$  zur Bemessungsleistung des Systems. Dieser entspricht exakt dem Kurzschlussstrombeitrag nach Norm

$$I_{\text{trans,conv}} = I_{\text{k,conv}}'' = I_{\text{r}} \quad (7.19)$$

---

Für Spannungen größer als 0,5 p.u. erfolgt eine unterproportionale Erhöhung des Kurzschlussstroms<sup>5</sup>. Dies wird durch IEC 60909:2016 nicht abgebildet.

In den **hybriden** Systemen weisen die Umrichter dasselbe Verhalten auf. Der resultierende Gesamtstrom  $I_{\text{trans,hybrid}}$  aus Umrichter und Synchronmaschine kann durch Addition der beiden getrennt ermittelten Kurzschlussstrombeiträge beschrieben werden. Der Kurzschlussstrombeitrag aus dem Umrichter muss mit dem in Kapitel 4.2.3 eingeführten Stromteiler  $Z_{ij}/Z_k$  gewichtet werden, um die Rückwirkungen zwischen umrichterbasierten und konventionellen Erzeugern abzubilden.

$$I_{\text{trans,hybrid}} = I_{\text{trans,SYM}} + \left( Z_{ij}/Z_k \right) \cdot I_{\text{trans,conv}} \quad (7.20)$$

Beim Vergleich von (7.18) und (7.19) wird verständlich, dass die Norm das betriebspunktabhängige Umrichterverhalten nicht abbildet und folglich nicht zur exakten Beschreibung der tatsächlich zu erwartenden Kurzschlussströme geeignet ist. In dem betrachteten System werden die Konfigurationen mit hohem Umrichteranteil bei hohen Restspannungen durch die Norm nur ungenügend beschrieben. Dieser Effekt würde bei einem vermaschten Netz mit vielen Knoten mit hoher Restspannung noch stärker ausfallen. Allerdings erfüllt  $I_k''$  den eigentlichen Zweck, die maximal auftretenden Kurzschlussströme konservativ abzuschätzen.

Der transiente Kurzschlussstrom des **Ersatznetzes** ist identisch zu  $I_{\text{sub}}$ . Er weist deutliche Abweichungen von bis zu 20 % zu den Systemen mit Synchronmaschine und Umrichtern auf. Ob eine Netznachbildung mit Ersatznetz bei dieser Genauigkeit sinnvoll ist, sollte für Anwendungen in der Netzberechnung individuell geprüft werden.

## Restspannungen

Zur Bewertung des Zusammenhangs der Kurzschlussleistung mit Restspannungen und Spannungstrichtern während Fehlern erfolgt nun eine Betrachtung der Restspannungen an Sammelschiene 1. Die dargestellten Werte sind ermittelt aus den Ergebnissen der eingangs vorgestellten Simulationen. In Abbildung 7-10 ist  $U_{\text{rest,SS1}}$  in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung  $S_r$  der Erzeugungsanlagen an Sammelschiene 1 sowie dem Kurzschlussstrom nach Norm  $I_k''$  an der betrachteten Sammelschiene 1 dargestellt. Es ist

---

<sup>5</sup> In Abbildung 7-9 erfolgt diese Unstetigkeit erst bei einer Restspannung von ca. 0,55 p.u., da das System mit 100 % Umrichter während des Fehlers  $i_{d,\text{soll}}$  erhöht und somit auch bei Spannungen oberhalb des Umschaltpunkts der volle Bemessungsstrom eingespeist wird.

zu beachten, dass die Kurzschlussleistung  $I_{k,SS1}''$  bei gleicher Bemessungsleistung höhere Werte aufweist als  $I_{k,SS2}''$ . Aus diesem Grund deckt die Rechtsachse in Abbildung 7-10 b) einen größeren Bereich ab als in den vorangegangenen Abbildungen.

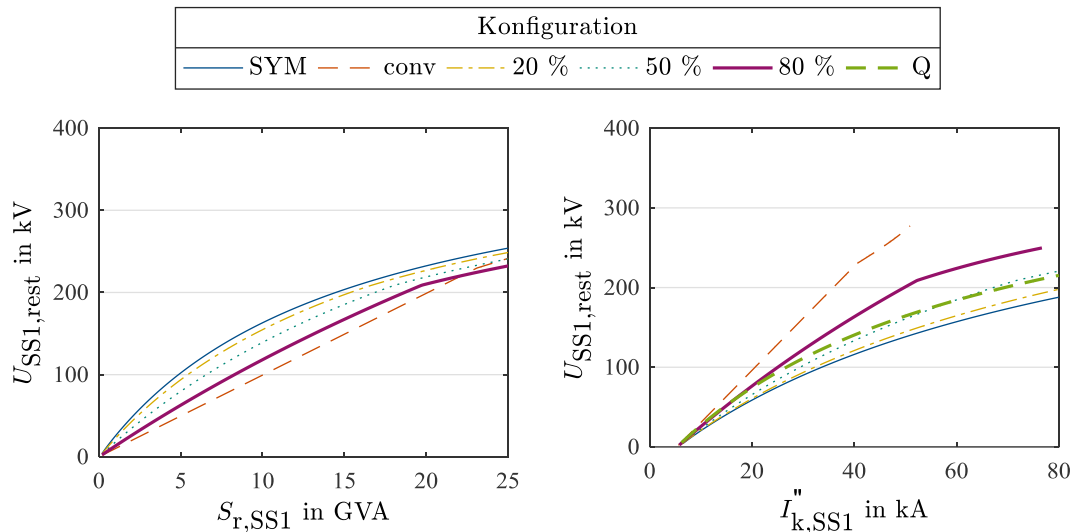


Abbildung 7-10: Restspannung an Sammelschiene 1 während dreipoligem Kurzschluss an SS2  
a) über  $S_r$  b) über  $I_{k,SS1}''$

Die Darstellung der Restspannung über der Bemessungsleistung weist dieselbe Charakteristik auf wie der in Abbildung 7-9 a) dargestellte transiente Kurzschlussstrom  $I_{trans}$ . Dies liegt darin begründet, dass die Restspannung im betrachteten System dem Spannungsfall des Kurzschlussstroms entlang der Leitung entspricht. Bei identischer Bemessungsleistung fallen folglich die Restspannungen in der Konfiguration mit Synchronmaschine am höchsten aus; mit zunehmendem Umrichteranteil nimmt die Restspannung ab. Mit zunehmendem  $S_r$  steigt die Restspannung an. Die Charakteristik des Anstiegs fällt für die verschiedenen Konfigurationen unterschiedlich aus; die Konfiguration mit Synchronmaschine weist einen unterproportionalen Anstieg auf, das System mit 100 % Umrichter hingegen einen linearen, der ab der Restspannung von 0,55 p.u. abknickt und geringer ausfällt. Hierdurch weisen bei hohen Bemessungsleistungen die umrichterdominierten Systeme eine höhere Restspannung auf.

Die Abhängigkeit vom Kurzschlussstrom an Sammelschiene 1 weist eine andere Charakteristik auf als die Abhängigkeit von der Bemessungsleistung. Bei identischer Kurzschlussleistung ist die Restspannung in umrichterprägten Systemen bis zu einem Faktor 2 höher. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Umrichter auch bei einer Restspannung  $< 50\%$  ihren Bemessungsstrom einspeisen, während die Synchronmaschine mit ihrer inneren Spannungsquelle niedrigere Ströme einspeist. Die Restspannung im System mit Umrichter skaliert linear mit der Bemessungsleistung bis

---

zu der bereits erklärten Unstetigkeit, sobald die Restspannung 0,55 p.u. erreicht. Alle anderen Systeme weisen eine niedrigere Restspannung auf; das System mit Synchronmaschine die niedrigste, die hybriden Netze sowie das Ersatznetz mittlere Werte. Sie weisen keinen linearen Zusammenhang zur Kurzschlussleistung auf, sondern einen unterproportionalen.

Die Restspannungen lassen sich in allen Fällen entsprechend Gleichung (7.21) als Spannungsfall der im vorigen Abschnitt beschriebenen transienten Kurzschlussströme entlang der Leitung beschreiben.

$$U_{\text{rest,SS1}} \Big|_{\text{KS an SS2}} = \sqrt{3} \cdot X_{\text{SS1-SS2}} \cdot I_{\text{trans,SS1-SS2}} = \sqrt{3} \cdot X_L \cdot I_{\text{trans,SS1-SS2}} \quad (7.21)$$

Es ist zu beachten, dass diese Gleichung keine direkte Korrespondenz zur Kurzschlussleistung an der betrachteten Sammelschiene 2 aufweist, da dies nicht der Fehlerort ist.

Aus diesen Beobachtungen kann geschlossen werden, dass kein eindeutiger Zusammenhang zwischen der Kurzschlussleistung an einem Knoten und der Restspannung bei nahen Kurzschlüssen besteht. Für jeden Fehlerort ist die Ausbreitung des Spannungstrichters eine Folge des Verhältnisses der Leitungsimpedanzen zu den Kurzschlussimpedanzen. Leitungsausbau, der zur Erhöhung der Kurzschlussleistung führt, verringert entsprechend beispielsweise Gleichung (7.21) den Spannungsteiler zu den benachbarten Knoten und verringert somit an diesen die Restspannung. Zusätzlich ist festzuhalten, dass bei gleicher Kurzschlussleistung hybride Energieversorgungsnetze deutlich höhere Restspannungen aufweisen. Grund ist die (unterhalb von 0,5 p.u.) spannungsunabhängige Blindstrombereitstellung aus Umrichtern. Zur Abschätzung der Restspannungen und Ausbreitung von Spannungstrichtern ist die Kurzschlussleistung also kein eindeutiges Kriterium.

### **Einschwingdauer zur Spannungsrückkehr**

Die Abhängigkeit der Einschwingdauer  $T_{\text{einschwing}}$  an Sammelschiene 2 von der Bemessungs- und Kurzschlussleistung ist in Abbildung 7-11 dargestellt. Offensichtlich ist eine höhere Kurzschlussleistung in allen Fällen positiv mit der Spannungsrückkehr nach dem Fehler korreliert.

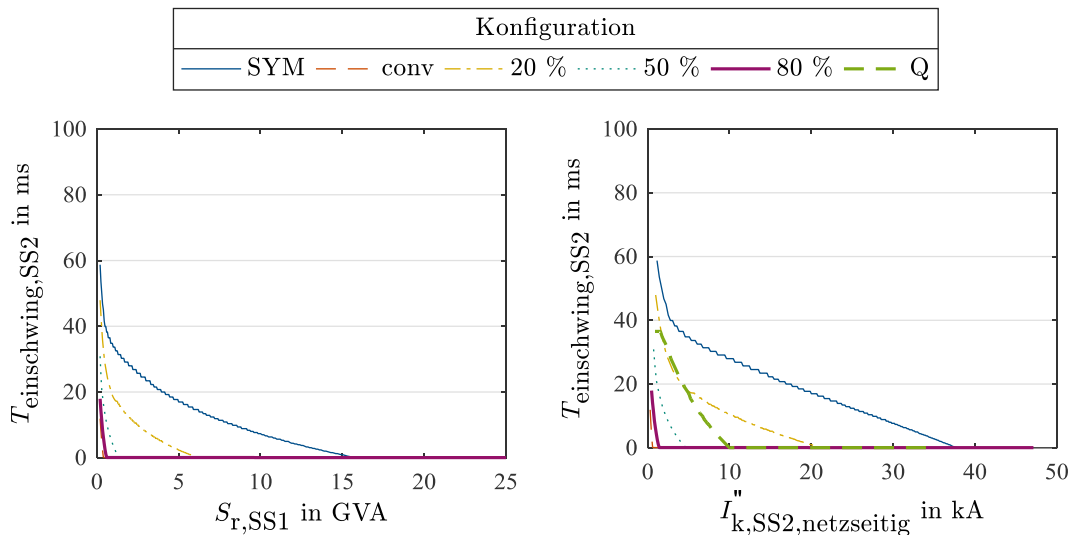


Abbildung 7-11: Einschwingdauer an Sammelschiene 2 nach dreipoligem Kurzschluss an SS 2

a) über  $S_r$  b) über  $I_{k,SS2,netzseitig}$

Zwischen den verschiedenen Konfigurationen herrschen allerdings erhebliche Unterschiede. So erfolgt die Spannungsrückkehr in Systemen mit großem Umrichteranteil nahezu instantan. Mit einem geringeren Umrichteranteil wie z.B. 20 % ist ebenfalls eine ungleich schnellere Spannungsrückkehr erkennbar. Das System mit Synchronmaschine weist stets die längste Einschwingdauer auf. Das Ersatznetz bildet keines der Systeme auch nur annähernd ab. Es weist erheblich kürzere Einschwingzeiten als das System mit Synchronmaschine auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die innere Spannungsquelle des Ersatznetzes nicht durch den Fehler beeinträchtigt wird.

Eine allgemeingültige analytische Beschreibung der Rückkehrdauer ähnlich der bereits beschriebenen Kenngrößen ist nicht möglich, da diese unter anderem von der Fehlerdauer und den eingesetzten Reglern in Synchronmaschinen und Umrichtern abhängt. Schlussfolgernd wird festgehalten, dass die Kurzschlussleistung in Netzen mit Umrichtern nicht zur Beschreibung der Spannungsrückkehr nach Fehlern geeignet ist.

### 7.3 Transiente Stabilität

Die transiente Stabilität wird durch eine Analyse der Critical Clearing Times des Systems bei Kurzschlüssen an Sammelschiene 2 untersucht. Diese werden für die bereits bekannten Systeme mit Synchronmaschine, 20 %, 50 % sowie 80 % Umrichteranteil sowie für das Ersatznetz berechnet. Das Ersatznetz wird einerseits mit der Trägheit der Synchronmaschine parametrisiert, andererseits als unendlich träge angenommen. Es

werden keine Simulationen nur mit Umrichter vorgenommen, da dieses System bei geeigneter Wahl der Reglerparameter nicht instabil werden kann (vgl. Beschreibung des Winkelverhaltens in Kapitel 7.1). Der Umrichter kann stets den Synchronismus zur Synchronmaschine beibehalten.

Die Bemessungsleistungen der betrachteten Systeme werden mit der Schrittweite 300 MVA von 0,9 bis 30 GVA variiert, die Kurzschlussleistung des Ersatznetzes mit der Schrittweite 500 MVA von 1 bis 60 GVA. Als Vergleichsgröße zur Einordnung der CCT unterschiedlicher Konfigurationen dient in diesem Abschnitt das Kurzschlussleistungsverhältnis  $SCR = S_{k,SS2,netzseitig}'' / S_{r,G2}$ . Dies wird in den in Kapitel 5 erarbeiteten Quellen als Maß für die transiente Stabilität eines Systems definiert; ab einem SCR von 6 ist beim Anschluss von Kraftwerken an das kontinentaleuropäische Übertragungsnetz keine detaillierte Untersuchung notwendig; das System gilt als stabil.

### 7.3.1 CCT für unterschiedliche Lastflüsse

Einen ersten Überblick über den Zusammenhang zwischen Kurzschlussleistung und transienter Stabilität bietet Abbildung 7-12. Sie stellt die CCT-Ergebnisse für die Simulation des Systems mit dem in Abschnitt 6.2 definierten Lastfluss dar.

Erkennbar weist das System für alle SCRs eine Critical Clearing Time von über 300 ms auf. Dies ist deutlich höher als die im deutschen Übertragungsnetz definierten maximal zulässigen 150 ms; das System ist also stets stabil. Interessant ist, dass bei allen Konfigurationen außer dem unendlich trägen Ersatznetz eine Erhöhung der Kurzschlussleistung mit einer Verringerung der Systemstabilität einhergeht. Dies steht im Widerspruch zu den in Kapitel 5 erarbeiteten Quellen. Offensichtlich bildet das Ersatznetz in diesem Fall die Zusammenhänge nicht korrekt nach.

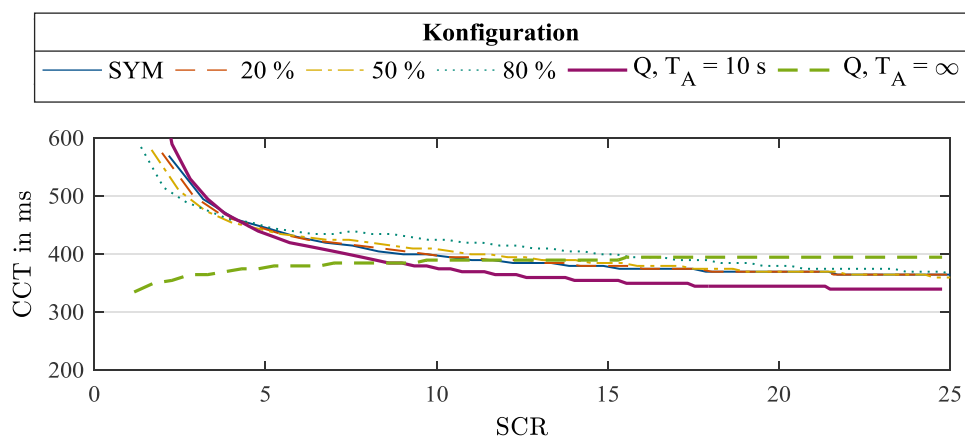


Abbildung 7-12: CCT für Lastfluss A bei dreipoligem Kurzschluss an SS2



Die in den Quellen aufgezeigten Zusammenhänge zeigen sich jedoch bei der Untersuchung einer geänderten Lastflusssituation. Es wird zusätzlich der in Abbildung 7-13 definierte **Lastfluss B** betrachtet. In diesem ist die nahe G2 angeschlossene Last (vgl. Abbildung 6-1) außer Betrieb; G2 speist seine Wirkleistung folglich über die Leitung. Die jeweils an Sammelschiene 1 angeschlossenen Betriebsmittel nehmen diese Leistung - als motorisch modelliert - auf. Diese Modellierung ist für das Szenario mit Synchronmaschine unrealistisch – im Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke werden nicht motorisch betrieben. Die Betriebsmittel an Sammelschiene 1 stehen vielmehr stellvertretend für ein Übertragungsnetz mit verschiedenen Umrichteranteilen. Lastfluss B wird gewählt, weil gerade die Leistungsaufnahme durch die mit G2 verbundenen Erzeugungsanlagen einen kritischen Lastfluss darstellt. Dies wird im Folgenden ausgeführt.

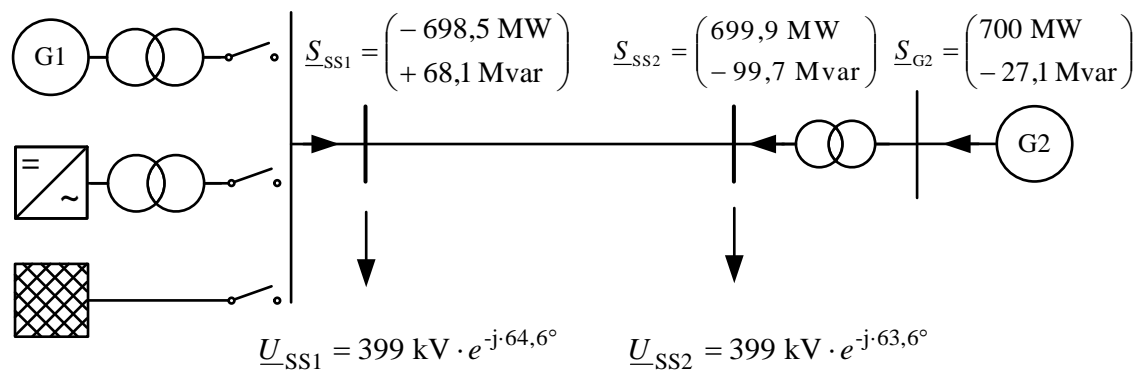


Abbildung 7-13: Kritischer Lastfluss B im AC/DC-Netzmodell

In Abbildung 7-14 sind die CCT desselben Systems für Lastfluss B dargestellt. Die CCT sind in diesem Lastfluss deutlich niedriger, das System ist also deutlich weniger stabil. Aus diesem Grund wird Lastfluss B an dieser Stelle als *kritischer Lastfluss* bezeichnet. Mit zunehmender Kurzschlussleistung steigen die CCT und somit die Stabilität wie in der Literatur beschrieben an. Bei niedrigen SCRs liegen sie unter 150 ms – das System erfüllt in diesen Fällen somit nicht die Anforderungen an die Stabilität im deutschen Übertragungsnetz. Der positive Einfluss der Kurzschlussleistung ist im betrachteten kritischen Lastfluss für alle Konfigurationen erkennbar.

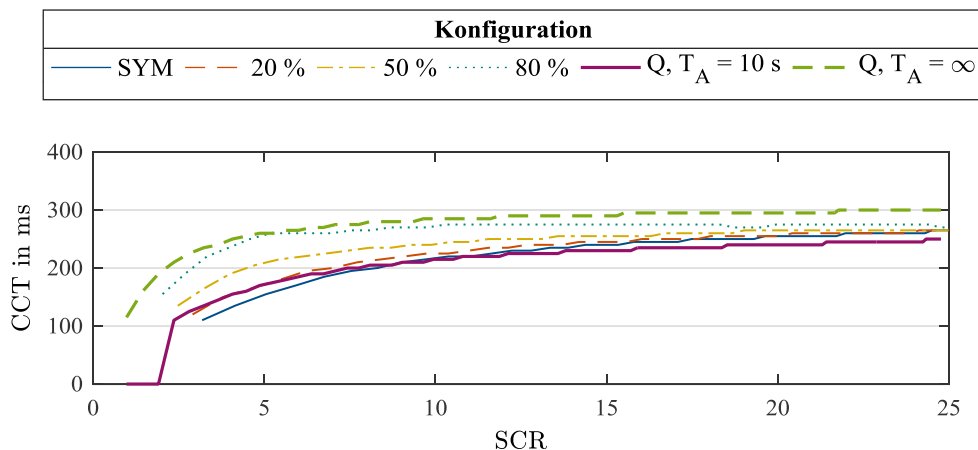


Abbildung 7-14: CCT für kritischen Lastfluss B bei dreipoligem Kurzschluss an SS2

Es ist ebenfalls erkennbar, dass sich die Critical Clearing Times der verschiedenen Konfigurationen untereinander signifikant unterscheiden. Das System mit Synchronmaschine weist vergleichsweise niedrige CCT auf und erreicht etwa ab dem in der Literatur genannten Wert von  $SCR = 6$  die im deutschen Höchstspannungsnetz verlangte CCT von 150 ms. Alle anderen Systeme erreichen diesen Wert bereits bei niedrigeren SCRs. So sind die hybriden Konfigurationen mit zunehmendem Umrichteranteil zunehmend stabil und weisen um bis zum Faktor 2 höhere CCT auf. So ist das System mit 80 % Umrichteranteil bereits bei einem SCR von 2 stabil. Offensichtlich stabilisieren die integrierten Umrichter das System deutlich, was über die Kurzschlussleistung nicht abgebildet wird.

Die Ersatznetzdarstellung ist nur bedingt geeignet, die Systemstabilität zu untersuchen. So ist erkennbar, dass eine Simulation mit einem Ersatznetz unendlich hoher Trägheit deutlich zu hohe CCT ermittelt. Das System wird durch die Nachbildung fälschlicherweise stabiler eingeschätzt, als es eigentlich ist. Diese Vorgehensweise verbietet sich folglich für eine Untersuchung der Netzstabilität. Bei Modellierung des Ersatznetzes mit einer Anlaufzeitkonstante  $T_A = 10$  s kann das Systemverhalten mit Synchronmaschine hingegen auch für niedrige SCR abgeschätzt werden.

### Analyse des Einflusses der Kurzschlussleistung

Der positive Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Netzstabilität kann mit einer Betrachtung der dynamischen Winkelverläufe von Rotorwinkel und Frequenz der betroffenen Maschinen erklärt werden.

Wie bereits in Kapitel 5.3 angemerkt, beeinflusst die **initiale Polradwinkeldifferenz der Maschinen** die Stabilität erheblich. Eine hohe Polradwinkeldifferenz wirkt sich nachteilig auf die Stabilität aus. Daher ist in Abbildung 7-15 für den kritischen Lastfluss

B die Polradwinkeldifferenz  $\vartheta_{G1} = \vartheta_{G1} - \vartheta_{G2}$  der Konfiguration mit Synchronmaschine für vier verschiedene SCR abgebildet. Als Fehlerklärungszeit wird hier für alle SCR stabil zu  $t_k = 100$  ms gewählt. Erkennbar eilt G1 in jedem Szenario gegenüber G2 nach, da G2 signifikant Wirkleistung abgibt. Die Beobachtungen sind auch auf die anderen Konfigurationen, hybride Netze und Ersatznetzmodelle übertragbar.

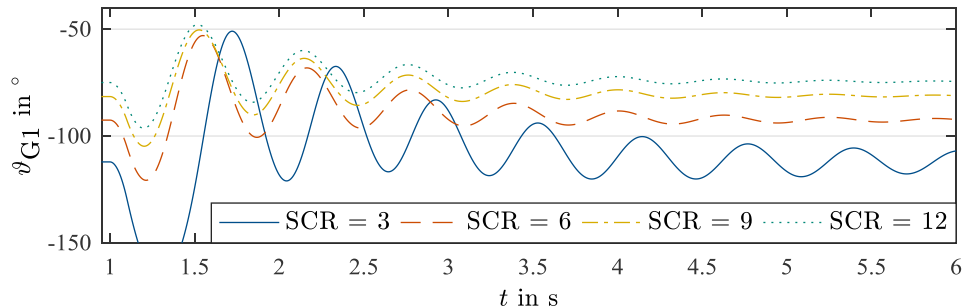


Abbildung 7-15: Polradwinkeldifferenzen für Lastfluss B bei dreipoligem Kurzschluss an SS2 (Fehlerklärungszeit = 100 ms)

Die initiale Polradwinkeldifferenz verringert sich im betrachteten Lastfluss B mit zunehmendem SCR, die Stabilität verbessert sich also bezüglich dieses Parameters. Der Grund hierfür ist, dass mit zunehmender Bemessungs- bzw. Kurzschlussleistung die Netzimpedanz sinkt. Entsprechend Gleichung (7.22) ist die Polradwinkeldifferenz der beiden Generatoren direkt proportional zum Wirkleistungsfluss über diese Impedanz. Aus diesem Grund wirkt sich die Kurzschlussleistung bei Wirkleistungsabgabe der Erzeuger an Sammelschiene 1 negativ auf die Stabilität aus, bei Wirkleistungsaufnahme positiv. Die Wahl des Lastflusses ist folglich entscheidend für die Auswirkung der Kurzschlussleistung auf die Stabilität.

$$\begin{aligned} \vartheta_{G1} = \vartheta_{G1} - \vartheta_{G2} &\approx P_{G2-G1} \cdot (X_{d,G1t} + X_{T,G1} + X_L + X_{T,G2} + X_{d,G2t}) \\ &= P_{G2-G1} \cdot ((x_{d,G1} + x_{T,G1}) \cdot U_{r,OS}^2 / s_{r,G1} + X_L + X_{T,G2} + X_{d,G2t}) \end{aligned} \quad (7.22)$$

Zweitens wird die **relative Beschleunigung von G1** während des Fehlers mit steigendem SCR verbessert. Wie in Kapitel 5.3 dargestellt, ist es für die Stabilität zuträglich wenn die betroffenen Erzeugungsanlagen möglichst gleichförmig beschleunigt werden. Da die am stärksten vom Kurzschluss betroffene Maschine (in diesem Fall G2) stets am stärksten beschleunigt wird, ist es vorteilhaft wenn die anderen Maschinen (hier G1) ebenfalls beschleunigt werden. Daher ist in Abbildung 7-16 die Drehzahl von G1 und G2 dargestellt.

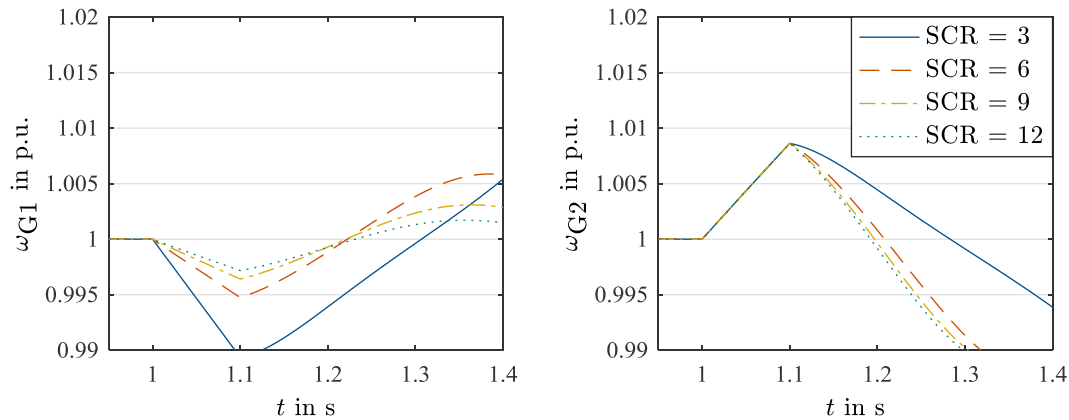


Abbildung 7-16: Drehzahlen in Lastfluss B bei dreipoligem Kurzschluss an SS2  
(Fehlerklärungszeit = 100 ms) a) G1 b) G2

Es ist erkennbar, dass die Beschleunigung von G2 während des Fehlers wie erwartet unabhängig von den angeschlossenen Erzeugungsanlagen ist. Die motorisch betriebene Synchronmaschine G1 hingegen wird in den betrachteten Szenarien während des Kurzschlusses nicht beschleunigt, sondern abgebremst. Eine großes SCR bewirkt im betrachteten, kritischen Lastfluss B eine geringere Abbremsung und wirkt sich folglich positiv auf die Stabilität aus.

Die unterschiedlich starke Abbremsung von G1 ist auf das Wirkleistungsgleichgewicht während des Fehlers zurückzuführen. Die Beschleunigung der Maschine ist proportional zur bezogenen Wirkleistungsdifferenz  $\Delta p = \Delta P / S_r$ , wobei  $\Delta P = P_{\text{mech}} - P_{\text{el}}$  bezeichnet. Mit steigendem SCR verändern sich sowohl  $\Delta P$  als auch  $S_r$ , wie in Tabelle 7-2 erkennbar ist. Diese gibt einen Überblick über das transiente Wirkleistungsgleichgewicht von G1 während des Fehlers (zum Zeitpunkt  $t = 1,1$  s). Positive Werte bezeichnen hierbei Wirkleistungsabgabe an das Netz, negative Werte Wirkleistungsaufnahme. Im betrachteten Lastfluss weist G1 für jedes SCR während des Fehlers ein Wirkleistungsdefizit auf. So weist G1 beispielsweise für  $\text{SCR} = 3$  ein Wirkleistungsdefizit von  $\Delta P = -712$  MW auf, das sich aus der stationären Leistungsaufnahme und der entsprechenden mechanischen Bremsleistung von  $-698$  MW und der elektrischen Leistungsabgabe während des Fehlers  $-14$  MW zusammen setzt. Bezogen auf die Bemessungsleistung entspricht dies einem Defizit von  $-84,3$  %.

Tabelle 7-2 Wirkleistungsdefizit in Lastfluss B (zum Zeitpunkt  $t = 100$  ms)

SCR	$S_{r,G1}$ in MVA	Lastfluss B ( $P_{G1,Lastfluss} = - 698$ MW)		
		$P_{G1,trans}$ in MW	$\Delta P_{G1,trans}$ in MW	$\Delta P_{G1,trans} / S_{r,G1}$
3	845	14	-712	-84,3%
6	1.825	59	-757	-41,5%
9	2.990	143	-841	-28,1%
12	4.385	270	-968	-22,1%

Mit zunehmendem SCR sinkt das bezogene Wirkleistungsdefizit  $\Delta p = \Delta P / S_r$  im betrachteten Lastfluss ab. Grund ist, dass die Bemessungsleistung der Maschine stärker ansteigt als die elektrische abgegebene Leistung. Das mit SCR sinkende  $\Delta p$  erklärt den positiven Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Stabilität: bei hohem SCR wird G1 weniger stark beschleunigt; die Drehzahldifferenz im System fällt geringer aus und das System ist stabiler.

Die betrachteten Effekte bewirken in Summe, dass eine steigende Kurzschlussleistung zu einer niedrigen Polradwinkeldifferenz zwischen G1 und G2 zum Zeitpunkt der Fehlerklärung führt. Zusätzlich bewirkt ein höheres  $I_k''$  wie in Abschnitt 7.2.2 dargestellt eine verbesserte Spannungsstützung nach der Fehlerklärung, was zusätzlich die Stabilität verbessert.

Die dargestellten Zusammenhänge der relativen Winkel und Frequenzen gelten auch für die hybriden Systeme sowie die Ersatznetzdarstellung mit  $T_A \neq \infty$ . Das starre Ersatznetz bildet die Abbremsung der Erzeugungsanlagen an Sammelschiene 1 nicht ab, wodurch deutlich erhöhte Critical Clearing Times auftreten. Dennoch besteht auch hier wie in allen betrachteten Konfigurationen ein positiver Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Stabilität. Die hybriden Systeme weisen gegenüber konventionellen Systemen eine deutlich verbesserte Stabilität auf. Dies ist neben der verbesserten Spannungsrückkehr auch durch das in Kapitel 7.1 beschriebene Winkelverhalten der Umrichter bedingt. Die Umrichter werden ungleich Synchronmaschinen nicht während Fehlern beschleunigt bzw. abgebremst und regeln nach Fehlerklärung vergleichsweise schnell und ohne Schwingungen die gewünschte Wirkleistung ein.

Es ist anzumerken, dass die beobachteten Zusammenhänge stark durch das Lastflussszenario bedingt sind. Wie in Abbildung 7-12 deutlich wird, wirkt sich ein hohes SCR in anderen Lastflussszenarien negativ auf die Stabilität aus. Es kann erarbeitet werden, dass ein negativer Zusammenhang zwischen SCR und Stabilität in

---

jenen Lastflusszenarien auftritt, in denen die an Sammelschiene 1 angeschlossenen Erzeugungsanlagen Wirkleistung abgeben. Auch wenn diese Lastflüsse nicht kritisch sind, findet sich in Anhang A 7.1 eine Beschreibung des negativen Einflusses der Kurzschlussleistung.

## **7.4 Kleinsignal-Spannungsverhalten und dessen Nachbildung in verschiedenen Konfigurationen**

In diesem Kapitel wird untersucht, wie gut das Kleinsignal-Spannungsverhalten des Systems durch die Kurzschlussleistung beschrieben wird. Hierzu wird das in Abbildung 6-1 vorgestellte AC/DC-System beim Zuschalten einer Blindlast von 100 Mvar an Sammelschiene 1 simuliert.

Zunächst erfolgt ähnlich zu Abschnitt 7.1 eine qualitative Betrachtung des Systemverhaltens. Hierzu werden zunächst die dynamischen Spannungsverläufe der Spannung an der betroffenen Sammelschiene 1 betrachtet und die Unterschiede im subtransienten und stationären Bereich beschrieben. Anschließend erfolgt eine genauere Betrachtung des Blindleistungsverhaltens der beteiligten Erzeugungsanlagen. Zudem werden charakteristische Größen definiert.

Nachfolgend erfolgt eine quantitative Auswertung des Zusammenhangs der charakteristischen Größen mit der Kurzschlussleistung. Die Bemessungs- bzw. Kurzschlussleistungen werden in den einzelnen Konfigurationen identisch zu 7.2.2 variiert. Eine mathematische Beschreibung der Zusammenhänge ermöglicht die Einordnung der Kurzschlussleistung als Kenngröße für das beobachtete Kleinsignal-Spannungsverhalten.

### **7.4.1 Dynamische Verläufe**

#### **Spannungsbeträge**

In Abbildung 7-17 ist der Verlauf der Spannungsbeträge an Sammelschiene 1 nach einem Blindlastsprung von 100 Mvar dargestellt (vgl. Beschreibung des Szenarios in Kapitel 6.2.4). Dargestellt sind die Verläufe für die Systeme mit Synchronmaschine, Umrichter und 50 % Umrichteranteil – jeweils mit einer Bemessungsleistung von 1.000 MVA.

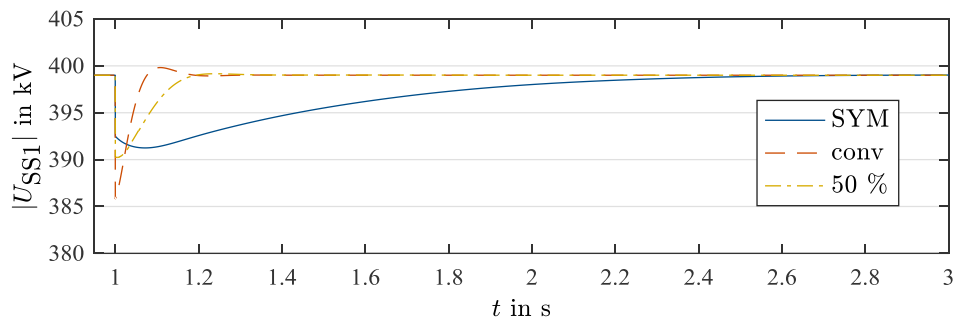


Abbildung 7-17: Spannungsverlauf an Sammelschiene 1 für Blindlastsprung an SS1

Erkennbar starten die Systeme beim gleichen stationären Arbeitspunkt und nehmen diesen Wert innerhalb von 2 s nach dem Blindlastsprung wieder ein. Das Verhalten während dieser Übergangszeit unterscheidet sich jedoch erheblich. Hier ist zunächst eine subtransiente Reaktion erkennbar: die Spannung bricht zum Zeitpunkt  $t = 1$  s instantan ein. Die Höhe des Einbruchs ist für die drei Konfigurationen unterschiedlich: das System mit Synchronmaschine weist den geringsten Einbruch auf, das System mit Umrichter den stärksten Einbruch, die 50 %-Konfiguration einen mittleren Einbruch.

Alle Systeme nehmen innerhalb von 2 s wieder den stationären Arbeitspunkt ein, der augenscheinlich identisch mit dem ursprünglichen ist. Wie die nachfolgende quantitative Untersuchung aufweist, verbleibt in der Konfiguration mit Synchronmaschine jedoch eine geringe Spannungsabweichung, die auf die P-Charakteristik des Spannungsreglers zurückzuführen ist.

Der Übergang vom subtransienten zum stationären Arbeitspunkt weist keinen ausgeprägten transienten Zustand auf, der sich für eine vertiefte Beobachtung anbietet. Die zeitliche Dynamik des Übergangs unterscheidet sich jedoch erheblich für die verschiedenen Konfigurationen. In dem System mit Synchronmaschine sinkt die Spannung zunächst geringfügig weiter ab und nähert sich innerhalb von etwa 2 s asymptotisch dem Endwert an. Die Systeme mit Umrichter und 50 % vollziehen eine deutlich schnellere Spannungsrückkehr und erreichen bereits innerhalb von etwa 200 ms den stationären Wert. Das System nur mit Umrichter ist hier noch etwas schneller und verzeichnet einen geringfügigen Überschwinger.

Auch für das Kleinsignalverhalten wird strukturiert die Abhängigkeit des Verhaltens in den genannten Zeitbereichen von der Kurzschlussleistung untersucht. Hierfür werden die folgenden charakteristischen Größen definiert:

- Als  $U_{\text{sub}}$  wird der Spannungsbetrag zum Zeitpunkt  $t = 1$  ms nach dem Blindlastsprung bezeichnet.

---

- Als  $U_{\text{stationär}}$  wird die Spannung zum Zeitpunkt  $t = 30$  s bezeichnet.

### Blindleistungsabgabe der Erzeugungsanlagen

Für das Verständnis der Vorgänge ist es sinnvoll, die Zusammenhänge zwischen Blindleistung und Spannungshöhe im Übertragungsnetz zu rekapitulieren. Die kapazitive und induktive Blindleistung im Energieversorgungsnetz gleichen sich in jedem Zeitpunkt stets aus. Ein erhöhter Blindleistungsbedarf an einer Sammelschiene muss folglich mit einer vermehrten Blindleistungsbereitstellung aus anderen Netzelementen einhergehen.

Aus diesem Grund wird nun die Blindleistungsabgabe aus den einzelnen Erzeugungseinheiten für die drei Konfigurationen betrachtet. Wie in Kapitel 6 dargestellt, regeln die an Sammelschiene 1 angeschlossene Synchronmaschine bzw. der Umrichter die Spannungshöhe  $U_{SS1}$  und G2 die Spannungshöhe  $U_{SS2}$ . Im hybriden System regeln beide Erzeuger an Sammelschiene 1 die Blindleistung; im stationären Zustand ist die Blindleistungsbereitstellung entsprechend der Bemessungsleistung aufgeteilt. Die verschiedenen Erzeugungsanlagen weisen unterschiedliche Zeitkonstanten auf.

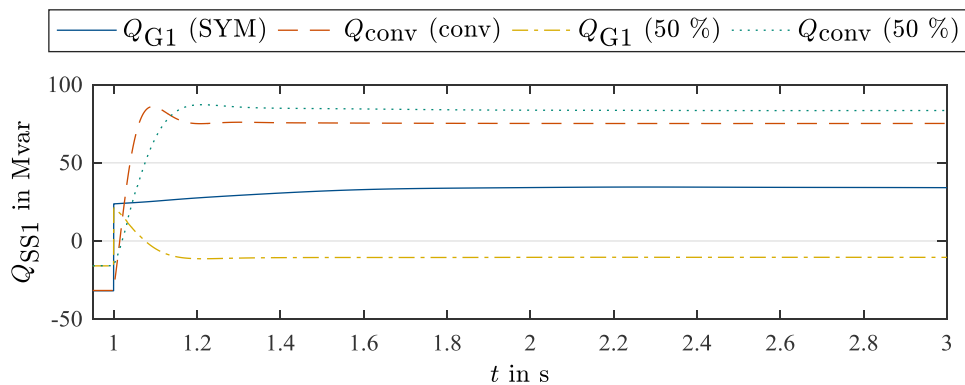


Abbildung 7-18: Blindleistungsbereitstellung aus Erzeugern an Sammelschiene 1 für Blindlastsprung an SS1

In Abbildung 7-18 ist die Blindleistungsabgabe (kapazitive Blindleistung) aus den Erzeugungseinheiten an Sammelschiene 1 für die drei betrachteten Konfigurationen dargestellt. Für die 50%-Konfiguration sind zwei Graphen enthalten: die Blindleistung aus Synchronmaschine und Umrichter werden hier getrennt aufgeführt. Im Ausgangszustand weisen die Erzeuger der verschiedenen Konfigurationen dieselben Werte auf; im 50%-System stellen die Synchronmaschine und der Umrichter im Ausgangszustand jeweils dieselbe Blindleistung zur Verfügung.



Im subtransienten Zeitbereich nach dem Blindlastsprung reagieren die Synchronmaschinen mit einem Blindleistungssprung unterschiedlicher Höhe. Sie stellen als Reaktion auf den Spannungseinbruch instantan Blindleistung bereit. Im Folgenden steigt die Blindleistungsbereitstellung in der Konfiguration mit Synchronmaschine geringfügig weiter an; in der Konfiguration mit 50 % Umrichter sinkt die Bereitstellung aus der Synchronmaschine wieder ab und beträgt im stationären Zustand nur unwesentlich mehr als im Ausgangszustand.

Die Umrichter hingegen führen unmittelbar nach dem Blindlastsprung annähernd dieselbe Blindleistung: Es wird weiterhin der Betriebsstrom eingespeist. Aufgrund des Spannungseinbruchs verändert sich die aufgenommene Blindleistung leicht. Innerhalb von 20 ms beginnen die Regler jedoch, die q-Sollwerte anzupassen; die Umrichter liefern innerhalb von 200 ms einen um etwa 100 Mvar erhöhten Blindleistungswert.

Die fehlende Blindleistung zum Ausgleich des Systems wird von Generator G2 bereitgestellt. Sie ist in Abbildung 7-19 für die drei Konfigurationen dargestellt. In allen Konfigurationen ist auch für G2 eine instantane Erhöhung der Blindleistungsbereitstellung durch den Spannungseinbruch erkennbar. In der Konfiguration mit Synchronmaschine behält G2 diesen Wert in etwa bei; mit Umrichter und 50 % geht die Blindleistung innerhalb von 200 ms wieder auf einen Wert zurück, der geringfügig höher liegt als der Ausgangszustand.

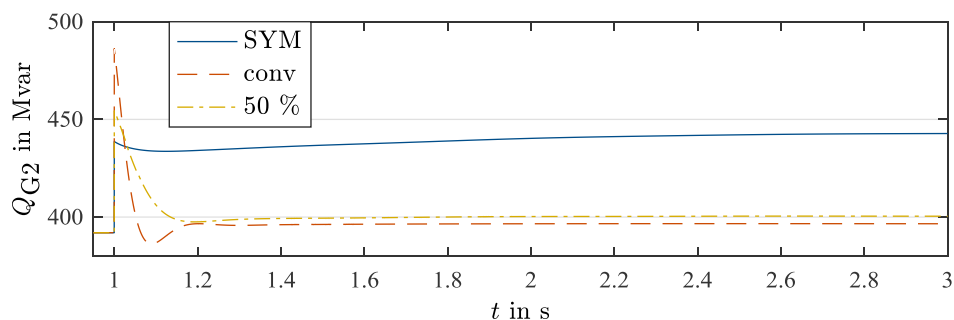


Abbildung 7-19: Blindleistungsbereitstellung aus G2 für Blindlastsprung an SS1

Es wird ein fundamentaler Unterschied in der Blindleistungsbereitstellung aus Umrichtern und Synchronmaschinen in der hier gewählten Regelung deutlich. Offensichtlich sind Umrichter nicht in der Lage, instantan auf Spannungseinbrüche zu reagieren, da sie im subtransienten Zeitbereich wie konstante Stromquellen zu modellieren sind. Synchronmaschinen demgegenüber stellen bei Spannungseinbrüchen instantan zusätzliche Blindleistung bereit. In dem sich anschließenden Zeitbereich hängt die Aufteilung der Blindleistung auf die verschiedenen Erzeuger von den Zeitkonstanten

der Regelung ab. Im modellierten System liefern die Umrichter wegen der deutlich schnelleren Zeitkonstanten einen höheren Blindleistungsbeitrag.

In den nachfolgenden quantitativen Untersuchungen wird aufgezeigt, wie das folgende unterschiedliche Spannungsverhalten der betroffenen Sammelschiene analytisch formuliert werden kann. Es wird deutlich, welche Aussagekraft die Kurzschlussleistung über das Spannungsverhalten aufweist.

#### 7.4.2 Quantitative Auswertung der Spannungssensitivitäten

Auch das Spannungsverhalten im Kleinsignalbereich wird mit den bereits aus Kapitel 7.2.2 bekannten Darstellungen auf die Korrelation zur Kurzschlussleistung überprüft. So ist in Abbildung 7-20 die Entwicklung der subtransienten und stationären Spannung an Sammelschiene 1 abgebildet.

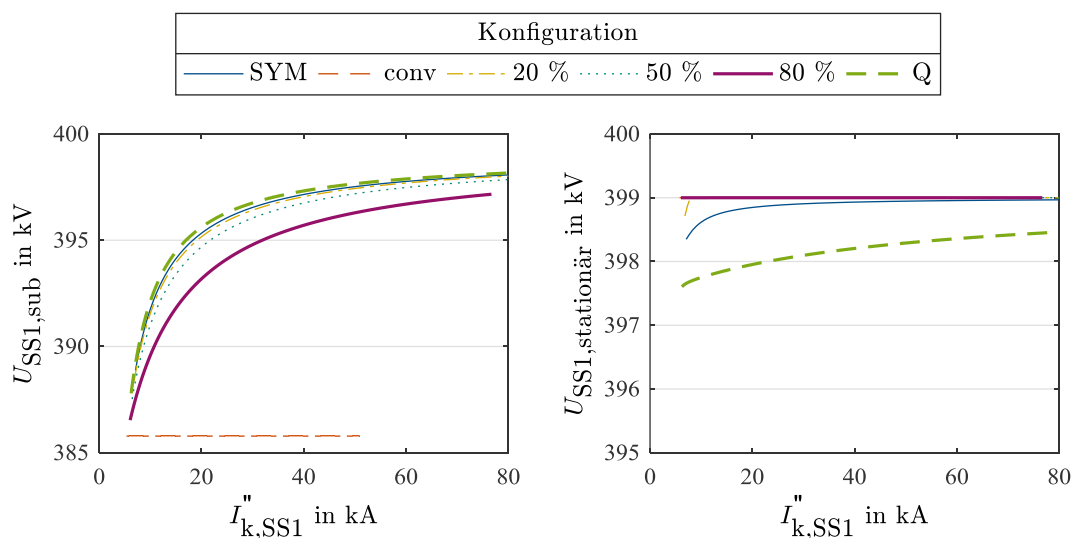


Abbildung 7-20: Spannung an Sammelschiene 1 nach Blindlastsprung an SS1

a) subtransient b) stationärer Endzustand ( $t = 30$  s)

Für den subtransienten Spannungseinbruch ist erkennbar, dass die Spannungsabweichung im System mit Umrichter von der Kurzschlussleistung unabhängig ist. Ebenso wie beim Kurzschlussereignis aus Abschnitt 7.2.2 ist das subtransiente Umrichterverhalten durch den Betriebspunkt bestimmt. In allen anderen Systemen ist der initiale Spannungseinbruch weniger stark. Mit zunehmender Kurzschlussleistung fällt er zunehmend geringer aus und nähert sich asymptotisch gegen null.

Wie in Abbildung 7-20 erkennbar, ist die Spannung im stationären Zustand am Ende der Simulation in beinahe allen Simulationen mit Umrichteranteil identisch mit dem Ausgangszustand. Lediglich bei sehr niedrigen Kurzschlussleistungen weist das System mit 20 % Umrichter auch eine stationäre Abweichung auf. Das System mit Synchron-

maschine weist bei niedrigen Kurzschlussleistungen ebenfalls geringfügige Abweichungen im Rahmen von bis zu 0,5 kV auf, die mit zunehmender Kurzschlussleistung gegen null gehen. Das System mit Ersatznetz weist deutlich höhere Abweichungen von bis zu 1,5 kV auf, die ebenfalls mit zunehmender Kurzschlussleistung sinken.

Das beobachtete Verhalten kann mit den nachfolgenden Betrachtungen zum Blindleistungsverhalten der aktiven Elemente erklärt werden. Wie bereits in Abschnitt 7.4.1 dargestellt wurde, muss zu jedem Zeitbereich das Gleichgewicht zwischen induktiver und kapazitiver Blindleistung gewahrt werden. Eine plötzliche (induktive) Blindlast von 100 Mvar an Sammelschiene 1 bewirkt eine vermehrte (kapazitive) Blindleistungsbereitstellung aus den aktiven Netzelementen. Diese lässt sich in Abhängigkeit von der Spannung an Sammelschiene 1 darstellen – somit kann berechnet werden, welches  $\Delta U_{\text{sub,SS1}}$  sich für  $\Delta Q_{\text{SS1}}$  ergibt.

Prinzipiell wird die Blindleistungsübertragung zwischen zwei Netzknoten  $i$  und  $j$  mit der folgenden Gleichung beschrieben:

$$Q_{ij} = \frac{1}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \left( X_{ij} U_i^2 - X_{ij} U_i U_j \cdot \cos(\vartheta_i - \vartheta_j) - R_{ij} U_i U_j \cdot \sin(\vartheta_i - \vartheta_j) \right). \quad (7.23)$$

Die Sensitivität dieser Blindleistungsübertragung gegenüber der Spannung am empfangenden Knoten  $j$  kann durch die folgende Ableitung bestimmt werden.

$$\frac{dQ_{ij}}{dU_j} = \frac{1}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \left( X_{ij} U_i \cdot \cos(\vartheta_i - \vartheta_j) - R_{ij} U_i \cdot \sin(\vartheta_i - \vartheta_j) \right) \quad (7.24)$$

Mit den häufig getroffenen Vereinfachungen

$$R_{ij} \ll X_{ij}; (\vartheta_i - \vartheta_j) \rightarrow 0 \quad (7.25)$$

lässt sich Gleichung (7.24) vereinfachen zu

$$\frac{dQ_{ij}}{dU_j} = \frac{U_i}{X_{ij}}. \quad (7.26)$$

Die subtransiente Spannungsabweichung am Knoten  $j$  lässt sich durch die Inversion der summierten Sensitivitäten für alle Blindleistung bereitstellenden Elemente  $i$  ermitteln:

$$\frac{dU_j}{dQ_j} = \frac{1}{\sum_{i=1}^N \frac{dQ_{ij}}{dU_j}} = \sum_{i=1}^N \frac{X_{ij}}{U_i}. \quad (7.27)$$

Diese Gleichung ist im subtransienten wie auch im stationären Zustand geeignet, die Spannungssensitivität eines Knotens zu beschreiben. Die Unterschiede liegen in der Modellierung der Netzelemente, die Blindleistung bereitstellen.

### Spannungssensitivität im subtransienten Zeitbereich

Die dargestellten subtransienten Simulationsergebnisse können mit sehr hoher Genauigkeit bestimmt werden, wenn die Blindleistungsbereitstellung der Synchronmaschinen als Spannungsfall der stationären Polradspannung entlang der subtransienten Reaktanz modelliert wird:

$$\Delta Q_{\text{sub,G,SS1}} = \Delta U_{\text{sub,SS1}} \cdot \frac{E_t \cdot \sqrt{3}}{X_{\text{dt}} + X_{\text{N}}}. \quad (7.28)$$

Hierbei muss für den Generator 1 als Netzreaktanz jeweils die Transformatorreaktanz berücksichtigt werden; für Generator 2 die Transformatorreaktanz sowie die Leitungsreaktanz. Während die stationäre Polradspannung  $E$  der Synchronmaschine streng genommen vom Betriebszustand abhängt, hat eine Annäherung als  $c \cdot U_n / \sqrt{3}$  im betrachteten Modell nur geringe Auswirkungen auf die Genauigkeit.

In gleichem Ausmaß kann die subtransiente Blindleistungsstützung durch das Ersatznetz beschrieben werden:

$$\Delta Q_{\text{sub,Ersatznetz,SS1}} = \Delta U_{\text{sub,SS1}} \cdot \left( \frac{U_{\text{intern}}}{X_{\text{intern}} + X_{\text{N}}} \right) \quad (7.29)$$

Umrichter weisen im subtransienten Zeitbereich eine Blindleistungsstützung von  $dQ_{\text{conv}} / dU_{\text{conv}} = 0$  auf.

Die in Gleichung (7.27) definierte Spannungssensitivität eines Knotens lässt sich demnach durch Zusammenfassung der Beiträge aus Synchronmaschinen und Ersatznetzen, der als Spannungsquellen modellierten Betriebsmittel darstellen. Diese Größe ist nicht proportional zur Kurzschlussleistung verwandt, da in deren Berechnung auch die Kurzschlussströme aus Umrichtern eingehen. Es bietet sich die Definition einer angepassten *Kurzschlussleistung aus Spannungsquellen* bzw. *Kurzschlussleistung ohne Umrichter* an. Diese kann aus dem in Kapitel 4.2.3 eingeführten Kurzschlussstrom ohne

Umrichter  $I_{\text{kPFO}}''$  entsprechend IEC-60909:2016 als  $S_{\text{kPFO}}'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\text{kPFO}}''$  ermittelt werden und entspricht der folgenden Berechnungsvorschrift:

$$S_{\text{kPFO}}'' = \frac{c \cdot U_n^2}{\sum_{i=1}^N X_{ij}} ; N = \text{Anzahl interner Spannungsquellen.} \quad (7.30)$$

Mit  $S_{\text{kPFO}}''$  kann die Spannungssensitivität im subtransienten Zeitbereich

$$\frac{dU_j}{dQ_j} = \sum_{i=1}^N \frac{X_{ij}}{U_i} = \frac{c \cdot U_n}{S_{\text{kPFO}}''} = \frac{c}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{I_{\text{kPFO}}''} ; N = \text{Anzahl int. Spannungsquellen} \quad (7.31)$$

für die dargestellten Simulationen gut nachgebildet werden.

### Spannungssensitivität im stationären Zustand

Für den stationären Zeitbereich gestaltet sich die Beschreibung der Spannungssensitivität grundlegend verschieden. Wie erkennbar ist, hängt das Verhalten nur beim System mit Ersatznetz nennenswert von der Kurzschlussleistung ab. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Ersatznetz das einzige unregelte Netzelement in der beobachteten Anordnung ist. In allen anderen Systemen hängt der stationäre Zustand nicht von der Kurzschlussleistung ab, sondern von der Entfernung des betrachteten Knotens zu den nächsten spannungsgeregelten Knoten. Diese ist im betrachteten System nicht mit der Kurzschlussleistung verwandt; die Korrelation in realen vermaschten Energieversorgungssystemen erfordert eine vertiefte Betrachtung. Die Blindleistungssensitivität lässt sich durch die nachfolgende Gleichung bestimmen.

$$\frac{dU_j}{dQ_j} = \sum_{i=1}^N \frac{X_{ij}}{U_i} ; N = \text{Anzahl spannungsgeregelter Knoten} \quad (7.32)$$

Die Partizipation der einzelnen Betriebsmittel an der Blindleistungsbereitstellung kann nicht geschlossen analytisch ausgedrückt werden. Diese ist Ergebnis der dynamischen Eigenschaften der verschiedenen Betriebsmittel und wird maßgeblich durch die Zeitkonstanten der beteiligten Betriebsmittel bzw. ihre Regelung bestimmt.

Die verbleibenden Spannungsabweichungen in dem System mit Synchronmaschine sind darauf zurück zu führen, dass der Spannungsregler in G1 (und G2) keine PI-, sondern eine P-Charakteristik aufweist. Hierdurch verbleiben auch an den eigentlich spannungsgeregelten Knoten bleibende Abweichungen.

---

Es ist zu beachten, dass die Spannungsregelung von Synchronmaschinen und Umrichtern keine unbegrenzt hohen Blindlastsprünge ausregeln kann und der hier betrachtete Szenarienrahmen vergleichsweise kleine Störungen wie den Ausfall einer Kondensatorbank beschreibt. Bei größeren Störungen des Blindleistungsgleichgewichts können die aktiven Betriebsmittel ihre Betriebsgrenzen erreichen, und damit nicht genügend Blindleistung zur Verfügung stellen. In diesem Fall sind sie für den stationären Zustand als Stromquellen zu beschreiben. Aus diesem Grund empfiehlt sich für die Beschreibung der stationären Spannungssensitivität von Netzknoten eine Darstellung der nichtlinearen Charakteristik anhand der Distanz zum nächsten spannungsgeregelten Knoten.

Ebenfalls ist anzumerken, dass in realen vermaschten Übertragungsnetzen die stationäre Spannungscharakteristik zusätzlich durch Stufensteller an Transformatoren sowie ggf. die Anpassung der Blindleistungsaufteilung auf die verschiedenen Betriebsmittel beeinflusst wird.

## **7.5 Zusammenfassung und Ausblick**

Durch Untersuchung der in Kapitel 6 vorgestellten Anordnung können viele Aspekte des Verhaltens hybrider AC/DC-Energieversorgungssysteme qualitativ betrachtet werden. An dieser Stelle werden die in diesem Kapitel erlangten Erkenntnisse kurz zusammengefasst und interessante Forschungsthemen für zukünftige Arbeiten festgehalten. Zunächst wird das Strom-/Spannungsverhalten beschrieben, anschließend das Winkelverhalten, die transiente Stabilität und das Kleinsignalverhalten. Nachfolgend erfolgt in Abschnitt 7.5.4 eine Diskussion der Übertragbarkeit der Ergebnisse auf vermaschte Systeme.

### **7.5.1 Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung**

#### **Strom-/Spannungsverhalten bei Kurzschlüssen**

Mit Hilfe der dynamischen Verläufe in Kapitel 7.1 können die qualitativen Unterschiede in Kurzschlussstrom, Spannung während und nach Fehlern mit Synchronmaschine, Umrichtern und hybriden AC/DC-Systemen herausgearbeitet werden. Hierbei wird zunächst ein unterschiedlicher Zeitverlauf der Ströme aus Umrichtern und Synchronmaschinen deutlich: während Synchronmaschinen den größten Strom im Zeitpunkt des Fehlereintritts abgeben, regeln Umrichter erst nach Detektion des

Fehlereintritts den Fehlerstrom ein. Der subtransiente Kurzschlussstrom ist folglich betriebsabhängig und der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom entsprechend IEC 60909:2016 ist nur geeignet, um das Maximum des Werts abzuschätzen.

Der in Kapitel 7.2 erfolgte Vergleich des Kurzschlussverhaltens des AC/DC-Netzmodells mit dem von entsprechenden Ersatznetzen ermöglicht Aussagen, wie gut die Netznachbildung entsprechend der Kurzschlussleistung zur Nachbildung des Kurzschlussverhaltens geeignet ist. Mit der quantitativen Auswertung von Strom- und Spannungsbeträgen kann deren Abhängigkeit von der Kurzschlussleistung im System genau beschrieben werden. Bei gleicher Bemessungsleistung liefern Systeme mit Synchronmaschine erheblich größere Kurzschlussströme als hybride Systeme – der Unterschied fällt bei steigender Bemessungsleistung jedoch zunehmend geringer aus. Berechnungsgleichungen zur Ermittlung der tatsächlich auftretenden Kurzschlussströme im subtransienten und transienten Zeitbereich können aufgestellt werden.

Weiterhin wird festgestellt, dass die betriebspunktabhängige Blindstromregelung der Umrichter von der Kurzschlussstromberechnung nach Norm nicht abgebildet wird. So können bei hohen Restspannungen (hervorgerufen durch hohe Kurzschlussleistungen und eine relativ weite Entfernung vom Kurzschlussort) signifikante Abweichungen zwischen dem Wert nach Norm und dem tatsächlich eingespeisten Strom auftreten. Die Bedeutung dieser Abweichungen in realen Netzen kann anhand vermaschter Netzmodelle geprüft werden.

Die Restspannungen und somit Spannungstrichter in dem betrachteten System sind wie auch die Kurzschlussströme positiv mit der Kurzschlussleistung korreliert. Es ist zu beachten, dass die Kurzschlussströme direkt proportional zur Kurzschlussleistung *am Fehlerort* sind, die sich von der am Ort der gemessenen Restspannung unterscheidet.

In vermaschten Übertragungssystemen kann mit dieser Gleichung jedoch keine allgemeingültige Aussage über die Spannungstrichter abgeleitet werden, da diese in Abhängigkeit vom Fehlerort für jeden Netzknoten anders ausfallen. Simulationen spezifischer Ereignisse bieten sich an. Ein direkter Rückschluss von der Kurzschlussleistung auf die Spannungstrichter ist nicht zulässig, da beispielsweise ein Leitungsausbau die Kurzschlussleistung an vielen Knoten erhöht, die Restspannungen durch herabgesetzte Leitungsimpedanzen jedoch verringert. Zusätzlich ist festzuhalten, dass bei gleicher Kurzschlussleistung hybride Energieversorgungsnetze deutlich höhere

---

Restspannungen aufweisen. Grund ist die betriebspunktabhängige aktive Blindstrombereitstellung aus Umrichtern.

### **Winkelverhalten bei Kurzschlüssen**

Eine weitere Erkenntnis aus den Betrachtungen in Abschnitt 7.2 ist, dass das Winkelverhalten hybrider AC/DC-Übertragungssysteme nicht durch Ersatznetze abgebildet werden kann. Grund ist, dass die betrachteten Umrichter kein eigenständiges Trägheitsverhalten aufweisen, sondern nach der Fehlerklärung mit deutlich kürzeren Zeitkonstanten als Synchronmaschinen zum stationären Zustand zurückkehren. Die Umrichter synchronisieren sich auf die Netzspannung und somit auf elektrisch nahe Synchronmaschinen und liefern innerhalb weniger 10 bis 100 ms wieder die aus dem Lastfluss vorgegebene Wirkleistung. Es treten keine Pendelungen auf.

Mit ihrem Verhalten während und nach dem Fehler beeinflussen sie zusätzlich in erheblichem Maße die Schwingung der benachbarten Synchronmaschine. Dieser Einfluss ist durch die Reglerstruktur und  $\omega$ -parameter des Umrichters sowie das Lastflussszenario definiert und kann somit nicht allgemeingültig beschrieben werden. Aus diesem Grund ist die Nachbildung von Teilen hybrider AC/DC-Systeme durch Ersatznetze für Untersuchungen des Schwingungsverhaltens nicht zu empfehlen.

Systeme mit Synchronmaschinen können durch Ersatznetze mit Modellierung der identischen Trägheit für die erste Schwingung (first swing) annähernd nachgebildet werden. Nachfolgende Schwingungen werden jedoch nicht korrekt abgebildet, da das Ersatznetz den Einfluss des Spannungsreglers vernachlässigt. Ohne Modellierung der Trägheit (als starres Netz) ist die Nachbildung auch nicht für die erste Schwingung sinnvoll.

### **7.5.2 Transiente Stabilität**

In Kapitel 7.3 wird dargestellt, dass die (als CCT quantifizierte) transiente Stabilität von hybriden Netzen trotz der beschriebenen ungenügenden Modellierung des Winkelverhaltens positiv mit der Kurzschlussleistung korreliert. So weisen die untersuchten Systeme mit Synchronmaschine, aber auch hybride AC/DC-Energieversorgungssysteme im kritischen Lastfluss mit steigender Kurzschlussleistung steigende CCT auf. Bei identischer Kurzschlussleistung weisen Systeme mit Umrichter (auch in niedrigen Anteilen) jedoch eine deutlich höhere Stabilität auf. Dies ist auf die deutlich verbesserte Spannungsrückkehr nach Fehlern zurückzuführen. Folglich kann



nicht durch bloße Kenntnis der Kurzschlussleistung ein direkter Rückschluss auf die Systemstabilität gezogen werden.

Eine Nachbildung der nicht unmittelbar vom Fehler betroffenen Betriebsmittel mit einem Ersatznetz entsprechend der Kurzschlussleistung ist nur bedingt zu empfehlen. Eine Modellierung mit starrem Ersatznetz wie beispielsweise in [17] führt zu deutlich zu optimistischen Abschätzungen der Systemstabilität. Das Verhalten von Systemen ohne Umrichter kann durch Modellierung eines Ersatznetzes mit identischer Trägheit annähernd abgebildet werden. Allerdings schlägt diese Nachbildung für Systeme mit Umrichtern wegen der obenstehend beschriebenen mangelhaften Abbildung von deren Trägheitsverhalten fehl.

Für die transiente Stabilität von hybriden AC/DC-Systemen empfiehlt sich daher zunächst stets eine ausführliche Analyse mit dynamischen Simulationen. Forschung an einer Netznachbildung für diese Systeme setzt voraus, dass das (derzeit weder durch Netzanschlussbedingungen spezifizierte noch für existierende Projekte öffentlich dokumentierte) Verhalten der Umrichter nach der Fehlerklärung definiert wird. In zukünftigen Forschungsarbeiten könnte dies vertieft untersucht werden – auch, weil die Nachbildung von Verteilnetzen mit Umrichtern für Stabilitätsstudien im Übertragungsnetz noch nicht geklärt ist. Ebenfalls sollte betrachtet werden, welche Herausforderungen für die Systemstabilität sich durch das Zusammenwirken und durch mögliche Rückkopplungen zwischen verschiedenen Umrichtern im Fehlerfall ergeben können.

### **7.5.3 Kleinsignal-Spannungsverhalten**

Die in Abschnitt 7.4 vorgestellten Untersuchungen des Kleinsignal-Spannungsverhaltens als Reaktion auf Störungen des Blindleistungsgleichgewichts stellen dar, dass eine Nachbildung hybrider AC/DC-Energieversorgungssysteme entsprechend der Kurzschlussleistung nicht sinnvoll ist. Eine alternative Beschreibung in Form von Spannungssensitivitäten kann jedoch für zwei getrennte Zeitbereiche vorgeschlagen werden.

Im subtransienten Zeitbereich liefern Umrichter keinen Beitrag zum Ausgleich von Spannungssprüngen und Blindleistungsungleichgewichten. Das Systemverhalten wird in diesem Zeitbereich vollständig durch die im System befindlichen Synchronmaschinen bestimmt. Die subtransiente Spannungssensitivität kann entsprechend Gleichung (7.31) durch die Kurzschlussleistung aus diesen Maschinen angenähert werden.

---

Im stationären Zeitbereich, wenige Sekunden nach Auftreten eines Blindlastsprungs, ist die Spannung am betroffenen Knoten nicht durch die Kurzschlussleistung zu beschreiben. Stattdessen kann die Spannungssensitivität in diesem Zeitbereich entsprechend Gleichung (7.32) durch die elektrische Entfernung zu den nächsten spannungsgeregelten Knoten ausgedrückt werden.

#### **7.5.4 Einordnung der Ergebnisse**

Die vorgestellten Untersuchungen sind im Wesentlichen qualitativer Natur und unterliegen zwei signifikanten Einschränkungen. An dieser Stelle wird diskutiert, wie dies die Ergebnisse beeinflusst und inwiefern die Ergebnisse auf reale Übertragungsnetze übertragbar sind. Dies umfasst die Modellierung der Umrichter sowie die Konzentration auf ein stark vereinfachtes Netzmodell ohne Vermaschung.

#### **Annahmen zur Umrichtermodellierung**

Wie in Kapitel 3.3 dieser Arbeit dargestellt wurde, sind VSC HGÜ-Systemen keine weit verbreiteten Betriebsmittel. Bislang existieren nur einzelne Projekte, bei denen HGÜ im vermaschten Drehstromsystem eingesetzt werden. Ihr Verhalten wird maßgeblich durch die Regelung spezifiziert. Diese ist jedoch nicht standardisiert und es existieren nur wenig detaillierte Informationen über die tatsächlich eingesetzten Regelungen in den bestehenden Umrichtern. In dieser Arbeit werden die Umrichter entsprechend der in wissenschaftlichen Veröffentlichungen überwiegend vorgestellten d-q-Regelungen mit Phasenregelschleife modelliert und es wird eine Blindleistungseinspeisung bei Unterspannungen hinzugefügt. Nach Fehlerklärung erfolgt unmittelbar der Übergang zum Normalbetrieb.

Ebenso wird davon ausgegangen, dass die Umrichter während und nach Fehlern Wirk- und Blindleistung frei in den Betriebsgrenzen variieren können. In vermaschten HGÜ-Netzen bedeutet dies, dass die übrigen Umrichter ihren Wirkleistungssollwert während und nach dem Fehler so anpassen, dass der unmittelbar betroffene Umrichter vorrangig geregelt wird. Diese Annahmen beeinflussen den transienten Kurzschlussstrom, die Restspannung während Fehlern sowie das Winkel- und Stabilitätsverhalten.

Es wird bei der Analyse des transienten Kurzschlussstroms herausgearbeitet, dass die Kurzschlussleistung nach Norm das Umrichterverhalten nicht korrekt darstellt. Grund ist das modellierte Unterspannungsverhalten, das eine Einspeisung des Bemessungsstroms während Fehlern unter 0,5 p.u. und eines proportional verringerten Wertes oberhalb

dieser Schwelle fordert. Sollte sich hierfür eine andere Vorgabe durchsetzen, muss die in 7.5.1 beschriebene Aussage angepasst werden.

Das in Kapitel 7.1 beschriebene Winkelverhalten, das nicht durch eine Spannungsquelle mit Impedanz abgebildet werden kann, hängt maßgeblich von der Regelung des Umrichters nach der Fehlerklärung ab. Falls in diesem Zeitraum ein spezieller Regelmodus zur Rückkehr zum Normalbetrieb verwendet und möglicherweise standardisiert wird, könnte dies eine strukturierte Beschreibung des Winkelverhaltens ermöglichen.

### **Übertragbarkeit auf vermaschte Systeme**

Die vorgestellten Untersuchungen sind im Wesentlichen qualitativer Natur und werden für ein stark vereinfachtes Modell eines Übertragungsnetzes vorgenommen. Während die betrachteten Kurzschlussleistungen durchaus die Größenordnung der real im Übertragungsnetz auftretenden Werte umfassen, sind einzelne Erzeugungsanlagen und Umrichter im Energieversorgungssystem deutlich kleiner. Die hohen Werte der Kurzschlussleistung treten erst durch den Zusammenschluss vieler Erzeugungsanlagen in vermaschten Netzen auf.

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse sind prinzipiell auch auf vermaschte Systeme übertragbar. Auch in diesen gilt die in dieser Arbeit gemachte Beobachtung, dass der Kurzschlussstrom aus Umrichtern zeitlich eine vollkommen andere Dynamik aufweist als derjenige aus Synchronmaschinen. Es folgt auch in vermaschten Netzen, dass der subtransiente Kurzschlussstrom und das subtransiente Kleinsignalverhalten von AC/DC-Hybridsystemen nicht anhand der Kurzschlussleistung abgebildet werden können. Der Kurzschlussstrom nach Norm ermöglicht nur eine Abschätzung des maximalen Kurzschlussstroms im zugehörigen Betriebsfall. Ebenfalls sind die beschriebenen Aspekte des Winkelverhaltens von Umrichtern auch in vermaschten Systemen gültig. In diesen werden jedoch zusätzliche Beeinflussungen zwischen den Umrichtern auftreten, die möglicherweise in Stabilitätsbetrachtungen untersucht werden müssen.

Bestimmte in diesem Kapitel beschriebene Effekte sind jedoch an dem vereinfachten Netzmodell nicht darzustellen. Dies umfasst beispielsweise die geographische Ausdehnung von Restspannungen in verteilten Netzen. Die in Kapitel 7.2.2 erarbeiteten Gleichungen ermöglichen zwar eine Berechnung der Restspannung, bieten jedoch noch keine anschauliche Darstellung, wie sich Spannungstrichter in hybriden AC/DC-

---

Energieversorgungsnetzen ausprägen. Hierzu sollten Simulationen typischer Szenarien in verteilten Energieversorgungssystemen durchgeführt werden, wie sie beispielsweise für das deutsche Übertragungsnetz in [24] vorgestellt werden. Das stationäre Kleinsignal-Spannungsverhalten wird zusätzlich zu den in diesem Kapitel erarbeiteten Zusammenhängen auch durch Stufensteller und die Anpassung von Sollwerten für die betroffenen Betriebsmittel bestimmt.

Bereits die Untersuchungen in Abschnitt 7.5.2 ergeben, dass eine Bewertung der transienten Stabilität entsprechend der Kurzschlussleistung in hybriden Netzen nicht sinnvoll erscheint. Auch in konventionellen Systemen ist eine Nachbildung mit starren Ersatznetzen nicht empfehlenswert, da sie zu optimistische Critical Clearing Times ergibt. In vermaschten Systemen ist die Verwendung der Kurzschlussleistung noch kritischer zu sehen. In diesen Energieversorgungssystemen treten Schwingungen zwischen mehreren Generatoren oder Generatorgruppen auf, die nicht durch ein vereinfachtes Netz abgebildet werden können. Die kritischen Lastflüsse in Single-Machine-Infinite-Bus-Systemen treten in realen Energieversorgungssystemen nicht auf, da Erzeugungsanlagen nie als Motoren eingesetzt werden. Aus diesem Grund wird eine klare Empfehlung ausgesprochen, Stabilitätsuntersuchungen möglichst immer an dem tatsächlich untersuchten Energieversorgungssystem durchzuführen und auf eine Netznachbildung mit Ersatznetzen zu verzichten.

## 8 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit liefert einen umfassenden Überblick über die Anwendungen der Kurzschlussleistung zur Netznachbildung und -bewertung und ermöglicht qualitativ die Bewertung dieser Anwendungen. Dies kann von Verwendern der Kurzschlussleistung in Forschung und Entwicklung sowie bei der Weiterentwicklung von Netzanschlussbedingungen genutzt werden, um die Verwendung zu prüfen und ggf. zu anderen Untersuchungsmethoden überzugehen.

Wie in Kapitel 5 erarbeitet wurde, wird die Kurzschlussleistung in mehreren Anwendungsgebieten als Kenngröße verwendet. Zunächst dient der nach IEC 60909:2016 berechnete Anfangs-Kurzschlusswechselstrom  $I_k''$  zur Abschätzung der maximal und minimal auftretenden Kurzschlussströme. Verwendet wird er für die Auslegung von Betriebsmitteln und Schutzgeräten bzw. -systemen. Die aus  $I_k''$  abgeleitete Kurzschlussleistung  $S_k''$  wird hingegen zur Nachbildung von Netzen verwendet. Konkrete Anwendungen hierfür sind die Bewertung von Spannungstrichtern bei Kurzschlüssen, der transienten Stabilität beim Anschluss von Synchronmaschinen an das Übertragungsnetz und das Kleinsignal-Spannungsverhalten im Betriebspunkt. Wie in Tabelle 8-1 dargestellt ist, können diese Anwendungen auf eine Nachbildung des Spannungs- und Winkelverhaltens des betrachteten Netzteils bezüglich Spannungs- und Winkelverhalten zurückgeführt werden. Die ebenfalls identifizierte Verwendung der Kurzschlussleistung zur Beschreibung von Netzurückwirkungen wurde in dieser Arbeit nicht untersucht.

Tabelle 8-1: Strukturierung der Anwendungsgebiete der Kurzschlussleistung

	Spannungsverhalten (dU/dQ)						Winkelverhalten (d $\theta$ /dP)					
	Kleinsignal			Großsignal			Kleinsignal			Großsignal		
	subtransient	transient	stationär	subtransient	transient	stationär	subtransient	transient	stationär	subtransient	transient	stationär
<b>Spannungstrichter</b>	-	-	-	(✓)	✓	-	-	-	-	-	-	-
<b>Transiente Stabilität</b>	-	-	-	(✓)	✓	-	-	-	-	(✓)	✓	(✓)
<b>Spannungshaltung / Stabilität HGÜ</b>	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Um die Eignung der Kurzschlussleistung für diese Anwendungen zu prüfen, wurde der in Kapitel 6 vorgestellte Untersuchungsrahmen für Simulationen von Energie-

versorgungssystemen mit verschiedenen Umrichteranteilen entwickelt. Hierbei wurde zurückgegriffen auf die in Kapitel 3 dargestellten Eigenschaften der Betriebsmittel in Hybridnetzen sowie die in Kapitel 4 präsentierte Berechnung der Kurzschlussströme in diesen Systemen. Kern des Untersuchungsrahmens ist der Anschluss einer Synchronmaschine an ein Übertragungsnetz (siehe Abbildung 8-1). Das Übertragungsnetz wurde aggregiert dargestellt und verschiedene Konfigurationen mit variierendem Umrichteranteil simuliert. Durch Variation der Bemessungsleistung der verschiedenen Betriebsmittel konnten verschiedene Werte der Kurzschlussleistung erreicht werden. Dies ermöglicht quantitative Untersuchungen der Zusammenhänge beispielsweise von Kurzschlussleistung und transientser Stabilität.

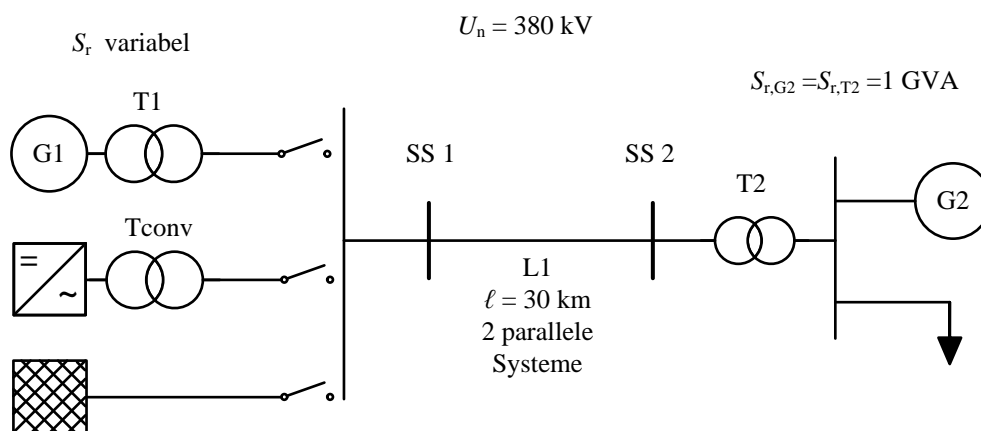


Abbildung 8-1: Topologie des AC/DC-Netzmodells

## 8.1 Kernergebnisse

Hybride AC/DC-Systeme unterscheiden sich beim Strom-/Spannungsverhalten während und nach Kurzschlüssen erheblich von konventionellen Systemen. So liefern Umrichter im subtransienten Zeitbereich keinen Fehlerstrom, sondern den Betriebsstrom. Erst nach Erkennen des Fehlers wird ein Blindstrom entsprechend der Vorschriften aus den Netzanschlussbedingungen eingeregelt.  $I_k''$  entsprechend IEC 60909:2016 ist folglich nicht zur Beschreibung des Netzverhaltens im subtransienten Zeitbereich oder zur Parametrierung von Ersatznetzen geeignet, sondern dient lediglich zur Abschätzung des maximal möglichen Werts.

Im transienten Zeitbereich weisen die Kurzschlussströme in hybriden AC/DC-Systemen ebenso wie in konventionellen Systemen einen proportionalen Zusammenhang zum Kurzschlussstrom nach Norm auf. Sie weisen jedoch Abweichungen von bis zu 20 % zu diesem auf, da beispielsweise die Kurzschlussströme aus Synchronmaschinen im

transienten Zeitbereich bereits erheblich abgeklungen sind. Das in Netzanschlussregeln geforderte Verhalten von Umrichtern bei Restspannungen über 0,5 p.u. wird durch IEC 60909:2016 nicht abgebildet.

Restspannungen während dreipoliger Fehler und somit die Ausbreitung von Spannungstrichtern sind nicht direkt mit der Kurzschlussleistung an den betroffenen Sammelschienen verknüpft. So bewirkt beispielsweise Leitungsausbau höhere Kurzschlussströme, aber auch flachere Spannungstrichter durch die herabgesetzten Leitungsimpedanzen. Bei gleicher Kurzschlussleistung weisen hybride Energieversorgungsnetze höhere Restspannungen auf. Grund ist die betriebspunktabhängige aktive Blindstrombereitstellung aus Umrichtern.

Das Winkelverhalten hybrider AC/DC-Übertragungssysteme kann nicht durch Thévenin-Äquivalente abgebildet werden. Grund ist, dass die Umrichter kein Trägheitsverhalten aufweisen, sondern sich auf die Netzspannung und somit in der Nähe befindliche Synchronmaschinen synchronisieren und die gewünschte Wirkleistung unabhängig vom Phasenwinkel eingeregelt wird. Mit ihrem Verhalten während und nach dem Fehler beeinflussen sie zusätzlich in erheblichem Maße die Schwingung der benachbarten Synchronmaschine. Dieser Einfluss ist durch die Reglerstruktur und -parameter des Umrichters sowie das Lastflussszenario definiert und kann somit nicht allgemeingültig beschrieben werden. Aus diesem Grund ist die Nachbildung von Teilen hybrider AC/DC-Systeme durch Ersatznetze für Untersuchungen des Schwingungsverhaltens nicht zu empfehlen.

Trotz dieses fehlenden Zusammenhangs konnte ermittelt werden, dass die (als CCT quantifizierte) transiente Stabilität in konventionellen wie auch in hybriden Netzen positiv mit der Kurzschlussleistung korreliert. Bei identischer Kurzschlussleistung weisen Systeme mit Umrichter (auch in niedrigen Anteilen) jedoch eine deutlich höhere Stabilität auf. Dies ist auf die wesentlich schnellere Spannungsrückkehr nach Fehlern zurückzuführen. Folglich kann nicht durch bloße Kenntnis der Kurzschlussleistung ein direkter Rückschluss auf die Systemstabilität gezogen werden. Ebenfalls wird deutlich, dass eine Modellierung mit starrem Ersatznetz auch für konventionelle Systeme nicht zulässig ist; bei diesen muss stets die Trägheit der nachgebildeten Synchronmaschinen modelliert werden.

Es konnte weiterhin ermittelt werden, dass eine Nachbildung des Kleinsignal-Spannungsverhaltens hybrider AC/DC-Energieversorgungssysteme entsprechend der

---

Kurzschlussleistung nicht sinnvoll ist. Eine alternative Beschreibung in Form von Spannungssensitivitäten kann jedoch für zwei getrennte Zeitbereiche vorgeschlagen werden. Im subtransienten Zeitbereich liefern Umrichter keinen Beitrag zum Ausgleich von Spannungssprüngen und Blindleistungsungleichgewichten. Das Systemverhalten wird in diesem Zeitbereich vollständig durch die im System befindlichen Synchronmaschinen bestimmt. Auch im stationären Zeitbereich, wenige Sekunden nach Auftreten eines Blindlastsprungs, ist die Spannung am betroffenen Knoten nicht durch die Kurzschlussleistung zu beschreiben. Gleichungen zur Berechnung dieses Spannungsverhaltens wurden erarbeitet.

Die dargestellten Ergebnisse sind prinzipiell auch auf vermaschte Systeme übertragbar. Beispielsweise gilt auch in diesen, dass der Kurzschlussstrom aus Umrichtern eine grundsätzlich andere Dynamik aufweist als derjenige aus Synchronmaschinen. So folgt auch in vermaschten Netzen, dass der subtransiente Kurzschlussstrom und das subtransiente Kleinsignalverhalten von AC/DC-Hybridssystemen nicht anhand der Kurzschlussleistung abgebildet werden können.

Bestimmte Auswirkungen dieser Effekte sind an dem vereinfachten Netzmodell nicht darzustellen. Dies umfasst beispielsweise die geographische Ausdehnung von Restspannungen in verteilten Netzen. Die in Kapitel 7.2.2 erarbeiteten Gleichungen ermöglichen zwar eine Berechnung der Restspannung, bieten jedoch noch keine anschauliche Darstellung, wie sich Spannungstrichter in vermaschten hybriden AC/DC-Energieversorgungsnetzen ausprägen. Hierzu wären Simulationen typischer Szenarien in verteilten Energieversorgungssystemen notwendig.

## **8.2 Ausblick**

Aus den Untersuchungen für diese Arbeit haben sich weitere interessante Fragestellungen für zukünftige Forschungsarbeiten ergeben.

Zunächst wurde in Kapitel 4 Bedarf für die Weiterentwicklung von IEC 60909:2016 identifiziert, der den Umfang und die Zielstellung dieser Arbeit übersteigt. Dies umfasst insbesondere die Annahme, dass für die minimalen Kurzschlussströme keine Umrichter zu berücksichtigen sind. In zukünftigen Arbeiten sollte diese Annahme kritisch untersucht werden. Hierfür muss geprüft werden, in welchem Last-Einspeise-Szenario zukünftig die kleinsten Kurzschlussströme auftreten – dies könnten Starkwind-Sonne-Szenarien sein, in denen ein hoher Anteil erneuerbarer Erzeugungsanlagen am Netz



auftritt. In diesem Fall kann der Beitrag der Umrichter nicht vernachlässigt werden. Zudem sollte in zukünftigen Arbeiten untersucht werden, inwiefern erneuerbare Erzeugungsanlagen technisch in der Lage sind, auch bei mangelndem Dargebot Blindstrom zur Spannungsstützung zu liefern. Des Weiteren wurde in Kapitel 7.2.2 aufgezeigt, dass die Kurzschlussnorm die spannungsabhängige Blindstrombereitstellung von Umrichtern während Fehlern nicht abbildet. Aus diesem Grund treten Abweichungen zwischen dem Kurzschlussstrom nach Norm und dem tatsächlich auftretenden Fehlerstrom auf, wenn die Kurzschlussleistung sehr hoch ist oder sich Umrichter vergleichsweise weit vom Fehlerort entfernt befinden. Ob eine diesbezügliche Überarbeitung der Norm sinnvoll ist, sollte durch quantitative Untersuchung der zu erwartenden Differenzen an realistischen vermaschten Übertragungsnetzmodellen geprüft werden.

Als weiteres Themenfeld sollte die Bedeutung der Kurzschlussleistung für die Bewertung von Netzurückwirkungen in hybriden AC/DC-Systemen geprüft werden. Wie in Kapitel 5 erwähnt, wird die Kurzschlussleistung in verschiedenen Regelwerken für die Bewertung der Auswirkungen von verzerrten Strömen auf die Netzspannung verwendet. Dieses Themenfeld ist besonders im Verteilnetz von Interesse. In hybriden AC/DC-Energieversorgungssystemen wäre sowohl von Interesse, welche Auswirkungen Umrichter ohne spezielle Regelung auf verzerrte Spannungen aufweisen. Zusätzlich sollte geprüft werden, ob Oberschwingungen und andere Netzurückwirkungen aktiv mit speziellen Regelschleifen kompensiert werden können. In diesem Fall wäre die Kurzschlussleistung kein geeignetes Maß, um die Anfälligkeit eines Netzknotens für Verzerrungen zu bewerten.

Weitere Untersuchungen könnten zu dem in Kapitel 7.1 beschriebenen Winkelverhalten hybrider AC/DC-Übertragungssysteme durchgeführt werden. Wie beschrieben kann dieses nicht allgemeingültig mit einer Trägheitskonstante beschrieben werden, da sich umrichterbasierte Betriebsmittel grundsätzlich anders verhalten als Synchronmaschinen. Sie verändern allerdings erheblich das Winkelverhalten des Systems.

In Studien der Stabilität von Übertragungsnetzen ist es sicherlich möglich, mit detaillierten Modellen der beinhalteten HGÜ-Umrichter zu arbeiten. Allerdings ist die Nachbildung des Winkelverhaltens von Umrichtern bei Störungen auch in anderen Netzebenen von Interesse. So bestimmen die in den Verteilnetzen installierten umrichterbasierten Erzeugungsanlagen zunehmend deren Verhalten. Für die Abbildung von Verteilnetzen für Übertragungsnetzstudien wäre es folglich von großem Interesse,

---

Möglichkeiten der Nachbildung hybrider Netze weiter zu entwickeln. Wie in dieser Arbeit dargestellt werden konnte, ist hierfür jedoch zunächst eine Erfassung des Status Quo, der tatsächlich implementierten Regelung der eingesetzten Umrichter bezüglich der äußeren Stromregelung, der Phasenregelschleife und dem Verhalten nach der Fehlerklärung erforderlich. Ebenfalls wäre es möglich, mit dynamischen Studien die Auswirkungen dieser nicht standardisierten Regelgrößen auf die Systemstabilität zu erfassen. Vorschläge zur weiteren Spezifikation der Regler könnten abgeleitet werden.



---

## 9 Literaturverzeichnis

1. **ENTSO-E.** "ENTSO-E at a glance", Brüssel 2015.
2. **EURELECTRIC.** "Power Distribution in Europe - Facts and Figures", Brüssel 2013.
3. **V. Crastan, D. Westermann.** "Elektrische Energieversorgung 3 - Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik FACTS, HGÜ", 3., bearbeitete Auflage, Springer-Verlag, Berlin 2012.
4. **VDE-AR-N 4120:2015-01.** "Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)", 2015.
5. **IEC 60909-0:2016.** "Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents", 2016.
6. **A. Shustov.** "Netzschutz für elektrische Energieversorgungssysteme mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen", Dissertation der Universität Kassel, kassel university press GmbH 2009.
7. **P. Kundur et al.** "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions" in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004.
8. **Universität Kassel et al.** Abschlussbericht zum Verbundvorhaben "Veränderungen der Kurzschlussleistung beim Übergang von einem zentral zu einem dezentral gespeisten Energieversorgungssystem" für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Kassel 2014.
9. **AG Energiebilanzen.** <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>, abgerufen am 12.06.2017. [Online]
10. **Deutsche Bundesregierung.** "Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung", Berlin 2010.
11. **Deutsche Übertragungsnetzbetreiber.** "EEG-Anlagenstammdaten Gesamtdeutschland zur Jahresabrechnung 2015", auf [www.netz-transparenz.de](http://www.netz-transparenz.de), abgerufen am 12.06.2017.

- 
12. **Deutsche Übertragungsnetzbetreiber.** "Netzentwicklungsplan 2030: Version 2017, 2. Entwurf", 02.05.2017.
  13. **S.P. Teeuwesen.** "Modeling the Trans Bay Cable Project as Voltage-Sourced Converter with Modular Multilevel Converter design," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2011, pp. 1-8.
  14. **P. L. Francos, S. S. Verdugo, H. F. Álvarez, S. Guyomarch, J. Loncle.** "INELFE — Europe's first integrated onshore HVDC interconnection," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2012, pp. 1-8.
  15. **VDE.** "Stromübertragung für den Klimaschutz - Potenziale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen", Frankfurt am Main, 2011.
  16. **J. Dragon et al.** "Development of functional specifications for HVDC grid systems," 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, Birmingham, 2015, pp. 1-8.
  17. **IFHT, RWTH Aachen et al.** "Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023 - Abschlussbericht", Aachen 2015.
  18. **IAEW, RWTH Aachen et al.** "Studie zur Ermittlung der Mindesterzeugung", Aachen 2012.
  19. **Deutsche Übertragungsnetzbetreiber.** "Netzentwicklungsplan Strom 2012: 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber", 2012.
  20. **DEWI et al.** "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie I)", 2005.
  21. **Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).** "dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien", Berlin 2014.
  22. **Bundesnetzagentur.** "Bestätigung. Netzentwicklungsplan Strom 2013", 2013.
  23. **S. Altschäffl, R. Witzmann.** "Analyse von Spannungstrichtern in Folge von Kurzschlüssen im deutschen Übertragungsnetz", Power and Energy Student Summit (PESS) 2015, January 13th-14th, Dortmund Germany.

24. **S. Altschäffl, R. Witzmann.** "Effect of Reduced Rotating Inertia on Expansion of Voltage Dips Caused by Three-Phase Faults in the German Power Transmission Network", 3rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 2015.
25. **S. Altschäffl, R. Witzmann, T. Ahndorf.** "Generating a PSS™NETOMAC model of the German Transmission Grid from Google Earth and visualizing load flow results," 2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Cavtat, 2014, pp. 603-609.
26. **IEC 60027-7:2009.** "Letter symbols to be used in electrical technology - Part 7: Power generation, transmission and distribution", 2009.
27. **D. Oeding, B.R. Oswald.** "Elektrische Kraftwerke und Netze", Springer Verlag, 7. Auflage. 2011.
28. **D. Nelles.** "Netzdynamik: Elektromechanische Ausgleichvorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen", VDE Verlag, Berlin 2009.
29. **V. Crastan.** "Elektrische Energieversorgung 1 - Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik", 3., bearbeitete Auflage, Springer, Berlin 2012.
30. **P. Kundur.** "Power System Stability and Control", McGraw-Hill Education, 1st Edition, 1994.
31. **J. Machowski, J. Bialek, J.Bumb.** "Power System Dynamics: Stability and Control", 2nd Edition, John Wiley & Sons, 2009.
32. **P. Anderson, A.A. Fouad.** Power System Control and Stability, Wiley-IEEE Press, 2nd Edition, 2002.
33. **J. Hanson.** Vorlesungsskript zur Vorlesung "Elektrische Energieversorgung II", Darmstadt, Wintersemester 2016/2017.
34. **IEEE Std 421.5™-2005.** "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", New York 2006.
35. **M. Barnes, A. Beddard, Anton.** "Voltage Source Converter HVDC Links - The State of the Art and Issues Going Forward", in Energy Procedia, Vol. 24, 2012, pp. 108-122. S. 109-122.
36. **Cigré Working Group B4.57.** Brochure 604: "Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid", Paris 2014.

- 
37. **M. Davies, M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann, D. Soerangr.** "HVDC PLUS – Basics and Principle of Operation", Siemens AG, Erlangen 2011.
38. **ABB.** "It's time to connect", Broschüre der ABB AB - Grid Systems - HVDC, Ludvika 2013.
39. **A. Lesnicar, R. Marquardt.** "An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range," 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings,, 2003, pp. 6 pp. Vol.3-.
40. **B. Jacobson, P. Karlsson, G. Asplund, L. Harnefors, T. Jonsson.** "VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters", CIGRÉ session, Paris, 2010, paper reference B4-110.
41. **Alstom Grid.** "HVDC-VSC: transmission technology of the future", in Alstom Think Grid #08, Spring/Summer 2011, pp.13-17. S. 13-17.
42. **C.C. Davidson, D.R. Trainer.** "Innovative concepts for hybrid multi-level converters for HVDC power transmission," 9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010), London, 2010, pp. 1-5.
43. **S. Finney, L. Xu.** "Control of VSC HVDC Converter Stations", Presentation at EES-UETP course "HVDC and HVDC Grids for Future Transmission", December 2nd-5th, Leuven.
44. **C.D. Barker, R.S. Whitehouse.** "Autonomous converter control in a multi-terminal HVDC system," 9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010), London, 2010, pp. 1-5.
45. **C.D. Barker, R.S. Whitehouse.** "Further developments in autonomous converter control in a multi-terminal HVDC system," 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012), Birmingham, 2012, pp. 1-6.
46. **T.M. Haileselassie, M. Molinas, T. Undeland.** "Multi-Terminal VSC-HVDC System for Integration of Offshore Wind Farms and Green Electrification of Platforms in the North Sea", NORPIE/2008, Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, June 9-11, 2008.
47. **Z. Zhou.** "Coordination of Converter Controls and an Analysis of Converter Operating Limits in VSC-HVdc Grids", Dissertation an der University of Manitoba, Winnipeg 2013.
-



48. **Manitoba Hydro HVDC Research Centre.** Webinar "MMC Technologies", 26.02.2015. Präsentation und Netzmodell abrufbar auf <http://hvdc.ca/knowledge-base/>.
49. **D. Jovcic.** "Phase locked loop system for FACTS," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 3, pp. 1116-1124, Aug. 2003.
50. **J. Zhou et al.** "Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 5, pp. 2287-2296, Oct. 2014.
51. **M. Karimi-Ghartemani.** "Enhanced Phase-Locked Loop Structures for Power and Energy Applications", John Wiley & Sons, Inc., 2014.
52. **L. Zhang, L. Harnefors, H.P. Nee.** "Interconnection of Two Very Weak AC Systems by VSC-HVDC Links Using Power-Synchronization Control," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 344-355, Feb. 2011.
53. **J. Arrillaga, Y.H. Liu, N.R. Watson.** "Flexible Power Transmission: The HVDC Options", John Wiley & Sons, 2007.
54. **B.D. Railing et al.** "Cross Sound Cable Project - Second Generation VSC Technology for HVDC", Cigré Session 2004.
55. **M. Nieves et al.** "Enhanced control strategy for MMC-based STATCOM for unbalanced load compensation," 2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications, Lappeenranta, 2014, pp. 1-10.
56. **A. Timofejevs, D. Gamboa.** "Control of MMC in HVDC Applications", Master Thesis, Aalborg University, 2013.
57. **Q. Tu, Z. Xu, L.Xu.** "Reduced Switching-Frequency Modulation and Circulating Current Suppression for Modular Multilevel Converters", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 26, No. 3, 2011 .
58. **S. Debnath, J. Qin, B. Bahrani, M. Saeedifard, P. Barbosa.** "Operation, Control, and Applications of the Modular Multilevel Converter: A Review," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 30, no. 1, pp. 37-53, Jan. 2015.
59. **VDN.** "Transmission Code: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber", Berlin 2007.

- 
60. **ENTSO-E**. "ENTSO-E Draft Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC-connected Power Park Modules", Brüssel 2014.
61. **Official Journal of the European Union**. "COMMISSION REGULATION (EU) 2016/1447 establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules", 26.8.2016.
62. **Y. Jiang-Häfner, M. Hyttinen and B. Pääjärvi**. "On the short circuit current contribution of HVDC Light," IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2002, pp. 1926-1932 vol.3.
63. **B. Berggren, R. Majumder, N. Johansson**. "A Generic VSC HVDC Primary Control Structure Suitable for Stability Studies", 2013 EPRI HVDC and FACTS Conference, August 28, 2013, Palo Alto, USA.
64. **G. Deiml, C. Hahn, W. Winter, M. Luther**. "A novel dynamic model for Multiterminal HVDC systems based on self-commutated full- and half-bridge Multilevel Voltage Sourced Converters," 2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications, Lappeenranta, 2014, pp. 1-13.
65. **N.T. Trinh, I. Erlich, M. Zeller, K. Wuerflinger**. "Enhancement of grid transient stability using MMC-VSCH-VDC control," 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, Birmingham, 2015, pp. 1-6.
66. **Cigré Working Group C4.605**. Brochure 566: "Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks", Paris 2014.
67. **DIN EN 60909-0 VDE 0102:2016-12**. "Kurzschlussströme in Drehstromnetzen. Teil 0: Berechnung der Ströme", 2016.
68. **DIgSILENT GmbH**. Benutzerhandbuch "PowerFactory 15", Gomaringen 2014.
69. **IEC 60909-0:2001**. "Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents", 2001.
70. **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-04**. "Kurzschlussströme in Drehstromnetzen. Teil 0: Berechnung der Ströme", 2002.
71. **G. Balzer**. "Vorgesehene Änderungen der IEC 60909-0", Vortrag beim NEPLAN-Anwendertreffen, Mannheim 2015.
-

72. **H. Haase, H Garbe, H.Gerth.** "Grundlagen der Elektrotechnik", Schöneworth Verlag, Hannover 2004.
73. **D. Johnson.** "Scanning our Past - Origins of the Equivalent Circuit Concept: The Voltage-Source Equivalent", Proceedings of the IEEE, Vol. 91, No. 4, April 2003.
74. **D. Johnson.** "Scanning our Past - Origins of the Equivalent Circuit Concept: The Current-Source Equivalent", Proceedings of the IEEE, Vol. 91, No. 5, May 2003.
75. **K. Heuck, K.-D. Dettmann, D. Schulz.** "Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis", 7., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, Friedr. Vieweg Sohn Verlag, Wiesbaden 2007.
76. **A. Schwab.** "Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie", Springer-Verlag, Berlin 2006.
77. **J. Machowski et al.** Short-circuit power as important reliability factor for power system planning. Power Systems Computation Conference, August 18-22, 2014, Wroclaw, Poland.
78. **P. Heine, M. Lehtonen.** "Voltage sag distributions caused by power system faults," IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004., Denver, CO, 2004, pp. 894 Vol.1-.
79. **P. Eriksen et al.** "System operation with high wind penetration," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 3, no. 6, pp. 65-74, Nov.-Dec. 2005.
80. **I. Erlich, W. Winter, A. Dittrich.** "Advanced grid requirements for the integration of wind turbines into the German transmission system," 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Quebec, 2006.
81. **DIN EN 50160:2010.** "Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen", Berlin 2011.
82. **BDEW.** Technische Richtlinie "Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz", 2008.
83. **VDE-AR-N 4105.** "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz", 2011.

- 
84. **H. Kerber.** "Vom Netz zum System - Weiterentwicklung Anwendungsregeln des FNN", Vortrag bei der 13. CIGRE/CIREN-Informationsveranstaltung, Mannheim 2015.
85. **J. Dragon, M. Coumont, J. Hanson.** "Applicability of Non-Uniform Kuramoto Oscillators to transient stability analysis - a power systems perspective," 2015 European Control Conference (ECC), Linz, 2015, pp. 229-234.
86. **L. F. C. Alberto, F. H. J. R. Silva and N. G. Bretas.** "Direct methods for transient stability analysis in power systems: state of art and future perspectives," 2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502), Porto, 2001, pp. 6 pp. vol.2-.
87. **Deutsche Übertragungsnetzbetreiber.** "Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes", 2012.
88. **J. Dragon et al.** "Einfluss nicht-synchroner Erzeuger auf die transiente Stabilität im Übertragungsnetz", Internationaler ETG-Kongress 2013 – Energieversorgung auf dem Weg nach 2050, Berlin.
89. **W. Frey.** "Die Stabilitätsprobleme des Parallelbetriebes", Promotionsarbeit der Eidgenössischen Technischen Hochschule in Zürich, 1956.
90. **Cigré Working Group 14.05.** "Brochure 222: On Voltage and Power Stability in AC/DC Systems", Paris, 2003.
91. **J. Hanson.** Folien zur Vorlesung "Elektrische Energieversorgung III", Kapitel "LCC-HGÜ", Darmstadt, Sommersemester 2016.
92. **M. P. Bahrman; B. K. Johnson.** "The ABCs of HVDC Transmission Technologies - An Overview of High Voltage Direct Current Systems and Applications", IEEE power&energy magazine, March/April 2007.
93. **Y. Liu, Z.Chen.** "A Flexible Power Control Method of VSC-HVDC Link for the Enhancement of Effective Short-Circuit Ratio in a Hybrid Multi-Infeed HVDC System," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 1568-1581, May 2013.
94. **C. Guo, Y. Zhang, A. Gole, C. Zhao.** "Analysis of Dual-Infeed HVDC With LCC–HVDC and VSC–HVDC," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 3, pp. 1529-1537, July 2012.
95. **IEEE Power & Energy Society.** Technical Report PES-TR1: Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies, 2013.
-

96. **J. Peralta, H. Saad, S. Denetière, J. Mahseredjian, S. Nguefeu.** "Detailed and Averaged Models for a 401-Level MMC-HVDC System", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, No. 3, 2012.

97. **Staudt et al.** "Control concept including validation strategy for an AC/DC hybrid link (»Ultranet«)," 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Pittsburgh, PA, 2014, pp. 750-757.

98. **ENTSO-E.** "Network Code for HVDC Connections and DC-connected Power Park Modules - Requirement Outlines", Brüssel 2014.

---

## Anhang

---

## Eigene Veröffentlichungen

J. Dragon, G. Papaioannou, J. Hanson, L. Eckenroth und R. Hermes, "Einfluss nicht-synchroner Erzeuger auf die transiente Stabilität im Übertragungsnetz," Internationaler ETG-Kongress 2013 – Energieversorgung auf dem Weg nach 2050, Berlin, November 5-6, 2013

H. Zimmer, J. Dragon, J. Hanson, "Basic design considerations for a mechanically switched capacitor with damping network (MSCDN) within a high-voltage-grid," 15th European Conference on Power Electronics and Applications EPE IEEE, Lille, September 2-6, 2013

J. Dragon, L. Werner, J. Hanson: „Effects of DC Voltage Droop Characteristics on Contingency Behaviour of AC/DC Systems“, 49th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Cluj-Napoca (Romania), September 2-5, 2014

J. Hanson, J. Dragon, S. Weck, T. Butschen: „Herausforderungen für den Multi-Terminal-Betrieb von VSC-HGÜ-Systemen“, Fachtagung Hochspannungsschaltanlagen 2014, Darmstadt, 14.10.2014

J. Dragon et al.: „Development of Functional Specifications for HVDC Grid Systems“, The 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, 10-12 February 2015, Edgbaston Stadium, Birmingham, UK

F. Schettler, J. Dragon et al., „Standardization and common Grid Codes forming the technical framework for European wide HVDC grids“ in European Energy Journal, Volume 5, Issue 2, May 2015

Ana Aguado (Herausgeberin), J. Dragon et al. "The European Supergrid", European Energy Studies (Book 7), Claeys & Casteels Publishing, April 15, 2015

J. Dragon et al.: „Operation and Stability of Hybrid Transmission Systems“, Presentation at ENERGY, SCIENCE & TECHNOLOGY – International Conference and Exhibition, EST 2015, Karlsruhe

J. Dragon, M. Coumont, J. Hanson: „Applicability of Non-Uniform Kuramoto Oscillators to Transient Stability Analysis – a Power Systems Perspective“, European Control Conference 2015, Linz



## Betreute studentische Arbeiten

### 2012

**Kletzka, David:** Diplomarbeit "Evaluierung des aktuellen Forschungsstandes zu Hochspannungsgleichstrom-Übertragungs-Regelungsstrategien"

**Niersbach, Benjamin:** Bachelorarbeit "Transiente Stabilität von Synchronmaschinen und die beeinflussenden Faktoren"

### 2013

**Chen, Jinlong:** Masterarbeit "Control theory based analysis of VSC HVDC systems and their controller design"

**Fan, Jianping:** Masterarbeit "Modellierung und Simulation verschiedener Strategien zur Spannungsregelung in Multiterminal-HGÜ-Systemen"

**Heberer, Sebastian:** Bachelorarbeit "Modellierung eines radialen Multiterminal-HGÜ-Systems mit Voltage Margin Control in DigSilent PowerFactory"

**Keuwo Tefonou, Igor Bertin:** Bachelorarbeit "Implementierung des IEEE 14-Bus-Beispielnetzes in PowerFactory für Stabilitätsuntersuchungen"

**Schimmel, David Christopher:** Bachelorarbeit "Untersuchung des Einflusses verschiedener Lastmodelle auf die Polradwinkelwinkelstabilität im Übertragungsnetz anhand eines Modellnetzes"

**Wang, Yijun:** Masterarbeit "Feasibility Study for the application of AC grid codes to DC converter stations"

**Werneyer, Inko:** Masterarbeit "Auslegungskriterien und Kenngrößen der Komponenten von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystemen"

### 2014

**Coumont, Martin:** Bachelorarbeit "Systemtheoretische Methoden zur Analyse transienter Stabilität in Energieversorgungssystemen am Beispiel des Modells nicht-uniformer Kuramoto Oszillatoren"

**Mansur, Dany:** Studienarbeit "Regulatorische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für DC-Systeme"

---

**Puranik, Niranjana Kukkehalli:** Masterarbeit "Implementation of a control strategy for improving transient stability with VSC HVDC Converters"

**Raveendran, Dhivya:** Masterarbeit "Control of Medium Voltage DC grid components"

**Sanz Lopez, Victor:** Bachelorarbeit "Stabilitätsbetrachtungen zu VSC-HGÜ-Systemen"

**Werner, Lars:** Masterarbeit "Einfluss der Spannungsregelung auf Ausfälle in AC/DC-Hybridnetzen"

**Würtenberger, Jens:** Bachelorarbeit "Bewertung des Einflusses von HGÜ-Systemen auf die transiente Stabilität in New England Test System/NewYork Power System"

**2015**

**Heberer, Sebastian:** Masterarbeit "Dynamische Auswertung eines europäischen AC/DC-Hybridnetzes"

**2016**

**Bechtel, Jadana:** Bachelorarbeit "Modellierung eines VSC-HGÜ-Systems zur Analyse der Kleinsignalstabilität"

## A 3 Zu Kapitel 3 - Verhalten von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz

### A 3.1 Koordinatentransformationen im Drehstromsystem

#### Symmetrische Komponenten

Die Fortescue-Transformation ermöglicht eine Darstellung unsymmetrischer Drehstromkomponenten als Superposition dreier symmetrischer Drehstromsysteme: des Nullsystems, Mitsystems und Gegensystems. Im Nullsystem sind Strom bzw. Spannung der drei Leiter in Phase, im Mitsystem weisen sie die gleiche Reihenfolge wie das Originalsystem auf, und im Gegensystem die entgegengesetzte Phasenreihenfolge.

Die Überführung vom RST-System in das 012-System geschieht durch Anwendung der folgenden Transformationsmatrizen:

$$\mathbf{x}_{012} = \mathbf{T} \cdot \mathbf{x}_{RST} \qquad \mathbf{x}_{RST} = \mathbf{T}' \cdot \mathbf{x}_{012}$$

$$\begin{pmatrix} x_0 \\ x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} x_R \\ x_S \\ x_T \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} x_R \\ x_S \\ x_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} x_0 \\ x_1 \\ x_2 \end{pmatrix}$$

#### Park-Clarke-Transformation

Als Park-Clarke-Transformation wird die Kombination der unabhängig voneinander entwickelten Clarke- und Park-Transformation bezeichnet. Die Clarke-Transformation ist hierbei die erste Operation. Ausgehend vom Drehstromsystem wandelt sie die drei um  $120^\circ$  verschobenen Wechselgrößen (siehe Abbildung A-1 a) ) in drei zueinander orthogonal stehende Wechselgrößen  $\alpha$ ,  $\beta$  und 0 um. Diese sind in Abbildung A-1 b) erkennbar. Die Achse der ersten Orthogonalkomponente  $\alpha$  liegt hierbei in der gleichen Achse wie der erste Leiter des Drehstromsystems R. Die als Homopolarkomponente bezeichnete Nullachse ist nur relevant, wenn das Drehstromsystem unsymmetrisch ist.

Die Park-Transformation überführt in einem zweiten Schritt die Orthogonalgrößen des  $\alpha$ - $\beta$ -Koordinatensystems in ein mit der Kreisfrequenz  $\omega t$  rotierendes Koordinatensystem. Dieses ist in Abbildung A-1 c) dargestellt. Wenn die Kreisfrequenz gleich der elektrischen Frequenz des Systems gewählt wird, werden Ströme, Spannungen und Flüsse im d-q-Koordinatensystem zu Gleichgrößen. Die d-Achse des rotierenden Koordinatensystems weist im Augenblick  $t = 0$  einen Winkel  $\vartheta$  zum Leiter R auf. Dieser Winkel  $\vartheta$  entspricht bei Synchronmaschinen dem Polradwinkel zwischen der d-Achse des Rotors und dem Drehfeld der Synchronmaschine.

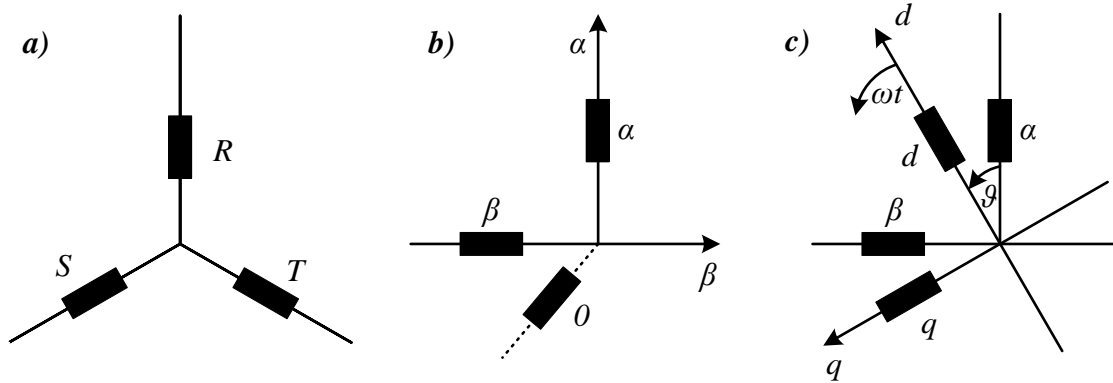


Abbildung A-1: Abbildung eines Drehstromsystems als a) RST-System, b)  $\alpha$ - $\beta$ -System, c) d-q-System

Die Überführung vom RST-System in das d-q-System erfolgt mit den folgenden Transformationsgleichungen. Diese kombinieren die Park- und Clarke-Transformation in einem Schritt.

Hintransformation:

$$\mathbf{x}_{0dq} = \mathbf{T} \cdot \mathbf{x}_{RST}$$

$$\begin{pmatrix} x_0 \\ x_d \\ x_q \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1/2 & 1/2 & 1/2 \\ \cos(\tau) & \cos(\tau - \alpha) & \cos(\tau + \alpha) \\ -\sin(\tau) & -\sin(\tau - \alpha) & -\sin(\tau + \alpha) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} x_R \\ x_S \\ x_T \end{pmatrix}$$

Rücktransformation:

$$\mathbf{x}_{RST} = \mathbf{T}' \cdot \mathbf{x}_{0dq}$$

$$\begin{pmatrix} x_R \\ x_S \\ x_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & \cos(\tau) & -\sin(\tau) \\ 1 & \cos(\tau - \alpha) & -\sin(\tau - \alpha) \\ 1 & \cos(\tau + \alpha) & -\sin(\tau + \alpha) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} x_0 \\ x_d \\ x_q \end{pmatrix}$$

Hierbei gelten die folgenden Ersetzungen:

$$\tau = \omega t + \vartheta$$

$$\alpha = 120^\circ$$



### A 3.3 Ersatzschaltung zur Bestimmung der Reaktanzen und Zeitkonstanten

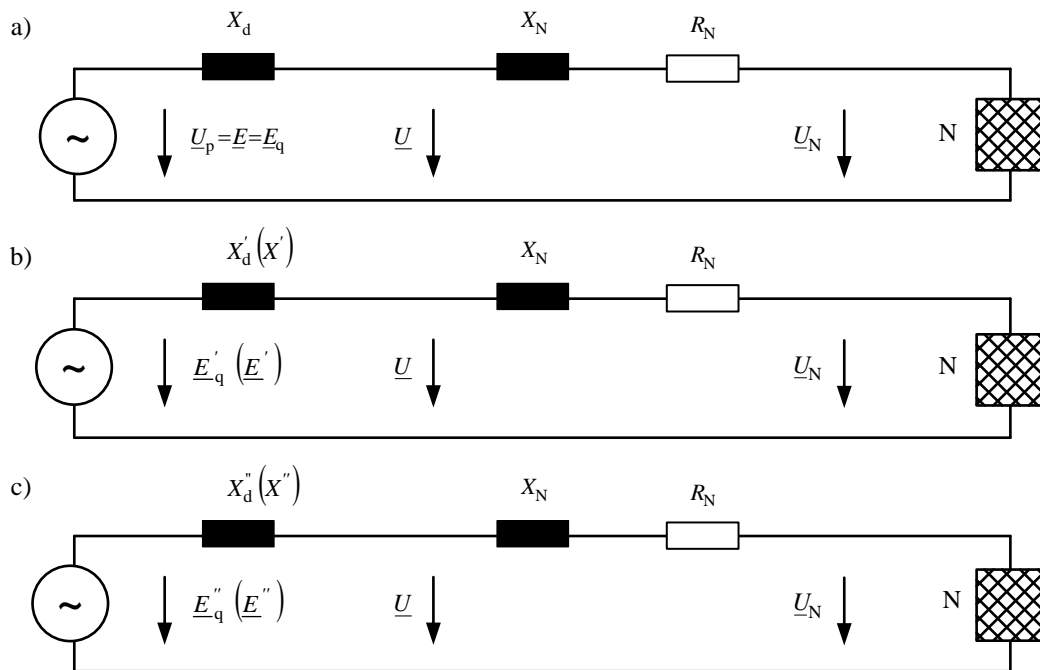


Abbildung A-3 Ersatzschaltungen zur Bestimmung der Vorbelastung, gültig für Längsachse; Querachse und Turbogeneratoren [28 S. 151]

a) synchron, b) transient, c) subtransient

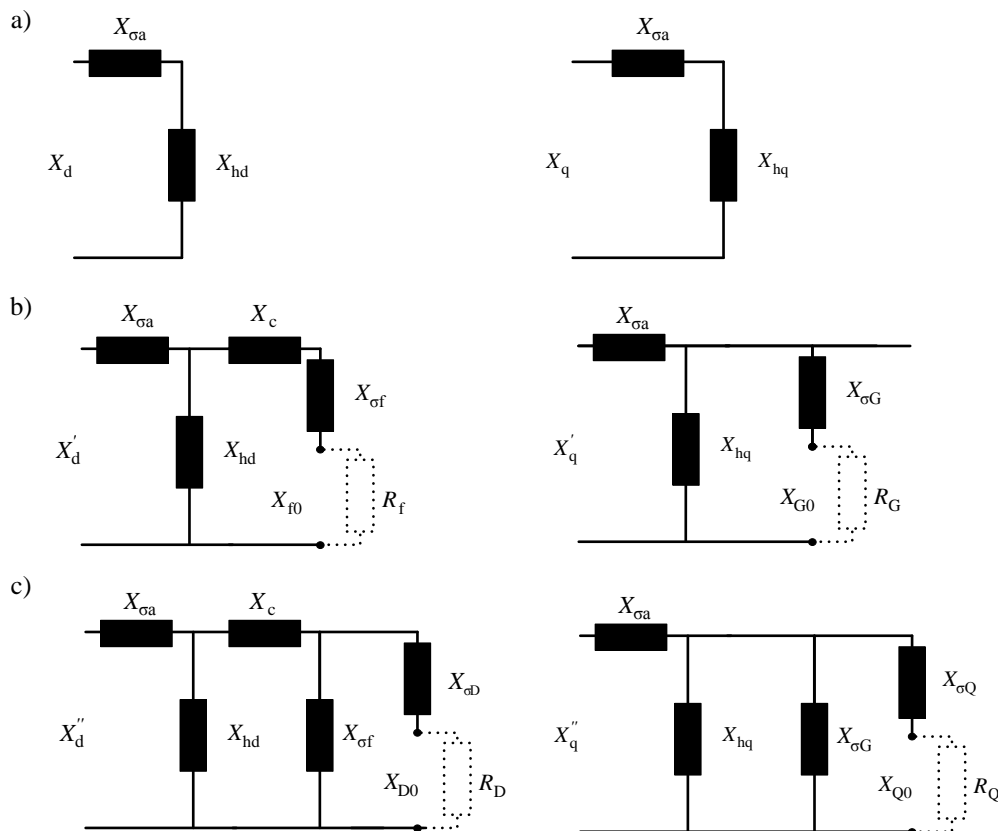


Abbildung A-4: Ersatzschaltung zur Bestimmung der Reaktanzen und Zeitkonstanten in Längsachse d und Querachse q [28 S. 152]

a) synchroner Fall, b) transienter Fall, c) subtransienter Fall

**Wirksame Reaktanzen für Abklingen des subtransienten Anteils**

$$X_{D0} = X_{\sigma D} + \frac{1}{\frac{1}{X_{hd}} + \frac{1}{X_{\sigma f}}} \quad (9.1)$$

$$X_{Dk} = X_{\sigma D} + \frac{1}{\frac{1}{X_{\sigma a}} + \frac{1}{X_{hd}} + \frac{1}{X_{\sigma f}}} \quad (9.2)$$

$$X_{Q0} = X_{\sigma Q} + \frac{1}{\frac{1}{X_{hq}} + \frac{1}{X_{\sigma G}}} \quad (9.3)$$

**Zeitkonstanten für Abklingen des subtransienten Anteils in der q-Achse**

$$T''_{q0} = \frac{X_{Q0}}{\omega_r \cdot R_D} \quad (9.4)$$

$$T''_q = T''_{qk} = T''_{q0} \cdot \frac{X''_q}{X'_q} \quad (9.5)$$

$$T''_{dL} = T''_{q0} \cdot \frac{X''_q + X_N}{X'_q + X_N} \quad (9.6)$$

## A 4 Zu Kapitel 4 - Kurzschlussstromberechnung nach Norm

### A 4.1 Daten für Beispielnetz

Tabelle A-1: Bemessungsgrößen der Betriebsmittel

allgemein	$c_{\max}$	$c_{\min}$	$U_{n,OS}$ in kV		
	1,1	1,0	380		
G1	$U_r$ in kV	$S_{r,G1}$ in GVA	$R_G$ in $\Omega$	$x_d''$	$\cos(\varphi_r)$
	19	var. [0,5 ... 5]	0	0,12	0,8
G2	$U_r$ in kV	$S_{r,G2}$ in GVA	$R_G$ in $\Omega$	$x_d''$	$\cos(\varphi_r)$
	19	1	0	0,12	0,8
Conv	$U_r$ in kV	$S_{r,conv}$ in GVA	$I_k''$ in kA		
	416	var. [0,5 ... 5]	$= S_r / \sqrt{3} \cdot U_r$		
L1	$\ell$ in km	$X'$ in $\Omega/\text{km}$	$R'$ in $\Omega/\text{km}$	$C'$ in nF/km	
	100	0,25	0,03	14,4	
T1	$U_{r,OS}$ in kV	$U_{r,US}$ in kV	$S_r$ in GVA	$u_{kr}$	$u_{Rr}$
	380	19	var. [0,5 ... 5]	0,16	0
T2	$U_{r,OS}$ in kV	$U_{r,US}$ in kV	$S_r$ in GVA	$u_{kr}$	$u_{Rr}$
	380	19	1	0,16	0
Tconv	$U_{r,OS}$ in kV	$U_{r,US}$ in kV	$S_r$ in GVA	$u_{kr}$	$u_{Rr}$
	416	380	var. [0,5 ... 5]	0,18	0

### A 4.2 Berechnung der maximalen Kurzschlussströme $I_{k\max}''$ für $S_r = 0,8$ GVA

An dieser Stelle wird explizit dargestellt, wie die in Ergebnisse in Abschnitt 4.3 errechnet werden. Hierfür wird der Arbeitspunkt  $S_r = 0,8$  GVA gewählt. Zur Verbesserung der Übersichtlichkeit werden jeweils nur die ersten drei signifikanten Stellen dargestellt. Die Berechnung erfolgt mit den genauen Zahlenwerten.

#### Impedanzwerte

In einem ersten Schritt werden für alle Betriebsmittel die entsprechenden Impedanzwerte mit den Gleichungen aus Kapitel 4.2 berechnet.

Für die Synchronmaschinen wird in einem ersten Schritt die eigentliche Kurzschlussimpedanz auf der Niederspannungsebene berechnet:



$$\underline{Z}_{G1,US} = R_{G1} + j X_{dG1}'' = j x_{d,G1}'' \cdot \frac{U_{r,G1}^2}{S_{r,G1}} = j 0,0433 \Omega.$$

Bei gegebenem Transformator-Übersetzungsverhältnis wird die Impedanz auf die Hochspannungsebene umgerechnet:

$$\underline{Z}_{G1,OS} = \underline{Z}_{G1,US} \cdot \left( \frac{U_{rT1,OS}}{U_{rT1,US}} \right)^2 = j 17,3 \Omega|_{OS}$$

Äquivalent lässt sich die Impedanz auch für Synchronmaschine 2 berechnen:

$$\underline{Z}_{G2} = R_{G2} + j X_{d,G2}'' = j x_{d,G2}'' \cdot \frac{U_{r,G2}^2}{S_{r,G2}} = j 0,0542 \Omega|_{US} = j 21,7 \Omega|_{OS}$$

Die Impedanzen der Transformatoren

$$Z_{T1,OS} = \frac{u_{krT1}}{100\%} \cdot \frac{U_{r,T1}^2}{S_{r,T1}} = 28,9 \Omega \Rightarrow \underline{Z}_{T1,OS} = R_{T1} + j X_{T1} = j 28,9 \Omega$$

$$Z_{T2,OS} = \frac{u_{krT2}}{100\%} \cdot \frac{U_{r,T2}^2}{S_{r,T2}} = 23,1 \Omega \Rightarrow \underline{Z}_{T2,OS} = R_{T2} + j X_{T2} = j 23,1 \Omega$$

werden ebenso wie die Synchronmaschinen in einem späteren Schritt mit dem Korrekturfaktor für Kraftwerksblöcke ohne Stufensteller

$$K_{S1} = K_{S2} = K_S = \frac{U_n}{U_{rG}(1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTOS}}{U_{rTUS}} \cdot (1 + p_T) \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sin \varphi_{rG}} = 1,026$$

korrigiert.

Nun kann der Kurzschlussstrom für das **System mit Synchronmaschine** berechnet werden. Für den Fehlerort an der **Sammelschiene 1** wird die Gesamtimpedanz wie folgt berechnet:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{ges,SS2} &= K_S \cdot (\underline{Z}_{G1OS} + \underline{Z}_{T1OS}) \parallel \left( K_S \cdot (\underline{Z}_{G2OS} + \underline{Z}_{T2OS}) + \underline{Z}_{L1} \right) \\ &= K_S \cdot j 50,5 \Omega \parallel (K_S \cdot j 40,4 \Omega + (3 + j 25) \Omega) \\ &= j 51,9 \Omega \parallel (3 + j 66,5) \Omega = (0,576 + j 29,2) \Omega \end{aligned}$$

Der resultierende Kurzschlussstrom ist

$$\begin{aligned} I_{k,SS1}'' &= \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{\underline{Z}_{ges,SS1}} = (163 - j 8280) \text{ A} \\ I_{k,SS1}'' &= |I_{k,SS1}''| = 8280 \text{ A.} \end{aligned}$$

Für den Fehlerort an der **Sammelschiene 2** unterscheidet sich geringfügig die Berechnung der Gesamtimpedanz:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{\text{ges,SS2}} &= \left( K_S \cdot \left( \underline{Z}_{G1OS} + \underline{Z}_{T1OS} \right) + \underline{Z}_L \right) \parallel K_S \cdot \left( \underline{Z}_{G2OS} + \underline{Z}_{T2OS} \right) \\ &= (K_S \cdot j 50,5 \Omega + (3 + j 25) \Omega) \parallel (K_S \cdot j 40,4 \Omega) \\ &= (3 + j 76,9) \Omega \parallel j 41,5 \Omega = (0,368 + j 27,0) \Omega\end{aligned}$$

Der Kurzschlussstrom ergibt sich wie folgt:

$$\begin{aligned}\underline{I}_{k,SS2}'' &= \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{\underline{Z}_{\text{ges,SS2}}} = (122 - j 8950) \text{ A} \\ I_{k,SS2}'' &= \left| \underline{I}_{k,SS2}'' \right| = 8950 \text{ A}\end{aligned}$$

Für das **System mit Umrichter** wird nun zunächst der Kurzschlussstrombeitrag des Umrichters bestimmt. An dieser Stelle wird angenommen, dass der Bemessungsstrom eingespeist werden kann. Bei gegebenem  $S_r = 0,8 \text{ GVA}$  ergibt sich dieser zu

$$I_{r,\text{conv}} = \frac{S_{r,\text{conv}}}{\sqrt{3} U_{r,\text{conv}}} = 1110 \text{ A}.$$

Für die Berechnung des Kurzschlussstrombeitrags auf der 380-kV-Ebene wird dieser Wert transformiert zu

$$I_{k,\text{conv}} \Big|_{380\text{kV}} = I_{r,\text{conv}} \cdot \frac{U_{r,\text{Tconv,US}}}{U_{r,\text{Tconv,OS}}} = I_{r,\text{conv}} \cdot \frac{380\text{kV}}{416\text{kV}} = 1220 \text{ A}$$

Nun kann der Kurzschlussstrom für den **Fehlerort an Sammelschiene 1** bestimmt werden. Zunächst wird die Gesamtimpedanz berechnet, über die ein Strom aus der Ersatzspannungsquelle fließen kann. Da der Umrichter eine unendlich hohe Impedanz aufweist, ergibt diese sich zu:

$$\underline{Z}_{\text{ges,SS1}} = \left( K_S \left( \underline{Z}_{G2OS} + \underline{Z}_{T2OS} \right) + \underline{Z}_{L1} \right) = 3 + j 66,5 \Omega$$

Der Kurzschlussstrom setzt sich gemäß Gleichung (4.10) aus den Beträgen der Ersatzspannungsquelle und des Umrichters zusammen:

$$I_{k\text{max}}'' = \frac{1}{Z_k} \frac{c_{\text{max}} \cdot U_n}{\sqrt{3}} + \frac{1}{Z_k} \sum_{j=1}^N Z_{ij} \cdot I_{\text{skPF}j} = I_{k\text{maxPFO}}'' + I_{k\text{PF}}''$$

Die Impedanz  $Z_{ij}$  entspricht hier dem Eintrag der Impedanzmatrix zwischen Umrichter und Fehlerort. Für das dargestellte System entspricht der Faktor  $Z_{ij}/Z_k = 1$ , sodass der Gesamtstrom wie folgt berechnet werden kann:

$$I_{k,SS1}'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{Z_{ges,SS1}} + I_{k,conv} = 3620 \text{ A} + 1220 \text{ A} = 4840 \text{ A}$$

Äquivalent wird der Kurzschlussstrom für den Fehlerort an Sammelschiene 2 bestimmt. Wiederum unterscheidet sich die resultierende Gesamtimpedanz

$$\underline{Z}_{ges,SS2} = K_S \cdot (\underline{Z}_{G2OS} + \underline{Z}_{T2OS}) = j \cdot 41,5 \Omega,$$

was einen erheblich veränderten Kurzschlussstrom zur Folge hat:

$$I_{k,SS2}'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{Z_{ges,SS2}} + I_{k,conv} = 5820 \text{ A} + 1220 \text{ A} = 7040 \text{ A}$$

Äquivalent werden alle Werte in Abschnitt 4.3 dieser Arbeit berechnet. Für die Berechnung der minimalen Kurzschlussströme werden die in Tabelle A-2 dargestellten Änderungen vorgenommen:

Tabelle A-2: Anpassungen für Berechnung der minimalen Kurzschlussströme

	$c$	$R_L$	$K_S$	$I_{k,conv}$
Wert für $I_{kmax}''$	1,1	$R_L' \cdot \ell$	$K_S$	$I_{k,conv}$
Wert für $I_{kmin}''$	1	$R_L' \cdot \ell \cdot (1 + \alpha \cdot (\vartheta_e - 20^\circ\text{C}))$	1	0

## A 6 zu Kapitel 6 – Modellierung

### A 6.1 Betriebsmitteldaten des Netzmodells

#### Bemessungsdaten der Synchronmaschinen

Tabelle A-3: Bemessungsdaten der Synchronmaschine

Zeitkonstanten in s		Reaktanzen in p.u.		Blocktransformator	
$T'_d$	1,08	$x_d$	2,01	$U_{rOS}$	380 kV
$T'_q$	0,18	$x_q$	1,98	$U_{rUS}$	19 kV
$T''_d$	0,018	$x'_d$	0,21	$u_{kr}$	16 %
$T''_q$	0,018	$x'_q$	0,34	$R/X$	0
$T_A$	10	$x''_d$	0,16		
<b>Bemessungsspannung</b>		$x''_q$	0,17		
$U_r$	19 kV	$x_l$	0,14		

#### Blockschaltbild und Parameter des verwendeten Spannungsreglers

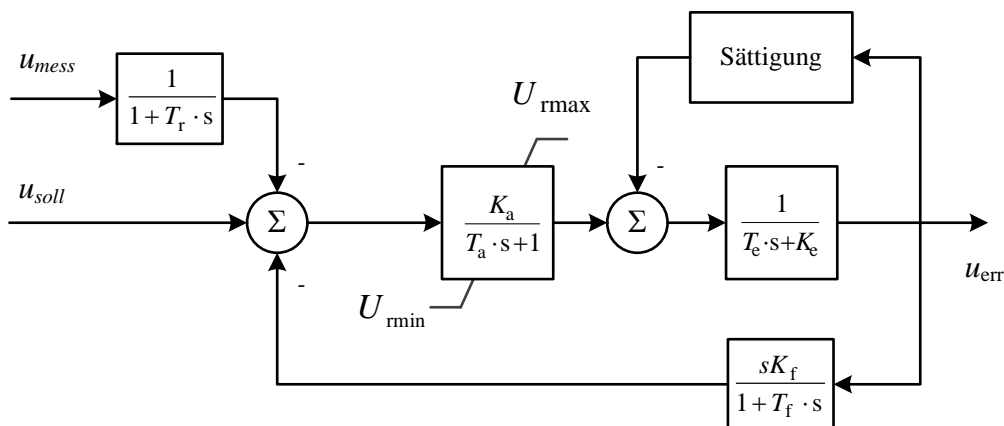


Abbildung A-5: Blockschaltbild des verwendeten IEEE1-Spannungsreglers

Tabelle A-4: Parameter des verwendeten IEEE1-Spannungsreglers für G1, G2

Zeitkonstanten in s		Verstärkungsfaktoren		Sättigungsfaktoren in p.u.	
Messverzögerung $T_r$	0,02	Reglerverstärkung $K_a$	200	$E_1$	3,9
Reglerzeitkonstante $T_a$	0,03	Erregerkonstante $K_e$	1	$S_{e1}$	0,1
Zeitkonstante des Stabilisierungspfad $T_f$	0,2	Verstärkung des Stabilisierungspfad $K_f$	0,05	$E_2$	5,2
Erregerzeitkonstante $T_e$	1,5	<b>Grenzen der Erregerspannung in p.u.</b>		$S_{e2}$	0,5
		$U_{min}$	- 10		
		$U_{max}$	+ 10		

Tabelle A-5: Parameter des Turbinenreglers vom Typ TGOV1 in G2

Zeitkonstanten in s		Verstärkungsfaktoren in p.u.		Reglerbegrenzung in p.u.	
Reglerzeitkonstante $T_1$	0,02	Reibungsverlustfaktor $D$	0	$U_{\min}$	0
Turbinenkonstante $T_2$	1,0	Droop $R$	0,05	$U_{\max}$	1
Turbinenkonstante $T_3$	2,0				

### A 6.2 Detailliertes Benchmark-Modell

Für die Verifikation des in Kapitel 6.3.5 vorgestellten HGÜ-Modells wird ein zusätzliches Benchmark-Modell in der Software PSCAD/EMTDC erstellt. Dieses ist keine Black Box mit definierter Funktion (Einstellen der Strom-Sollwerte), sondern ein elektromagnetisches Modell aus kaskadierten Submodulen und Arminduktivitäten entsprechend Abbildung 3-8. Die oberen und unteren IGBTs in jedem einzelnen Submodul X werden hierbei mit den Triggersignalen  $S_{SMX,O}$  bzw.  $S_{SMX,U}$  angesteuert. Daher kann der Umrichter nicht als ideale Strom-/Spannungsquelle beschrieben werden, sondern weist eine komplexe interne Regelung auf, die aus der vorgegebenen Spannungsform Triggersignale erzeugt. Berechnungsergebnisse sind nicht die Zeiger von Strom und Spannung in allen Knoten, sondern deren Augenblickswerte in den drei Leitern. In der Klassifikation der Cigré [36] entspricht es einem Modell des Typs 3.

Die äußere Regelung weist exakt dieselbe Struktur auf wie das in Kapitel 6.3 vorgestellten Effektivwertmodell (Abbildung 6-6). Die Zeitkonstanten und Verstärkungsfaktoren sind jedoch entsprechend einem vom HVDC Research Centre veröffentlichten Benchmark-Modell [48] gewählt mit den in Tabelle A-6 dargestellten Parametern. Ergebnis der äußeren Regelung sind Strom-Sollwerte  $i_{d,soll}$  und  $i_{q,soll}$ , bezogen auf die mit einer identisch parametrisierten PLL gemessene Phasenlage der Spannung  $U_N$ . Aus den Strom-Sollwerten werden mit einem inneren Stromregler Sollwerte für die Spannung  $u_d$  und  $u_q$  erzeugt. Der innere Stromregler weist die in Abbildung 3-13 dargestellte Struktur auf. Die anschließende Modulregelung entspricht dem in Abschnitt 3.3.4 und speziell Abbildung 3-16 vorgestellten Beispiel. Die Parameter für innere und Submodul-Regelung werden ebenfalls entsprechend [48] gewählt und sind in Tabelle A-6 angegeben.

Die Submodule bestehen aus einer Kapazität mit parallelem Widerstand und serielltem IGBT. Der IGBT wird als schaltbarer Widerstand modelliert. Die Anzahl und elektrischen Eigenschaften der Submodule werden entsprechend veröffentlichter Daten eines HGÜ-

Projekts im europäischen Übertragungsnetz gewählt [96]. Da die Betriebsspannung in dieser Arbeit höher gewählt wird als in [96], ergibt sich bei Annahme der gleichen Sperrspannung der IGBT-Module eine höhere Anzahl an Modulen. Die Submodulkapazitäten werden entsprechend der in [96] beschriebenen Methodik ausgelegt. Die genauen Daten sind in Tabelle A-7 angegeben.

Tabelle A-6 Zeitkonstanten und Verstärkungsfaktoren der Umrichterregelung für den Benchmark

PI-Regler				Messverzögerung		Verstärkungsfaktor bei Unterspannung		PLL	
$T_P$ in s	0,2	$T_U$ in s	0,1	$T_D$ in s	0,02	$K_{\text{Unterspannung}}$	2	$K_{P,PLL}$	10
$K_P$	0,25	$K_U$	1	$K_D$	1			$K_{I,PLL}$	30
								$T_{PLL}$ in s	1/3

Tabelle A-7: Parameter des PSCAD-Modells

Parameter	Wert
Innerer Stromregler: $T_d = T_q$ in s	0,1
Innerer Stromregler: $K_d = K_q$	0,35
Zweigreaktanz in mH	80
Anzahl der Submodule je Arm	500
Kapazität je Zellkondensator in mF	7,8
Widerstand der IGBT im ausgeschalteten Zustand in Ohm	$1 \cdot 10^8$
Widerstand der IGBT im eingeschalteten Zustand in Ohm	0,005
Parallelwiderstand der Kapazität in MOhm	10
Trägerfrequenz der phasenverschobenen PWM als Vielfache der Grundfrequenz	3
Höhe der aufmodulierten dritten Harmonischen in p.u.	0,15
Verstärkungsfaktor der CCSC-Regelschleife	0,8
Zeitkonstante der CCSC-Regelschleife in s	0,01

### A 6.3 Verifikation des Effektivwertmodells

Das Effektivwertmodell wird anhand einer Kurzschlussimulation mit dem genauen Benchmarkmodell abgeglichen. In Abbildung A-6 ist der Aufbau des hierfür verwendeten Netzmodells beispielhaft für das Benchmarksystem dargestellt. Die HGÜ-Station ist als Bipol ausgeführt. Die beiden Umrichter speisen auf den Plus- bzw. Minuspol des DC-Systems. Die Pole sind in PSCAD/EMTDC über eine Freileitung mit einem zweiten Umrichter verbunden, der baugleich ist und die Spannungsregelung im

DC-Netz übernimmt. Hierdurch ist eine näherungsweise konstante DC-Spannung sichergestellt.

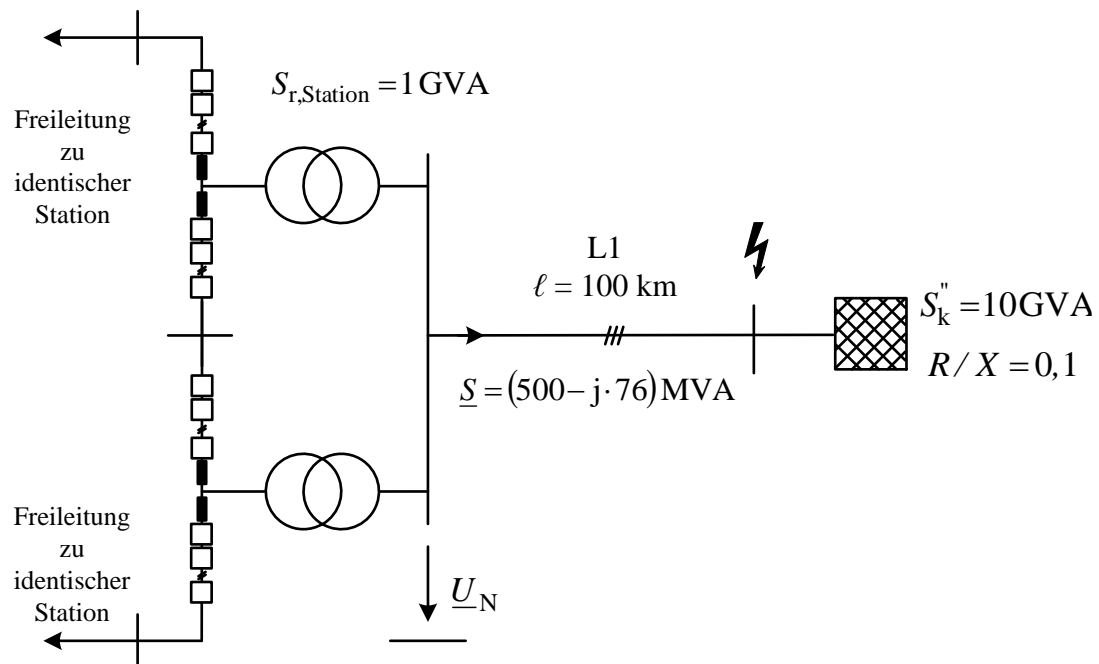


Abbildung A-6: Netzmodell für Verifikation, Aufbau des Benchmarkmodells

Für die Effektivwertsimulation werden die Bemessungsdaten sowie die Netztopologie identisch gewählt. Der Umrichter ist allerdings als Black Box mit Transformator entsprechend Abbildung 6-6 modelliert. Zudem ist auf der DC-Seite eine Spannungsquelle angeschlossen. Die nachfolgend dargestellten Simulationsergebnisse werden für einen Lastfluss von  $\underline{S} = (500 - j \cdot 76) \text{ MVA}$  aufgenommen. Zum Zeitpunkt  $t = 1 \text{ s}$  wird an dem entfernten Ende der Freileitung ein 150 ms wählender Kurzschluss der Impedanz  $\underline{Z} = (0,0001 + j(0,0001)) \Omega$  angelegt, um eine Betrachtung der Spannungsverläufe während des Fehlers zu ermöglichen. Die Freileitung weist eine Länge von 100 km auf und ist entsprechend Tabelle 6-3 bemessen.

### Bemerkungen zur Vergleichbarkeit der Spannungsformen

Da die Effektivwert- und Augenblickswertsimulation grundsätzlich verschieden arbeiten, ist beim Vergleich der Ergebnisse auf die Wahl vergleichbarer Größen zu achten. Bei Effektivwertsimulationen stellen Betrag und Winkel des Spannungszeigers ein unmittelbares Berechnungsergebnis dar. Im Benchmarkmodell hingegen werden Augenblickswerte der Spannung in den drei Leitern berechnet, die erst durch nachgelagerte Funktionen zu Effektivwerten weiter verarbeitet werden.

Hierbei müssen zwei prinzipielle Möglichkeiten unterschieden werden, den Effektivwert aus Augenblickswerten zu berechnen: die digitale Methode mit einer Fensterfunktion,

und die analoge Methode mit einer PT<sub>1</sub>-Charakteristik. Für die Schrittweite  $\tau$  und Zeitkonstante der Fensterung  $T$  ergeben sich die Effektivwerte der Spannungszeiger zu den folgenden Werten:

$$U_{\text{rms,digital}}(t) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} (U_1(t-i \cdot \tau)^2 + U_2(t-i \cdot \tau)^2 + U_3(t-i \cdot \tau)^2)}; \quad (9.7)$$

$$N = T/\tau$$

$$U_{\text{rms,analog}}(t) = \frac{\pi}{3\sqrt{2}} \left( \begin{array}{c} \max(U_1(t) + U_2(t) + U_3(t)) \\ - \min(U_1(t) + U_2(t) + U_3(t)) \end{array} \right) \cdot \frac{1}{1 + sT} \quad (9.8)$$

### Vergleich der Spannungsformen

In Abbildung A-7 sind die direkten Ergebnisse des Effektivwert- und Benchmarkmodells für den betragsmäßigen Verlauf von  $U_N$  dargestellt. Für die Benchmarksimulation sind dies die Augenblickswerte der drei Leiterspannungen, für die Effektivwertsimulation der Effektivwert. Zur Vergleichbarkeit sind diese vier Größen auf p.u. normiert gemeinsam dargestellt.

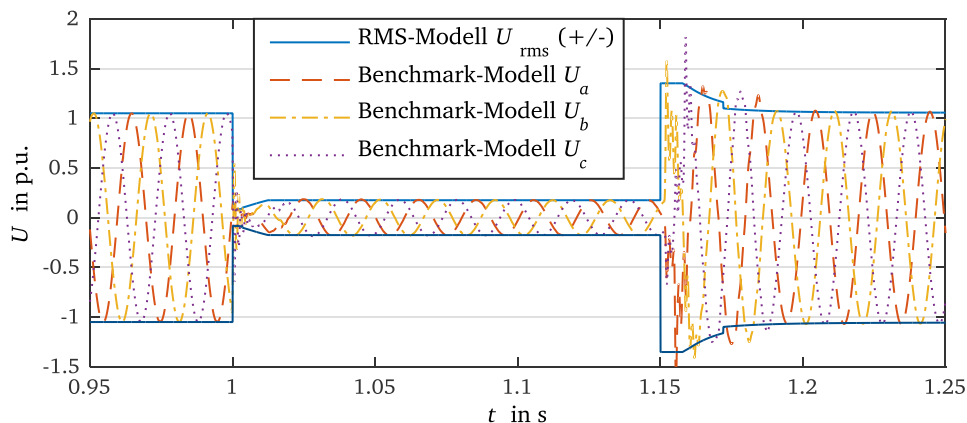


Abbildung A-7: Vergleich Effektiv- und Augenblickswerte der Spannung  $U_N$  (in p.u.)

Es ist erkennbar, dass die Augenblickswerte des Benchmarkmodells in den drei Leitern nach Fehlereintritt einbrechen, um nachfolgend auf einen quasistationären Zustand anzusteigen. Nach Fehlerklärung sind die Spannungsformen vorübergehend erheblich verzerrt und es treten Überspannungen bis zu 1,5 p.u. auf. Eine genauere Betrachtung zeigt Oberschwingungen ungerader Ordnung, die auf eine nicht eingeschwungene Modulregelung hindeuten. Innerhalb von 50 ms schwingt sich das System auf den stationären Zustand vor dem Fehler ein und es liegen wieder sinusoidale Spannungen der gewünschten Höhe vor. Das Ergebnis der Effektivwertsimulation bildet die Verzerrungen nach Fehlereintritt und -klärung nicht ab. Allerdings bildet sie qualitativ



den Verlauf der Spannungshöhen ab und kann somit als (nicht perfekte) Einhüllende angesehen werden.

Um eine bessere Vergleichbarkeit der Größen zu ermöglichen, ist in Abbildung A-8 ein Vergleich der Spannungs-Effektivwerte aus den beiden verschiedenen Modellen gegeben. Für das Effektivwertmodell wird zunächst das direkte, ungefilterte Berechnungsergebnis dargestellt. Zusätzlich wird das Signal entsprechend Gleichungen (9.7) und (9.8) analog und digital gefiltert. Zum Vergleich sind die analog und digital gefilterten Augenblickswerte des Benchmarkmodells aufgetragen.

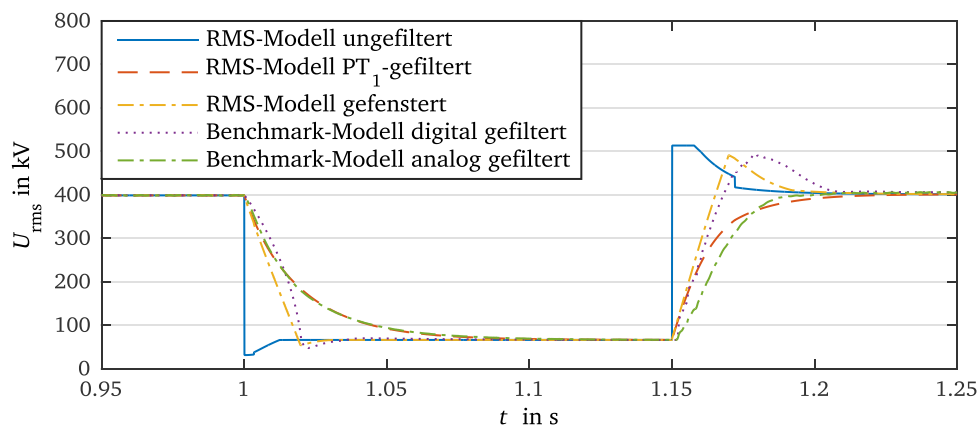


Abbildung A-8: Vergleich der abgeleiteten Effektivwerte der Spannung

Es ist erkennbar, dass die Spannungsverläufe im stationären Zustand und während des Kurzschlusses zwischen beiden Modellen nahezu identisch sind, sofern die auf gleiche Weise gefilterten Signale verglichen werden.

Im Verhalten nach der Fehlerklärung weichen die Modelle geringfügig voneinander ab. Es ist erkennbar, dass das gefilterte Ergebnis des RMS-Modells schneller wieder einen stationären Zustand erreicht als das Benchmarkmodell. Die Ursache hierfür ist die in Abbildung A-7 erkennbare Verzerrung der Spannungswerte nach der Fehlerklärung. Das Effektivwertmodell bildet diese nicht ab und gibt daher eine geringfügig (10-20 ms) zu optimistische Abschätzung der Einschwingzeit an.

### Vergleich der Soll- und Istwerte für d- und q-Strom

An dieser Stelle werden die Ströme in d- und q-Koordinaten des Effektivwert- und Benchmarkmodells verglichen. Zu diesem Zweck sind in Abbildung A-9 die Soll- und Istströme der q-Ströme in den beiden Modellen abgebildet und in Abbildung A-10 die d-Ströme. Es ist erkennbar, dass die q-Ströme der beiden Modelle beim Fehlereintritt sowie während des Kurzschlusses nahezu identisch verlaufen. Unmittelbar nach

Fehlereintritt wird der q-Sollwert entsprechend der gemessenen Spannung bis auf den stationären Wert abgesenkt. Der Istwert des q-Stroms folgt dieser Vorgabe nahezu exakt; im Benchmark-Modell besteht eine Verzögerung von etwa 5 ms. Zudem tritt im Benchmark-Modell eine kleinere Schwingung nach Erreichen des stationären Zustandes auf. Nach Fehlerklärung kehren die Werte in beiden Modellen innerhalb von 100 ms näherungsweise auf den Zustand vor Fehlereintritt zurück. Im Benchmarkmodell kehrt der q-Sollwert verzögert zurück. Dies ist auf die in Abbildung A-8 erkennbare und beschriebene verzögerte Rückkehr der gemessenen Effektivwertspannung zurückzuführen. Auch der Iststrom kehrt verzögert zurück und weist einen Überschwinger auf. Dies wird durch die verzerrten Spannungsformen unmittelbar nach Fehlerklärung verursacht.

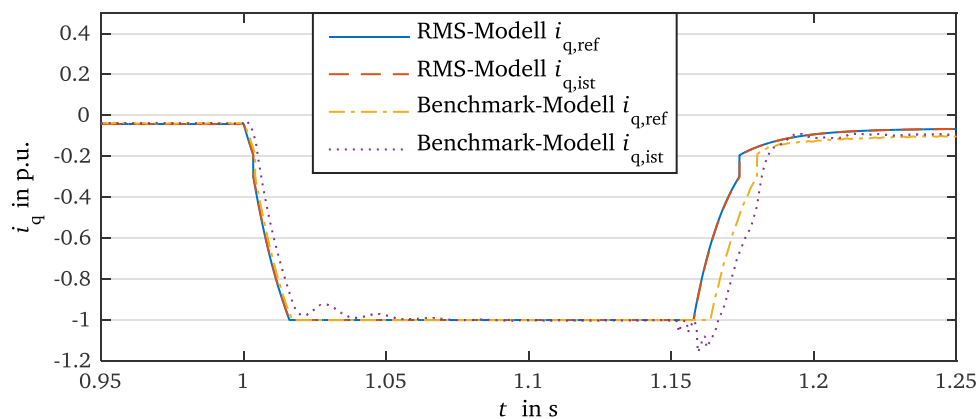


Abbildung A-9: Verifikation der q-Ströme (Referenz- und Istwerte in p.u.)

Bei den in Abbildung A-10 erkennbaren Werten der d-Ströme in beiden Modellen treten zwischen den Sollwerten ähnliche Differenzen auf. Nach der Fehlerklärung kehrt der Sollwert des Benchmarkmodells wegen der verzögerten Spannungsrückkehr erst später zurück. Größere Differenzen treten beim Istwert des Stroms im Benchmarkmodell auf. Diese ist sowohl bei Fehlereintritt als auch bei Fehlerklärung deutlich verzögert und weist Schwingung in die entgegengesetzter Richtung auf. Auch dies ist auf die verzerrten Spannungsformen nach der Fehlerklärung zurückzuführen.

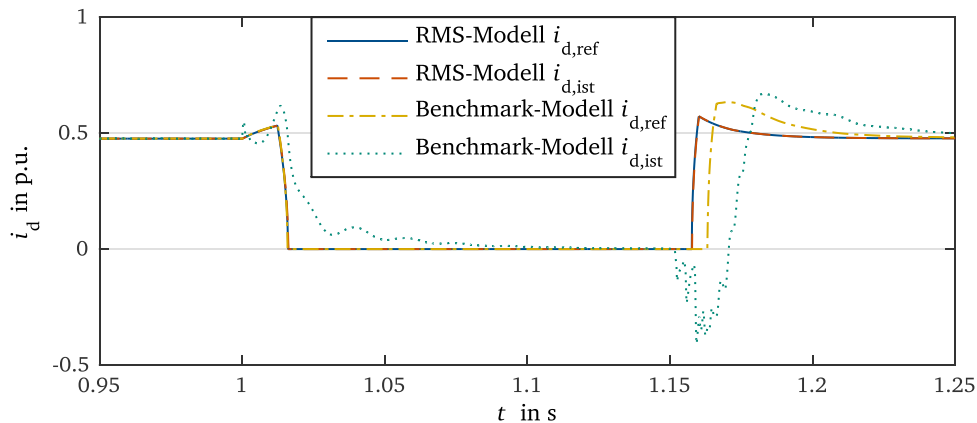


Abbildung A-10: Verifikation der d -Ströme (Referenz- und Istwerte in p.u.)

In zusätzlichen Simulationen mit innerem Stromregler im Effektivwertmodell konnte die Modellgenauigkeit nicht gesteigert werden. Die Abweichungen zwischen den Modellen beruhen maßgeblich auf den Spannungsverzerrungen unmittelbar nach Fehlereintritt und -klärung im Benchmarkmodell, die modellinhärent im Effektivwertmodell nicht auftreten. Die Abweichungen treten in dem dargestellten Beispiel vorrangig in der d-Achse auf. Bei der Wahl anderer Betriebspunkte treten stärkere Verzerrungen in der q- und weniger starke Verzerrungen in der d-Achse des Stroms auf. Dies ist offensichtlich der unterschiedlichen Phasenlage und folgenden "Aufteilung" der Spannungsverzerrungen auf die d- und q-Komponente des Stroms geschuldet.

### Zusammenfassung

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass ein Effektivwertmodell mit Annahme einer idealen Stromquelle das Effektivwert-Spannungsverhalten einer MMC-VSC-HGÜ während und nach dreipoligen Kurzschlüssen gut annähert. Lediglich in den ersten 20-50 ms nach Fehlerklärung ist die Aussagekraft des Effektivwertmodells eingeschränkt. Der suggerierte direkte Spannungssprung ist nicht real und besitzt keine Aussagekraft über das echte System. Im elektromagnetischen Modell treten Spannungsverzerrungen auf, die von dem Effektivwertmodell nicht erfasst werden. Die Spannungsverzerrungen bewirken Abweichungen der Ströme in d- und q-Achse von den Sollwerten in den genannten Zeitbereichen. Aus diesem Grund ist für eine genaue Betrachtung der transienten Vorgänge nach Fehlerklärung das Effektivwertmodell nicht zu empfehlen.

Wie in Kapitel 5 beschrieben wird, finden die mithilfe der Kurzschlussleistung bewerteten Vorgänge nicht im subtransienten Zeitbereich statt. Stattdessen werden Zeiträume von Sekunden bis Minuten sowie das Spannungsniveau während des Fehlers

---

betrachtet. In diesen Zeitbereichen bildet das Effektivwertmodell das Umrichterverhalten korrekt nach und wird daher für diese Arbeit als ausreichend angesehen. Aufgrund der deutlich kürzeren Rechenzeit mit dem Effektivwertmodell ( $\sim 5$  s für die dargestellte Simulation) gegenüber dem Benchmarkmodell ( $\sim 1$  h) werden die in Kapitel 7 dargestellten Simulationen mit dem Effektivwertmodell vorgenommen.

Die dargestellten Zusammenhänge können auch in weiteren, hier nicht explizit dargestellten Simulationen mit unterschiedlichen Bemessungsgrößen des Umrichters und anderen Lastflüssen belegt werden.

## **A 7 zu Kapitel 7 – Simulationsergebnisse**

### **A 7.1 Einfluss des Lastflussszenarios auf Zusammenhang der CCT mit $S_k''$**

In den in Kapitel 7.3 vorgestellten Simulationsergebnissen wird deutlich, dass nicht nur die CCT als solche, sondern auch deren Zusammenhang mit der Kurzschlussleistung vom Lastflussszenario abhängen. Hierbei wird der Betriebszustand von G2 jeweils unverändert gelassen. Es kann erarbeitet werden, dass die kritischen Szenarien mit den niedrigsten CCT diejenigen sind, in denen die an Sammelschiene 1 angeschlossenen Erzeuger bzw. das Ersatznetz die Leistung von G2 aufnehmen. Genau in diesen Szenarien wirkt sich die Kurzschlussleistung positiv auf die Stabilität aus. Wenn die Erzeuger an SS 1 ebenfalls Leistung abgeben oder im Leerlauf sind, wirkt sich die Kurzschlussleistung hingegen negativ aus. Allerdings weisen diese Szenarien auch höhere CCT auf und sind folglich stabiler. Entscheidend ist also nicht nur der Betriebszustand von Generator G2, sondern auch der der angeschlossenen Erzeuger.

Die Szenarien, in denen die Kurzschlussleistung sich negativ auf die Stabilität auswirken, sind zwar für die Netzplanung irrelevant, da sie nicht die kritischen sind. Dennoch soll der veränderte Zusammenhang an dieser Stelle erläutert werden, um das Verständnis der Abhängigkeiten zu verbessern. Es werden dieselben Betrachtungen wie in Kapitel 7.2.2 für den in Kapitel 6.2.3 vorgestellten Lastfluss A vorgenommen.

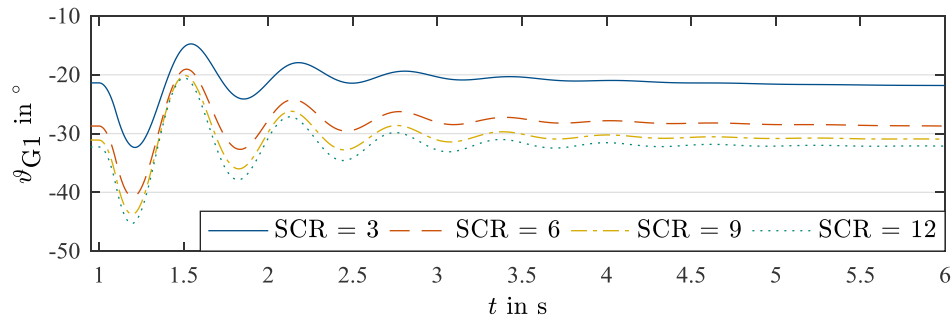


Abbildung A-11: Polradwinkeldifferenzen für Lastfluss A bei dreipoligem Kurzschluss an SS2  
(Fehlerklärungszeit = 100 ms)

Zunächst wird die **initiale Polradwinkeldifferenz der Maschinen** in Abbildung A-11 betrachtet. Auch hier eilt G2 in jedem Szenario gegenüber G1 vor, da G2 signifikant Wirkleistung abgibt. Allerdings fällt diese Differenz deutlich niedriger als im kritischen Lastfluss aus. Grund hierfür ist, dass keine Wirkleistungsübertragung zwischen den Maschinen stattfindet. Stattdessen speisen beide Maschinen die an Sammelschiene 2 befindliche Last. Die resultierende niedrigere Polradwinkeldifferenz ist der Hauptgrund für die in diesem Szenario deutlich höhere Stabilität.

Im betrachteten unkritischen Lastfluss A wächst die initiale Polradwinkeldifferenz mit zunehmendem SCR an; es besteht folglich ein negativer Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Stabilität. Der Grund ist auch hier die mit zunehmender Bemessungs- bzw. Kurzschlussleistung sinkende Netzimpedanz / Impedanz von G1. Da G1 über diese Impedanz Leistung in Richtung von G2 abgibt, bedingt eine geringere Reaktanz höhere Winkeldifferenzen.

Zweitens unterscheidet sich die **relative Beschleunigung von G1** während des Fehlers von dem kritischen Lastfluss. Wie in Abbildung A-12 dargestellt ist, bedingt eine höhere Bemessungs- bzw. Kurzschlussleistung nun eine steigende Abbremsung von G1.

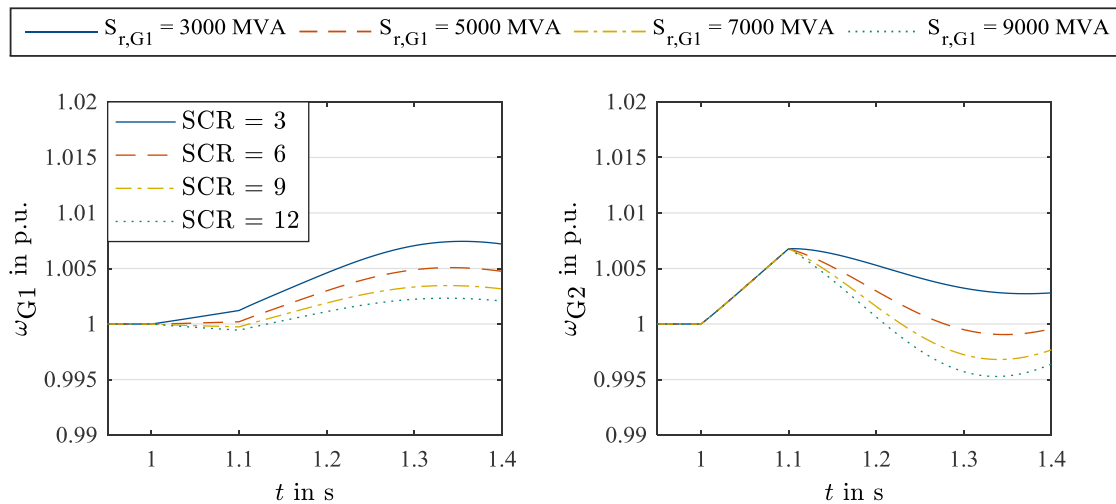


Abbildung A-12: Drehzahlen in Lastfluss B bei dreipoligem Kurzschluss an SS2  
(Fehlerklärungszeit = 100 ms) a) G1 b) G2

Auch dies ist bei Betrachtung des Wirkleistungsgleichgewichts von G1 während des Fehlers zu erklären. Tabelle A-8 gibt einen Überblick über das Wirkleistungsgleichgewicht von G1 während des Fehlers für beide Lastflüsse. In Lastfluss A weist G1 während des Fehlers abhängig vom SCR ein Wirkleistungsdefizit oder einen Überschuss auf. Die mechanische Antriebsleistung ist in diesem Szenario positiv.

Das bezogene Wirkleistungsdefizit  $\Delta p = \Delta P / S_r$  weist eine andere Charakteristik auf als im Lastfluss B. Mit zunehmendem SCR wird die Maschine relativ gesehen weniger stark beschleunigt bzw. stärker abgebremst. Aus diesem Grund wirkt sich eine große Netzstärke in diesem Lastflussszenario negativ auf die Stabilität aus.

Tabelle A-8: Wirkleistungsdefizit in Lastfluss A und B (zum Zeitpunkt  $t = 100$  ms)

SCR	Lastfluss A ( $P_{G1, \text{Lastfluss}} = + 100$ MW)			Lastfluss B ( $P_{G1, \text{Lastfluss}} = - 698$ MW)		
	$P_{G1, \text{trans}}$ in MW	$\Delta P_{G1, \text{trans}}$ in MW	$\Delta P_{G1, \text{trans}}$ / $S_{r, G1}$	$P_{G1, \text{trans}}$ in MW	$\Delta P_{G1, \text{trans}}$ in MW	$\Delta P_{G1, \text{trans}}$ / $S_{r, G1}$
3	16	84	9,9%	14	-712	-84,3%
6	65	35	1,9%	59	-757	-41,5%
9	150	-50	-1,7%	143	-841	-28,1%
12	275	-175	-4,0%	270	-968	-22,1%

## Lebenslauf

### PERSÖNLICHE ANGABEN

Name Julia Anna Maria Dragon  
Geburtsdatum 16. Juli 1987  
Geburtsort Hannover  
Familienstand ledig

### SCHULAUSBILDUNG

07/2005 Abitur, Johannes-Kepler-Gymnasium Garbsen

### AKADEMISCHER WERDEGANG

09/2005 – 03/2010 Bachelorstudium, Leibniz-Universität Hannover

- Elektrotechnik und Informationstechnik, Studienrichtung Mikroelektronik
- Bachelorarbeit: *Filterauswahl für eine Methode zur datenbasierten Verhaltensmodellierung elektronischer Schaltungen in der Automobilindustrie*

09/2008 – 02/2009 Auslandssemester, Shanghai International Studies University

- Chinesisch

04/2010 – 12/2011 Masterstudium, Technische Universität Berlin

- Elektrotechnik, Studienschwerpunkt Elektrische Energietechnik
- Masterarbeit: *Bedarf an Stromspeichern unter den Randbedingungen der deutschen Elektrizitätswirtschaft*

### BISHERIGER BERUFLICHER WERDEGANG

03/2012 – 02/2017 Technische Universität Darmstadt

- Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5)