

Elektromechanische Modellierung aktiver Verteilungsnetze zur Analyse der transienten Systemstabilität

Philipp Erlinghagen

Dissertation

RWTH Aachen University

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Elektromechanische Modellierung aktiver Verteilungsnetze zur Analyse der transienten Systemstabilität

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der
Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften
genehmigte Dissertation

vorgelegt von

M.Sc. RWTH, M.Sc. RWTH

Philipp Erlinghagen

aus Bad Münstereifel

Berichter:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel

Tag der mündlichen Prüfung: 18. Februar 2019

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten der Universitätsbibliothek online verfügbar.

Vorwort

Diese Arbeit ist während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen University entstanden.

Mein ausdrücklicher und herzlicher Dank gilt Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, der diese Doktorarbeit ermöglicht hat. Seine langjährige berufliche Unterstützung während meiner Studien- und Institutszeit, sein Vertrauen in meine Person und meine wissenschaftliche Tätigkeit und der kontinuierliche, fachliche Austausch haben maßgeblich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen. Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel danke ich vielmals für die Übernahme des Korreferats und für sein Interesse an dieser Arbeit.

Ein besonderer Dank gilt allen meinen Kolleginnen und Kollegen am Institut und den Mitarbeitern meines Forschungsteams „Schutz und Stabilität“ für die stets anregenden inhaltlichen Diskussionen innerhalb und alle Aktivitäten außerhalb des Instituts – insbesondere Herrn Reinhold Bertram, Tobias Falke, Felix Glinka, Janek Massmann, Dominik Willenberg und Tilman Wippenbeck. Darüber hinaus danke ich allen Studierenden, die ich im Rahmen von Abschluss- sowie studentischen Hilfsarbeiten betreuen durfte – insbesondere Frau Carolin Meyer sowie Herrn Stefan Erkens, Jannis Hoppe, Achraf Kharrat, Hendrik Köhler, Philipp Linnartz, Philipp Meier, Robert Schmidt und Dominik Zehren.

Ich danke herzlich Herrn Peter Mathis, der mich während meiner Studienzeit innerhalb des RWE Fellows Stipendienprogramms und darüber hinaus als Mentor unterstützte und fachlich sowie persönlich beriet. Weiterhin danke ich allen Konsortial- und Forschungsprojektpartnern für die stets konstruktive Zusammenarbeit sowie die fachlichen Diskussionen – insbesondere Herrn Dr.-Ing. Klaus Kleinkorte für die inhaltlichen Anregungen und die Ermöglichung eines Austausches mit den Fachexperten der Amprion GmbH.

Ich danke allen meinen Freunden für die schöne gemeinsame Zeit in den letzten Jahren. Ich danke von ganzem Herzen meiner Familie: meinen Verwandten, meinen Geschwistern Julia und Jan und meinen Eltern Brigitte und Egbert, die Zeit meines Lebens für mich da waren. Ich danke ganz besonders meiner Frau Lea für ihr Verständnis, ihre Rücksichtnahme und ihre Unterstützung in unseren gemeinsamen Jahren.

Kurzfassung

Aufgrund energiepolitischer Ziele und dem hieraus bedingten Technologieumbau des elektrischen Energiesystems werden konventionelle Großkraftwerke vermehrt durch dezentrale Energiewandlungsanlagen substituiert. Diese werden zumeist aus erneuerbaren Energien gespeist und sind mehrheitlich in der Verteilungsebene installiert. Zur Wahrung der Gesamtsystemstabilität und zur Prävention von Schwarzfällen des europäischen Verbundnetzes müssen u. a. Analysen der transienten Stabilität durchgeführt werden. Der notwendige Informationsbedarf sowie Modellierungs- und Berechnungsaufwand für die Verteilungsnetze ist hierbei durch Ersatz- bzw. Äquivalenzmodelle möglichst gering zu halten.

In dieser Arbeit wird ein Verfahren zur Abbildung stochastisch parametrierbarer Referenzsysteme entwickelt, mit deren Hilfe systemische Kenndaten identifiziert und hierdurch die Äquivalenzsysteme parametrierbar werden können. Hierfür werden zunächst stochastische Parameterräume zur realistischen Abgrenzung der Betriebsmittelgrenzen in Laborexperimenten aufgezeigt. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte, stochastische Komponentenmodellierung ist erfolgreich an reinen Maschinen-, Maschinen-Regler-, Leistungselektronik- sowie Hybridsystemen getestet. Der Ansatz ermöglicht weitaus realistischere Referenzsysteme als bisher verfügbar, in denen zumeist lediglich einzelne Netzausschnitte mit festen Komponentenparametern modelliert werden.

Für das Gesamtäquivalenzmodell wird eine Ergänzung des Detailgrades der Vorarbeiten erarbeitet. Hierdurch lassen sich beispielsweise unterschiedliche Vorgaben der Blindstromstatik innerhalb eines Netzgebiets oder räumliche sowie herstellerspezifische Häufungen abbilden. Mithilfe einer Varianz-basierten Sensitivitätsanalyse werden systemische Kenndaten zur Parametrierung des Gesamtmodells identifiziert: Hierbei wird als Primärindikator die Maximalleistung der Einspeiser und Lasten empfohlen. Als Sekundärindikator kann zur Erhöhung der Lösungsgüte bzw. zur Verringerung von Abschätzungsmargen die kumulierte Häufigkeit der Anlagengröße verwendet werden.

Die Validierungsergebnisse der dynamischen Parametrierung als neuartiger Ansatz zeigen anhand synthetischer Netzgebiete sowie eines Realnetzes auf, dass die Modelle im Einzelnen sowie das Verfahren im Ganzen gültig sind. Mithilfe einfacher funktionaler Zusammenhänge können allgemein gültige Äquivalenzmodelle anhand weniger systemischer Kenndaten parametrierbar werden. Die Ausnahme bilden hierbei Kopplungsimpedanzen. Für diese wird eine spannungsabhängige Parametrierung mit exponentiell mit der Spannungshöhe steigendem Real- und Imaginärteil empfohlen. Sofern weitere Informationen über das Netzgebiet vorliegen, können die in dieser Arbeit weiterentwickelten Ansätze zur Initialparametrierung verwendet werden, um die Lösungsgüte weiter zu erhöhen.

Abstract

Current energy policy goals lead to a redesign of the electrical energy system, which results in an increasing substitution of conventional power plants by distributed energy resources. The distributed systems are usually fed by renewable energies and they are usually installed in the distribution grids. To sustain the overall system stability and to prevent blackouts in the European transmission grid, analyses of transient stability, among other stability aspects, are necessary. The amount of information as well as the modelling and computational efforts for distribution grids must be kept as small as possible, using equivalent models.

In this work a method for the dynamic modelling of reference systems that can be parameterized in a stochastic way. Using these reference systems, systemic key data can be identified which is used to parameterize the equivalent systems. For this purpose, laboratory tests are performed to identify realistic stochastic parameter spaces. The stochastic component modelling that is developed within this thesis is successfully tested on pure machine systems, machine systems with controllers, power electronic systems and hybrid systems. The approach allows a much more realistic modelling of reference systems than before, where only single grid sections with fixed component parameters are used.

With the help of a more detailed overall equivalent model than in previous works, new features can be included in the equivalent systems. For example, different specifications of the reactive current droop control within one grid, or geographical as well as manufacturer-specific clusters can be modelled. Using a variance-based sensitivity analysis, systemic key data is identified that can be used to parameterize the equivalent model: the primary indicator is the peak power of the infeed and loads. The secondary indicator is the cumulated frequency of the plant sizes, which can be used to increase the quality of the solution and to decrease the safety margins.

The dynamic parameterization as a novel approach is validated against synthetic grids and a real grid. The results show that the models themselves and the whole method is valid. Using simple functional dependencies, generic equivalent models can be parameterized using a small amount of systemic information on the grid. The only exceptions are the coupling impedances. They need to be modelled as impedances with an exponentially increasing dependency on the voltage. If enough information on the grid is available, approaches for initial parameterization, which are further developed in this thesis, can be used to increase the quality of the solution.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Stand des Wissens	4
1.3 Zielsetzung.....	9
2 Analyse und Methodik	11
2.1 Verfahrensanforderungen	11
2.1.1 Simulative Anforderungen	11
2.1.2 Technische Anforderungen	13
2.1.3 Resultierende Modellimplikationen und -vereinfachungen	17
2.2 Verfahrensanalyse	18
2.2.1 Modellordnungsreduktion	20
2.2.2 Systemidentifikation.....	22
2.2.3 Ausgewählte Verfahrensklasse.....	24
2.3 Methodische Struktur	25
2.3.1 Einzelkomponentenmodellierung.....	27
2.3.2 Äquivalenzmodellierung	29
3 Einzelkomponentenmodellierung	32
3.1 Lasten.....	33
3.1.1 Statisches Lastmodell	33
3.1.2 Dynamisches Lastmodell	36
3.2 Synchrongenerator.....	39
3.2.1 Synchrongeneratormodell	40
3.2.2 Stochastischer Parameterraum des Synchrongenerators	43
3.3 Wechselrichter	47
3.3.1 Wechselrichtermodell.....	48
3.3.2 Stochastischer Parameterraum des Wechselrichters	51
3.4 Doppelt gespeister Asynchrongenerator.....	55
3.4.1 DFIG-Modell.....	56
3.4.2 Stochastischer Parameterraum des DFIG.....	61
3.5 Wesentliche Modellierungserkenntnisse	64

4	Äquivalenzmodellierung	66
4.1	Reduzierte Einzelkomponentenmodelle	67
4.1.1	Lasten	68
4.1.2	Synchrongenerator	69
4.1.3	Wechselrichter	70
4.1.4	Doppelt gespeister Asynchrongenerator	72
4.2	Gesamtmodellkomposition	74
4.2.1	Voruntersuchungen	74
4.2.2	Gesamtmodell	78
5	Parametrierungsvorschriften	80
5.1	Variationsverfahren	81
5.1.1	Netztopologie	81
5.1.2	Variationsrahmen	83
5.2	Initialparametrierung	86
5.2.1	Allgemeine Regeln zur Initialparametrierung	87
5.2.2	Vorschriften für die Initialparametrierung	88
5.3	Dynamische Parametrierung	90
5.3.1	Identifikation notwendiger systemischer Kenndaten	90
5.3.2	Vorschriften für die Kopplungsimpedanzparametrierung	92
5.3.3	Vorschriften für die Komponentenparametrierung	94
6	Validierung und Diskussion	97
6.1	Sensitivitätsbetrachtung	97
6.1.1	Stationäre Arbeitspunkte	97
6.1.2	Dynamische Arbeitspunkte	100
6.2	Exemplarische Parametrierungsanwendung	102
6.2.1	Synthetische Referenznetze	102
6.2.2	Reales Referenznetz	104
6.3	Modelldiskussion	105
6.3.1	Modellpotentiale und -grenzen	105
6.3.2	Beantwortung der Forschungsfragen	107
7	Zusammenfassung und Ausblick	108
7.1	Zusammenfassung	108
7.2	Ausblick	111

Quellenverzeichnis.....	113
Nomenklatur	138
Abkürzungen	138
Definitionen	140
Notationen	142
Einheiten.....	143
Symbole.....	144
Indizes	147
Anhang	149
Anhang 1: LVRT-Kenndaten	149
Anhang 2: Einzelkomponentenparameter	150
Anhang 3: Stochastische Parameterräume	155
Anhang 4: Einstellungen des Optimierungsverfahrens	157
Anhang 5: Netzkenndaten	158
Anhang 6: Dynamische Parametrierungsvorschriften.....	160

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die elektrische Energieversorgung in Deutschland befindet sich in einem systemischen Wandel: Die zentrale Stromerzeugung durch Großkraftwerke weicht zunehmend einer Erzeugung elektrischer Energie durch dezentrale Energiewandlungsanlagen (DEA) [Dja07]. Dieser Wandel wird als Energiewende bezeichnet [Bun15a]. Er ist insbesondere durch nachfolgende Faktoren bedingt:

- Endlichkeit fossiler Energieträger sowie deren Anteil am weltweiten CO₂-Ausstoß [Pac15]
- wachsender Bedarf an einer CO₂-neutralen Energieversorgung aufgrund der globalen Erderwärmung [Ede14]
- Deutschlands beschlossener Atomausstieg bis zum Jahre 2022 [Bun11] sowie Überlegungen zum (Braun-)Kohleausstieg [Bun15b]
- Subventionierung der erneuerbaren Energien in Deutschland, insbesondere der Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaik (PV)-Anlagen [Bun10], [Bun14], [Bun15c]
- Deutschlands Zielvorgabe, im Jahre 2050 einen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von mindestens 80% [For10] sowie eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95% zu erreichen [Kla10]

Dieser Systemwandel hat zu einem Anstieg der jährlichen Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien um ca. 840% in den Jahren 1990 bis 2016 auf insgesamt 188 TWh geführt [Arb17]. Die erneuerbaren Energien werden hierbei mit einem Anteil von ca. 95,7% der installierten Leistung mehrheitlich in der Verteilungsnetzebene – also in der Hoch (HS)-, Mittel (MS)- und Niederspannung (NS) – angeschlossen (siehe Abbildung 1-1) [Bun16a].

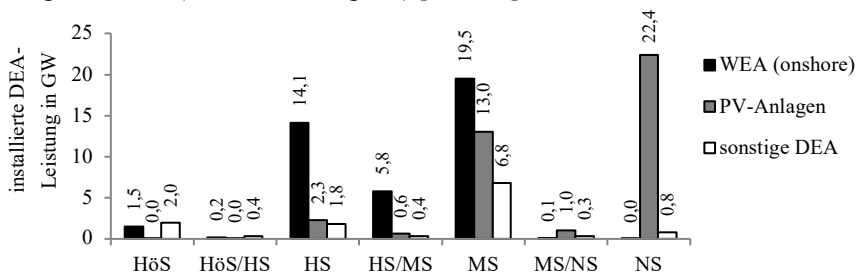


Abbildung 1-1: Installierte DEA-Leistung in Deutschland für die Höchst (HöS)-, Hoch (HS)-, Mittel (MS)- und Niederspannung (NS) sowie zugehörige Sammelschienenanschlüsse (HöS/HS, HS/MS und MS/NS) im Jahre 2015 [Bun16a]

Zukünftig sinkt die Anzahl der an das Übertragungsnetz angeschlossenen, konventionellen Großkraftwerke mit direkt gekoppelten Synchrongeneratoren (SG) [Deu12]. Diese werden in Deutschland mehrheitlich durch Wechselrichter (WR)-gekoppelte DEA [Eng11a], [Mal10] und WEA mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren (engl.: doubly fed induction generator, DFIG) substituiert (siehe Abbildung 1-2) [Ban17]. Hierdurch sinkt die verfügbare, rotierende Masse bis zum Jahre 2022 um bis zu 18,3 GW [Alt15a].

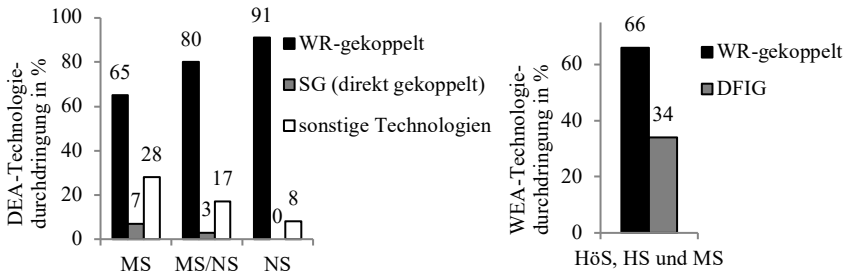


Abbildung 1-2: DEA-Technologiedurchdringung (% der Anlagenanzahl) gemäß den Angaben eines regionalen Verteilungsnetzbetreibers (links) und Anteil des WEA-Technologiebaus im Jahre 2016 in Deutschland (rechts) [Ban17]

Die Substitution konventioneller Großkraftwerke durch dezentrale Einheiten führt zu einer sinkenden Kurzschlussleistung im Fehlerfall. Die kurzzeitigen Leistungsreserven durch Vorhaltung von Primärregelleistung im europäischen Verbundnetz betragen ca. 3 GW und determinieren das Design des gesamten Energiesystems (z. B. Schutz- und Wiederversorgungsmechanismen) [Cra12]. Die Leistungsreserven müssen daher in Zukunft auch durch die in den Verteilungsnetzen angeschlossenen DEA bereitgestellt werden [Eng11b], [Boe16].

Folglich werden aktive Verteilungsnetze (AVN), d. h. Verteilungsnetze mit einer hohen Durchdringung von DEA [Muu15], in Zukunft zu systemrelevanten Einheiten hinsichtlich der Stabilität des europäischen Verbundnetzes [Alt15b]. Neben der Spannungs- und Frequenzstabilität wird die transiente Kurz- und Langzeitstabilität in Systemanalysen betrachtet [Oed11]. Ein transient instabiles elektrisches Energiesystem kann zu einer Desynchronisation von Generatoren und folglich zu einem Schwarzfall (Gesamtstromausfall) führen [Kun04]. Die transiente Stabilität bei Großsignalstörungen – wie z. B. Kraftwerksausfälle oder Kurzschlüsse – kann in einem System synchron betriebener Generatoren durch den Polradwinkel analytisch quantifiziert werden [Nel09]. Dieser analytische Indikator ist in Systemen mit hoher Durchdringung WR-gekoppelter Systeme nicht mehr anwendbar [Boe09]. Daher müssen die in hohem Maße nichtlinearen Einschwingvorgänge mithilfe dynamischer Zeitbereichssimulationen analysiert werden [Mil10], [Nel09].

Um die transiente Systemstabilität auch in zukünftigen, leistungselektronisch geprägten Energiesystemen valide analysieren zu können, werden Zeitbereichssimulationen unter Berücksichtigung aller Spannungsebenen benötigt [Boe09]. Die HS-Ebene kann z. B. anhand von öffentlich verfügbaren Informationen in hinreichend genauem Detailgrad modelliert werden [Alt16], [Hof17]. Eine detaillierte Modellierung der HöS-, HS-, MS- und NS-Ebenen mitsamt aller angeschlossenen DEA wird für eine Gesamtsystembetrachtung als nicht zielführend angesehen, da:

1. aufgrund des hohen Informationsbedarfes eine vollständige Modellierung des Gesamtsystems für Forschungs- sowie Praxisanwendungen anhand verfügbarer (z. B. öffentlicher) Informationen nicht gewährleistet werden kann und
2. die Rechenlaufzeit mit der Anzahl der DEA in einem System ansteigt (linear oder exponentiell [Erl15a]) und somit keine praktikable Berechnungszeit bei vollständiger Netzmodellierung gewährleistet werden kann [Boe16].

Es besteht folglich ein Forschungsbedarf für Ersatz- bzw. Äquivalenzmodelle, die das dynamische Verhalten von MS- und NS-Netzen anhand von systemischen, allgemein zugänglichen oder dem Netzbetreiber vorliegenden AVN-Kenndaten in hinreichend genauer Güte und Robustheit abbilden können [Ann09], [Ann12], [Res13]. Hierbei ergeben sich die nachfolgenden, **übergeordneten Modellanforderungen**.

1. **Lösungsgüte und Robustheit:** Die AVN-Äquivalenzmodelle müssen eine hinreichend genaue Lösungsgüte für eine robuste Abbildung unterschiedlicher Verteilungsnetze bei mehrdimensionaler Variation der elektrischen Kenngrößen sowie bei Unsicherheiten (vgl. 2. unten) aufweisen. Zu den elektrischen Kenngrößen zählen insbesondere die Ortsabhängigkeit (Netztopologie, Impedanzverhältnisse R/X , Kurzschlussleistung des Transformators u_k , Kurzschlussleistung S_k'' u. a.), die Einspeise- und Lastabhängigkeit (gesamte DEA- und Lastleistung, Anteile der DEA-Kupplungstechnologien u. a.), die Vorfehlerabhängigkeit (technische Anschlussrichtlinien je DEA-Kopplungstechnologie, Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ u. a.) und die Fehlerabhängigkeit (Art und Dauer der Großsignalstörung, Spannungseinbruchstiefe u. a.).
2. **Informationsbedarf und Stochastik:** Die AVN-Äquivalenzmodelle müssen anhand von systemischen Kenndaten eines AVN unter Unsicherheit parametrisiert werden können. Systemische Kenndaten sind z. B. die Netztopologie, die maximale installierte DEA- und Lastleistung, die DEA- und Last-Anlagengröße oder die DEA- und Last-Technologiedurchdringung.
3. **Modellierungs- und Berechnungsaufwand:** Die AVN-Äquivalenzmodelle müssen eine Modellstruktur aufweisen, welche Analysen des europäischen Verbundnetzes als Gesamtsystem in praktikabler Zeit ermöglichen.

1.2 Stand des Wissens

Der Stand der Technik – d. h. die derzeitige Praxis – für Groß- und Kleinsignalanalysen im Kurz- sowie Langzeitbereich zur Untersuchung der Stabilitätsindikatoren Spannung, Frequenz und Polradwinkel auf Übertragungsebene besteht aus einer vollständigen Modellierung der Höchstspannungsebene (380 kV und 220 kV in Deutschland). Hierbei werden alle in dieser Spannungsebene angeschlossenen, zentralen Einspeiser (konventionelle Großkraftwerke sowie Windparks) berücksichtigt. Ggf. werden Teilgebiete als Randnetze modelliert [Cra12], [Hof03]. Die unterlagerten Netzebenen werden durch an die Sammelschiene der HS-Ebene (110 kV in Deutschland) angeschlossene, aggregierte Einspeisemodelle für Onshore-Wind- und PV-Parks sowie Wasserkraftanlagen und Residuallasten modelliert [50H15].

Der Stand des Wissens – d. h. Gegenstand bisheriger sowie aktueller Forschung – ist die Modellierung der HS-Ebene [Alt16], [Hof17] sowie die Abbildung der unterlagerten MS- (oberhalb 0,4 kV bis 110 kV in Deutschland) und NS-Ebenen (0,4 kV in Deutschland) in Form aggregierter Ersatz- bzw. Äquivalenzmodelle [Alt16], [Boe16], [Mas16], [Pre16], [Wu16], [Zal12]. Die Modellierung der MS- und NS-Ebene steht im Fokus dieser Arbeit (siehe Abbildung 1-3).

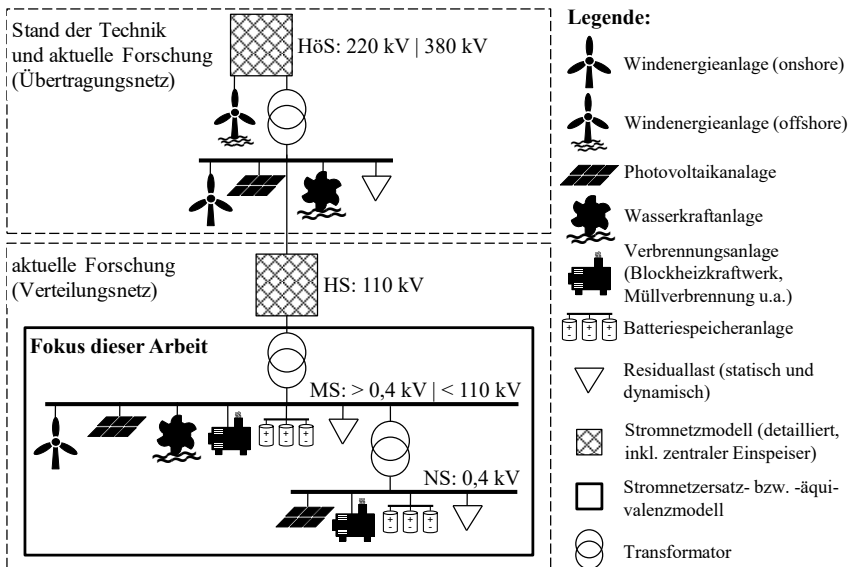


Abbildung 1-3: Schematische Darstellung des Standes der Technik und des Wissens der elektromechanischen Stabilitätsanalysen bezogen auf die Spannungsebenen- und Primärenergieträgermodellierung

Die Anforderungen an die AVN-Äquivalenzmodelle ergeben sich hierbei aus dem Fokus der Analyse – d.h. aus der transienten Stabilität bzw. Effektivwertmodellierung [Mil10] – und aus den technischen Netzanschlussrichtlinien (NAR) für die MS¹- und die NS-Ebene². Insbesondere aufgrund des sich hieraus ergebenden, nichtlinearen Regelungsverhaltens im Fehlerfall verwenden aktuelle Forschungsbeiträge einen Ansatz mit fixierter, vorgegebener Modellstruktur und variablen Eingangsparametern [Mas16]. Dieser wird im Folgenden als „Kohärenzbasierte Grey-Box-Modellierung“ bezeichnet. Nachfolgend werden die maßgeblichen, aktuellen Forschungsbeiträge dieser Modellierungsansatzkategorie hinsichtlich ihres Umfangs und Detailgrades sowie der von ihnen beantworteten Forschungsfragen dargestellt. Eine Detaillierung dieser Darstellung erfolgt innerhalb der Verfahrensanforderungen und -analyse.

Der Stand des Wissens der dynamischen AVN-Äquivalenzmodellierung auf Basis Kohärenz-basierter Grey-Box-Ansätze kann gemäß den nachfolgenden **Kopplungstechnologien bzw. Einzelkomponentenmodellen (EKM)** differenziert werden (siehe Abbildung 1-4). Diese beeinflussen maßgeblich das Klemmenverhalten am Netzverknüpfungspunkt der zugehörigen DEA:

1. Lastmodellierung

- statische ZIP-Lasten (Impedanz Z , Strom I , Leistung P) [Alt16], [Boe16], [Pre16], [Wu16], [Zal12]: Beleuchtungs- und Wärmetechnik u. a.
- dynamische Asynchronmotoren (ASM)-Lasten [Boe16], [Wu16], [Zal12]: Traktion, Antriebstechnik, drehende Maschinen u. a.

2. Einspeisemodellierung

- direkt gekoppelte Synchrongeneratoren (SG) [Boe16], [Pre16], [Wu16]: Verbrennungs- und Wasserkraftanlagen
- Wechselrichter (WR)-gekoppelte Anlagen mit Primärstromquelle [Alt16], [Boe16]: Photovoltaikanlagen
- WR-gekoppelte Anlagen mit Primärspannungsquelle [Alt16], [Boe16], [Wu16], [Zal12]: Verbrennungs-, Windenergie- und Batterieanlagen
- doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren [Boe16]: Windenergieanlagen

Es existieren Modellierungsansätze aller maßgeblichen Kopplungstechnologien bzw. EKM zur Simulation des aggregierten Klemmenverhaltens jeder relevanten Einspeisegruppe. Die Arbeiten fokussieren sich hierbei überwiegend auf ausgewählte Technologien. Lediglich ein Ansatz bildet integriert alle notwendigen Kopplungstechnologien für eine äquivalente AVN-Modellierung ab [Boe16].

¹ [BDE08], [BDE09], [BDE10], [BDE11], [BDE13], [Bun09], [Bun16b], [VDE17b]

² [VDE17a], [VDE11]

Die aufgeführten Ansätze lassen sich weiterhin in ihrer **Detailtiefe** differenzieren:

1. Verwendung von Kopplungsimpedanzen zur Abbildung der Impedanzverhältnisse des nachzubildenden AVN-Gebiets [Alt16], [Boe16], [Pre16]
2. Abbildung der Schutzmechanismen, der Fault-Ride-Through (FRT)-Kapazität und der dynamischen Netzstützung der DEA [Alt16], [Boe16], [Pre16]
3. Differenzierung nach MS- und NS-Ebene zur Abbildung unterschiedlicher NAR je Spannungsebene [Alt16], [Boe16]
4. Differenzierung der aggregierten Modelle nach Anschluss an der Sammelschiene sowie Anschluss im Netz zur Abbildung unterschiedlicher NAR-Strategien je Anschlusspunkt [Alt16]

Ein hinreichend genauer Modellierungsgrad – einschließlich der Nachbildung der Netzkopplungsimpedanz und NAR-Implementierung – ist folglich durch vorhandene Ansätze gewährleistet. Die nachfolgenden Untersuchungsgegenstände werden jedoch nicht adressiert und sind daher Gegenstand aktueller Forschung:

5. Modellierung und Validierung generischer Komponentenmodelle (z. B. mithilfe von Labor- oder Feldmessungen) zur Abbildung des gesamten Technologiespektrums
6. Ableitung stochastischer Komponentenparametrierungen zur Abbildbarkeit des diversitären, herstellerepezifischen Anlagenverhaltens

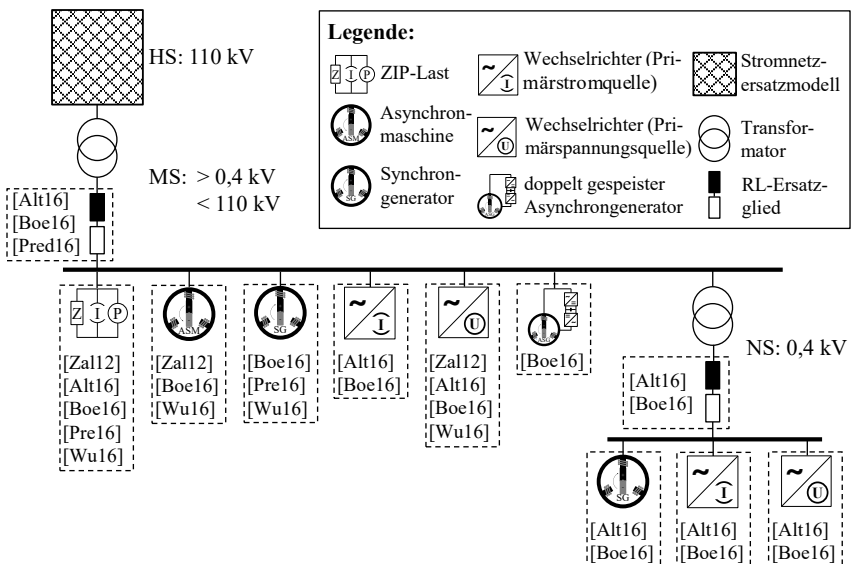


Abbildung 1-4: Schematische Darstellung des Standes des Wissens bezogen auf die Kopplungstechnologiemodellierung in der Mittel (MS)- und Niederspannung (NS)-Ebene

Zu 5. und 6.: In bisherigen Arbeiten werden Standardmodelle zur Komponentenmodellierung verwendet, welche als valide angenommen werden können. Diese bilden jedoch nicht die Diversität bestehender Komponenten hinsichtlich Bauart sowie implementierter Regelungstechnik und -parametrierung ab. Es ist folglich ein neuartiger Ansatz zur Abbildung der herstellerspezifischen und physikalischen Vielfältigkeit notwendig, um valide Referenzsysteme modellieren zu können: die „stochastische Komponentenparametrierung“. Ferner sind die Modelle nicht ausreichend hinsichtlich ihrer Modellgrenzen untersucht.

Ausgehend von den EKM kann die **Äquivalenzmodellierung** wie folgt hinsichtlich des verwendeten Detaillierungsgrades unterteilt werden:

1. Plausibilisierung des/der Äquivalenzmodells/e durch einen Vergleich mit einer detaillierten Modellierung des abzubildenden AVN [Alt16], [Boe16], [Wu16] und [Pre16], [Zal12] (teilweise)
2. Ableitung von Parametervorschriften des/der Äquivalenzmodells/e zur Parametrierung anhand systemischer AVN-Kenndaten (vgl. zweite übergeordnete Modellanforderung gemäß der Motivation) [Boe16], [Zal12] (teilweise)

Die genannten Forschungsgegenstände werden lediglich teilweise – z. B. bezogen auf eine Spannungsebene und/oder auf eine Kopplungstechnologie – jeweils einzeln im Rahmen vorhandener Forschungsarbeiten bearbeitet. Die Kombination aus einer validierten, stochastischen EKM-Abbildung mit einer Plausibilisierung der Äquivalenzmodelle zur Ableitung von Parametrierungsvorschriften bleibt jedoch unberücksichtigt und ist folglich Gegenstand aktueller Forschung.

Neben der EKM-Bildung und Äquivalenzmodellierung bleiben die zwei zentralen **Forschungsfragen** gemäß der Zielsetzung dieser Arbeit in bisherigen Forschungsarbeiten unbeantwortet.

Konklusion: Die gemäß den oben aufgeführten Differenzierungskriterien dargestellten Forschungsarbeiten behandeln die aggregierte AVN-Modellierung in der MS- und NS-Ebene in ausreichendem Umfang hinsichtlich der EKM-Bildung. Bezüglich der EKM-Validierung, der stochastischen Modellierung, der Ableitung von Parametrierungsvorschriften anhand systemischer Kenndaten sowie der Kombination dieser Aspekte existiert ein Forschungsbedarf, der durch diese Arbeit abgedeckt wird. Die Analyse lässt sich wie folgt zusammenfassen (vgl. Tabelle 1-1):

1. Es existieren ausreichend genaue Modellierungsansätze für jede Kopplungstechnologie sowie zur Abbildung der Netzimpedanz und NAR.
2. Die analysierten Äquivalenzmodelle sind in ausreichendem Umfang anhand detaillierter AVN-Modelle plausibilisiert.

Im Rahmen dieser Arbeit liegt somit der Fokus auf den folgenden Fragestellungen:

1. generische Modellierung und Validierung der Kopplungstechnologien bzw. EKM
2. stochastische Parametrierung der Kopplungstechnologiemodelle bzw. EKM
3. Ableitung von Vorschriften zur Parametrierung der Äquivalenzmodelle anhand systemischer AVN-Kenndaten
4. Nachweis der Abbildbarkeit diversitärer (stochastischer), interdependenter AVN-Strukturen durch aggregierte Äquivalenzmodelle

Kategorie	Kriterium	Stand des Wissens					Beitrag dieser Arbeit
		[Alt16]	[Boe16]	[Pre16]	[Wu16]	[Zal12]	
Einzelkomponentenmodelle (EKM)	statische (ZIP)-Lasten	■	■	□	□	□	■
	dynamische (ASM)-Lasten	□	■	□	□	□	■
	Synchrongenerator (direkt gekoppelt)	□	■	□	□	□	■
	Wechselrichter-gekoppelt (Primärstromquelle)	■	■	□	□	□	■
	Wechselrichter-gekoppelt (Primärspannungsquelle)	■	■	□	□	□	■
	doppelt gespeister Asynchrongenerator	□	■	□	□	□	■
EKM-Detailtiefe	Kopplungsimpedanzen	■	■	■	□	□	■
	Schutz, FRT und dynamische Netzstützung	■	■	■	□	□	■
	Differenzierung nach MS- und NS-Ebene	■	■	□	□	□	■
	Differenzierung nach Sammelschienen- und Netzanknüpfung	■	□	□	□	□	■
	Validierung der Komponentenmodelle	□	□	□	□	□	■
	stochastische Komponentenparametrierungen	□	□	□	□	□	■
Äquivalenzmodell/e	Plausibilisierung des/der Äquivalenzmodells/e	■	■	□	■	□	■
	Parametervorschriften des/der Äquivalenzmodells/e (Parametrierung anhand systemischer AVN-Kenndaten)	□	■	□	□	□	■
wissenschaftliche Fragestellungen	Untersuchung der notwendigen Granularität der MS- und NS-AVN-Äquivalenzmodellierung	□	■	□	□	□	■
	Nachweis der Abbildbarkeit diversitärer (stochastischer), interdependenter AVN-Strukturen durch aggregierte Äquivalenzmodelle	□	□	□	□	□	■

■ wird berücksichtigt | □ wird teilweise berücksichtigt (z. B. nur MS) | □ wird nicht berücksichtigt

Tabelle 1-1: Kategorisierung maßgeblicher Äquivalenzmodellierungsansätze für aktive Verteilungsnetze in der Mittel- und Niederspannungsebene

1.3 Zielsetzung

Die Analyse des Standes des Wissens wirft die beiden nachfolgenden, **wissenschaftlichen Fragestellungen** nach der generellen Zulässigkeit des Modellansatzes und der notwendigen Granularität der Modellierung auf:

1. Ist der Ansatz einer aggregierten elektromechanischen Äquivalenzmodellierung auch zur Abbildung diversitärer (stochastischer), interdependenter AVN-Strukturen zur Bewertung der transienten Systemstabilität zulässig?
2. Welche Granularität der Äquivalenzmodellierung ist in der MS- und NS-Netzebene notwendig, um ausreichend genaue Ergebnisse durch aggregierte elektromechanische Modelle für eine Bewertung der transienten Stabilität zu erhalten?

Um diese Fragestellungen zu beantworten, werden zunächst **stochastische Parameterräume** für die notwendigen Komponentenmodelle von Lasten und Einspeisern identifiziert. Hierzu werden Parameterräume innerhalb der Netzanschlussrichtlinien anhand von Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)-Untersuchungen identifiziert. Es wird geprüft, ob die identifizierten Parameterräume eine stochastisch unabhängige Parametrierung der Modelle zulassen. Die **Modellvalidierung** der stochastisch unabhängigen Parametrierung wird anhand von simulativen Komponenteuntersuchungen durchgeführt.

Mithilfe eines stochastisch erweiterten Technologieportfolios werden im Rahmen dieser Arbeit bestehende, plausibilisierte Äquivalenzmodell-Ansätze auf Basis Kohärenz-basierter Grey-Box-Modellierung [Alt16], [Boe16] anhand von Voruntersuchungen zu einem Gesamtmodell erweitert, um **Parametrierungsvorschriften für AVN-Äquivalenzmodelle** abzuleiten. Hierzu werden mithilfe eines Netzvariationsverfahrens eine Vielzahl unterschiedlicher, detaillierter Referenzsysteme erstellt. Ferner sind systemische Kenndaten von AVN-Netzgebieten zu identifizieren, anhand welcher Äquivalenzsysteme parametrierbar werden können. Weiterhin werden innerhalb der Äquivalenzsysteme **reduzierte Komponentenmodelle** verwendet, um den Informationsbedarf zur Parametrierung des gesamten Äquivalenzsystems zu verringern und um die Skalierbarkeit sowie Robustheit der Modelle zu erhöhen. Die entwickelten Verfahrensansätze müssen hierbei den übergeordneten **Anforderungen** sowie weiteren, simulativen und technischen Rahmenbedingungen genügen.

Zur **Plausibilisierung und Validierung** des entwickelten Lösungsansatzes wird die Robustheit des Verfahrens anhand einer Variation stationärer und dynamischer Arbeitspunkte überprüft. Ferner wird das Verfahren auf synthetische Referenzsysteme sowie auf ein Realnetz angewendet.

Abschließend zeigt eine Diskussion die **Modellpotentiale und -grenzen** auf, um u. a. die Übertragbarkeit auf andere Modellansätze darzustellen. Um die dargelegte Zielsetzung der Arbeit erreichen zu können, wird die in Abbildung 1-5 dargestellte Vorgehensweise verwendet, welche sich in vier Schritte gliedert und jeweils die aufgeführten methodischen Verfahren beinhaltet:

1. Einzelkomponentenmodellierung
 - EKM-Validierung durch LVRT-Tests u. a.
 - Ableitung stochastischer Parameterräume für die EKM innerhalb zulässiger technischer Netzanschlussrichtlinien
2. Äquivalenzmodellierung
 - EKM-Modellordnungsreduktion für Grey-Box-Modellierung
 - Identifikation der Gesamtmodellkomposition
3. Parametrierungsvorschriften
 - Ableitung von Initialparametervorschriften
 - Ableitung von Parametrierungsvorschriften anhand ein- und mehrdimensionaler Parametervariationen
4. Validierung
 - Sensitivitätsbetrachtung durch Variation der Arbeitspunkte
 - Plausibilisierung durch exemplarische Parametrierungsanwendung

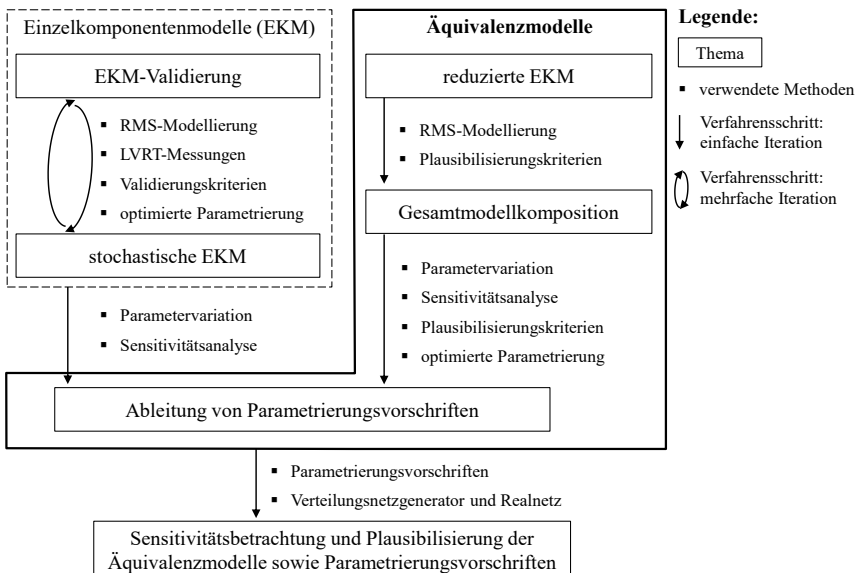


Abbildung 1-5: Methodikübersicht

2 Analyse und Methodik

Zur Ableitung der verwendeten, methodischen Struktur werden zunächst die simulativen und technischen Verfahrensanforderungen identifiziert. Diese ergeben sich im Wesentlichen aus dem betrachteten Zeitbereich, der Art des betrachteten Fehlerfalls sowie den technischen Netzanschlussrichtlinien. Anhand dieser Anforderungen wird ein geeignetes Verfahren identifiziert, welches sowohl eine möglichst detaillierte Abbildung von stochastischen Referenzsystemen ermöglicht als auch generische Teilmodelle für die Äquivalenzsysteme liefert.

2.1 Verfahrensanforderungen

Die Anforderungen an das Verfahren im Allgemeinen sowie an die Einzelkomponenten (EKM)- und Äquivalenzmodelle im Speziellen ergeben sich aus

- den übergeordneten (Anforderungen resultierend aus der Motivation),
- den simulativen (Anforderungen an die Modellierungskategorie sowie Simulationsumgebung) und
- den technischen Verfahrensanforderungen (Anforderungen resultierend aus den technischen Rahmenbedingungen des Stabilitätsanalysefokus).

2.1.1 Simulative Anforderungen

Die dynamische Modellierung elektrischer Anlagen, Einheiten oder Teilsysteme kann in die nachfolgenden Metakategorien unterteilt werden [Ann09], [Ann12] (siehe Abbildung 2-1):

1. Analyse elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge
2. Analyse elektromechanischer Ausgleichsvorgänge

Zu der ersten Kategorie zählen Analysen hochfrequenter Ausgleichsvorgänge im Mikro- bis Millisekundenbereich wie beispielsweise Wanderwellen bzw. Blitz- und Schaltstoßspannungen (engl.: electromagnetic transient, EMT). EMT-Simulationen sind für die Analyse der transienten Systemstabilität für Teil- oder Gesamtnetzgebiete ungeeignet und werden i. d. R. ausschließlich für Einzelkomponentenuntersuchungen verwendet [Cra12], [Mil10]. Die zweite Kategorie umfasst Analysen von Großsignalstörungen im Millisekunden- bis Sekundenbereich wie beispielsweise Kurzschlüsse, Kraftwerks- und Leitungsausfälle sowie Polradschwingungen. Effektivwertsimulationen (engl.: root mean square, RMS) werden insbesondere zur Analyse der transienten Stabilität im Zeitbereich verwendet [Cra12], [Nel09].

Für Stabilitätsanalysen der Übertragungsnetz- bzw. Systemebene können die nachfolgenden Annahmen getroffen sowie die aufgeführten Modellanforderungen abgeleitet werden:

1. Zeitbereich

- Elektromagnetische Ausgleichsvorgänge (z.B. Umladevorgänge zwischen Netzinduktivitäten und -kapazitäten) sowie hochfrequente Schaltvorgänge (z.B. Umrichterschaltungen aufgrund der Pulsweitenmodulation) können vernachlässigt werden [Cra12].
- Elektromechanische Langzeitvorgänge (z.B. Kraftwerk-Sekundärregelung) können vernachlässigt werden [Cra12].

2. Symmetrie

- Das dreiphasige Drehstromsystem kann näherungsweise als symmetrisch betrieben angenommen werden [Sch15].
- Hierdurch kann eine Modellierung des Gesamtsystems sowie der Komponenten (Lasten und Einspeiser) durch Differenzialgleichungen und algebraische Gleichungen im dq-System unter Vernachlässigung des Homopolar- bzw. Nullsystems erfolgen [Nel09].

3. Großsignalereignis

- Als Fehlerereignis kann als Worst-Case-Abschätzung ein dreiphasiger Kurzschluss am Fehlerort – d. h. in der dem Äquivalenzmodell überlagerten Spannungsebene – betrachtet werden [Alt16], [Boe16].
- Die betrachtete Fehlerdauer kann aufgrund der konzeptuellen Fehlerklärungszeit im Übertragungsnetz zu 150 ms oder größer gewählt werden [Alt16], [Ber07], [Eur16].

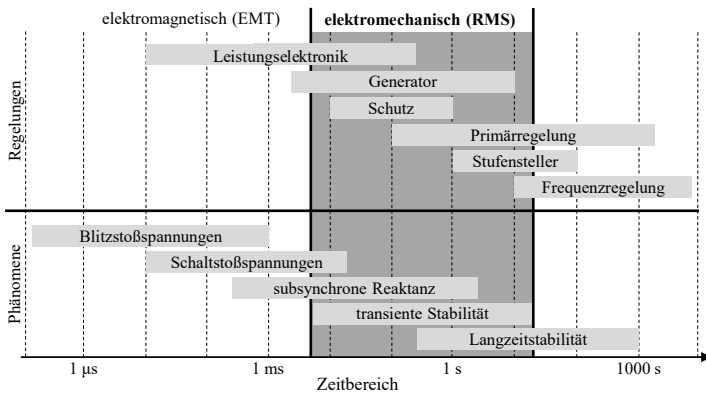


Abbildung 2-1: Zeitbereiche energiesystemischer Phänomene und Regelungen sowie Anwendungsfelder für elektromagnetische EMT- und elektromechanische RMS-Untersuchungen (basierend auf [Mil10])

2.1.2 Technische Anforderungen

Die technischen Rahmenbedingungen der Modellanforderungen werden durch die Netzanschlussrichtlinien (NAR) für den Anschluss von Erzeugungsanlagen in der MS- und NS-Ebene determiniert. Hierbei sind nur jene NAR relevant, die einen Einfluss auf die zu betrachtenden Zeitbereiche (ca.: $t \leq 10$ s nach Fehlereintritt [Oed11]) sowie auf das Verhalten der Lasten und Einspeiser in den relevanten Fehlersituationen (bei symmetrischem Kurzschluss) haben. Der Arbeitspunkt des stationären Vorfehlerzustands bestimmt sich neben der vorherrschenden Last-Einspeise-Situation aus den Vorgaben zur **statischen Spannungshaltung**. Letztere werden durch den Netzbetreiber gemäß den MS³- und NS-Richtlinien⁴ anhand folgender Faktoren vorgegeben:

- Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ zwischen 0,95_{untererregt} bis 0,95_{übererregt}
- Verschiebungsfaktor-Wirkleistungs-Kennlinie $\cos\varphi(P)$
- Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie $Q(U)$
- Blindleistungs-Wirkleistungs-Kennlinie $Q(P)$
- Blindleistungsvorgabe in var

Im Fehler- und Nachfehlerzeitraum sind die nachfolgenden NAR maßgeblich:

1. Fault-Ride-Through-Fähigkeit
2. dynamische Netzstützung

Die NAR unterliegen – u. a. aufgrund der sich ändernden Erzeugungsstrukturen – unregelmäßigen Überarbeitungen, z. B. auf Grundlage von Studien [Boe13]. Daher werden im Folgenden exemplarisch derzeitige sowie überarbeitete (d. h. zukünftig voraussichtlich geltende) NAR dargestellt, um die Anforderungen an die Modelle in allgemein gültiger Form ableiten zu können.

Als Teil der **Fault-Ride-Through (FRT)-Richtlinien** sind für die Untersuchungen innerhalb dieser Arbeit die gemäß den Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)-Regeln festgelegten, unteren Spannungsgrenzen aufgrund der Betrachtung symmetrischer Kurzschlüsse ausschlaggebend. Diese determinieren die Mindestanforderungen für die Verweildauer dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) am Netz bei Spannungseinbrüchen. Es wird zwischen zwei Kategorien von Kopplungstechnologien differenziert [BDE08], [VDE17a], [VDE17b]:

1. Typ 1 (siehe Abbildung 2-2): direkt gekoppelte Synchrongeneratoren
2. Typ 2 (siehe Abbildung 2-3): alle anderen Kopplungstechnologien

³ [BDE08], [BDE09], [BDE10], [BDE11], [BDE13], [Bun09], [Bun16b], [VDE17b]

⁴ [VDE17a], [VDE11]

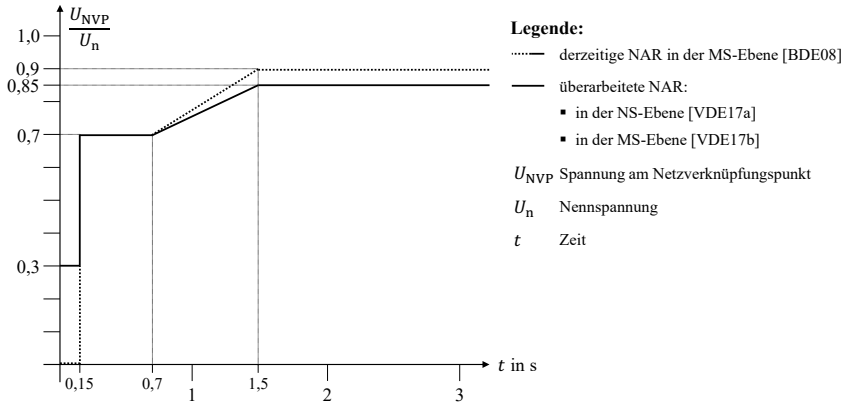


Abbildung 2-2: Unteres⁵ Spannungsband der FRT-Kennlinien gemäß derzeitigen und überarbeiteten NAR der Mittel (MS)- und Niederspannung (NS)-Ebene für DEA des Typs 1 bei symmetrischen Fehlern (basierend auf [BDE08], [VDE17a], [VDE17b])

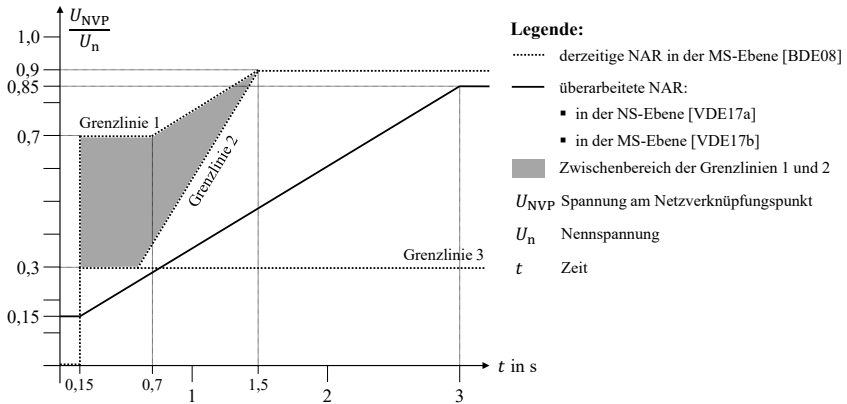


Abbildung 2-3: Unteres⁶ Spannungsband der FRT-Kennlinien gemäß derzeitigen und überarbeiteten NAR der Mittel (MS)- und Niederspannung (NS)-Ebene für DEA des Typs 2 bei symmetrischen Fehlern (basierend auf [BDE08], [VDE17a], [VDE17b])

Oberhalb der in den Abbildungen 2-2 und 2-3 dargestellten Grenzlinien dürfen sich DEA im dargestellten Zeitverlauf nicht vom Netz trennen, die Spannungseinbrüche dürfen nicht zu einer Instabilität der Anlagen führen⁶ und die Anlagen

⁵ Aufgrund der symmetrischen RMS-Modellierung und der Worst-Case-Abschätzung dreiphasiger Kurzschlüsse werden ausschließlich die unteren Spannungsbandgrenzen symmetrischer Fehler angegeben.

⁶ Dies gilt nur, sofern das Fünffache der Summenleistung aller im MS-Netzgebiet installierten DEA kleiner ist als die am Netzanschlusspunkt verbleibende Kurzschlussleistung S_k'' [VDE17b].

dürfen dem Netz nach Fehlerklärung nicht mehr Blindleistung entnehmen als im Vorfehlerfall [BDE08], [Bun09], [Bun16b]. Der Bezugspunkt für die Spannungsmessung ist die kleinste der drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzverknüpfungspunkt [VDE17b]. Diese Vorgaben stellen keine Anforderungen an den Unterspannungs- sowie Eigenschutz (z. B. aufgrund mechanischer Schwingungen) dar, die in Abstimmung mit dem Netzbetreiber das Verbleiben der Anlage am Netz verkürzen können [VDE17a], [VDE17b]. In der MS-Ebene ist für Anlagen des Typs 2 gemäß derzeitigen NAR im Zwischenbereich der Grenzlinien 1 und 2 (siehe Abbildung 2-3) die Kurzschlussstromeinspeisung mit dem Netzbetreiber abzustimmen [BDE08], [Ber07]. Die Grenzlinie 2 kann hierbei durch den Netzbetreiber verschoben werden und es darf eine kurzzeitige Netztrennung zum Anlagenschutz durchgeführt werden [BDE08], [Bun09], [Bun16b]. Unterhalb der Grenzlinie 3 bestehen keine Anforderungen an den Netzverbleib [BDE08]. In der NS-Ebene erfolgt nach derzeitigen Anforderungen an den Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) eine Trennung aller DEA (Typ 1 und 2) bei Spannungen unter 0,8 p.u. [VDE11]. Gemäß überarbeiteten Richtlinien gelten die gleichen Vorgaben wie für DEA in der MS-Ebene [VDE17a], [VDE17b].

Die **dynamische Netzstützung** bestimmt den zu injizierenden Blindstrom in Abhängigkeit der Spannungseinbruchtiefe im Fehlerfall: Der Blindstromanteil wird durch die Blindstromstatik k nach Formel (2.1) bestimmt (Notation siehe Abbildung 2-4) [BDE08], [Ber07], [Bun09], [Bun16b], [VDE17a], [VDE17b].

$$k = \frac{\Delta I_B / I_n}{\Delta U / U_n} \quad \text{mit } \Delta I_B = I_B - I_{B0} \quad \text{und } \Delta U = U - U_0 \quad (2.1)$$

Es wird zwischen DEA mit Anschlüssen an der Sammelschiene und im Netz unterschieden [BDE08]. Weiterhin unterscheidet sich der Verlauf der Blindstromstatik gemäß derzeitigen Richtlinien für Windenergieanlagen [Bun09], [Bun16b] und allen anderen Anlagen [BDE08], [Ber07] in der MS-Ebene durch die Totbanddefinition (siehe Abbildung 2-4). Gemäß überarbeiteten NAR gilt für Typ 2-Anlagen standardmäßig eine Blindstromstatik von $k = 2$ [VDE17b]. Anlagen in der NS-Ebene sind gemäß derzeitigen NAR von der dynamischen Netzstützung ausgenommen [VDE11]. Gemäß überarbeiteten Richtlinien gilt für DEA des Typs 1 mit einer Nennleistung von bis zu 50 kW eine eingeschränkte dynamische Netzstützung ($k = 0$) [VDE17a]. Anlagen des Typs 2 dürfen einen „geeigneten“ Blind- und Wirkstrom im Mit- und Gegensystem einspeisen [VDE17a]. Zur Erreichung des Blindstroms darf der Wirkstrom angepasst werden [VDE17a], [VDE17b]. Für die gemäß der dynamischen Netzstützung definierten Regelungen gelten ferner die in Tabelle 2-1 aufgeführten Anforderungen.

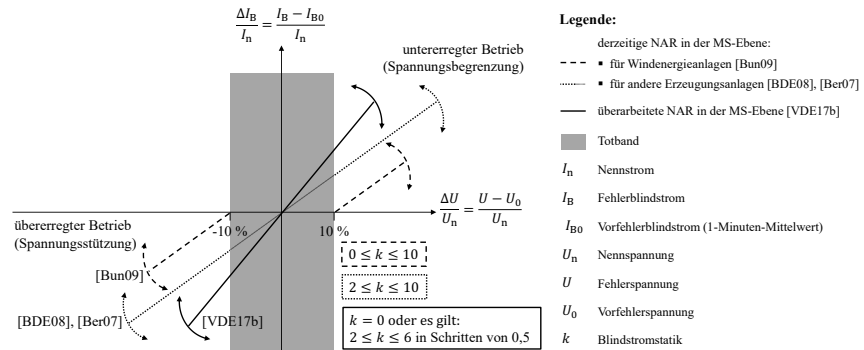


Abbildung 2-4: Blindstromstatik k gemäß derzeitigen und überarbeiteten NAR für DEA im Verteilungsnetz (basierend auf [BDE08], [Ber07], [Bun09], [Bun16b], [VDE17b])

Kategorie	Ebene	Beschreibung	Anforderung	NAR
Sprungantwort	NS-Ebene	Abschaltzeit NA-Schutz	maximal 100 ms	[VDE11]
	MS-Ebene	Anschwingzeit der Blindstromregelung (auch bei Fehlerwechsel)	maximal 30 ms	[Bun09], [Bun16b], [VDE17b]
	MS-Ebene	Einschwingzeit der Blindstromregelung (auch bei Fehlerwechsel)	maximal 60 ms	[Bun09], [Bun16b], [VDE17b]
	MS- und NS-Ebene	Anschwingzeit nach Fehlerende	Typ 1: max. 3 s (MS) bzw. 5 s (NS) und Typ 2: max. 1 s (MS und NS)	[VDE17a], [VDE17b]
Netztrennung	MS-Ebene	Resynchronisationsdauer nach kurzzeitiger Trennung	maximal 2 s	[BDE08]
	MS-Ebene	Wirkleistungsgradient nach kurzzeitiger Trennung	mindestens 10%·s ⁻¹ der Nennleistung	[BDE08]
	MS- und NS-Ebene	Trennung bei mehrfachen Fehlern (Typ 1-Anlagen)	nach Überschreitung der thermischen Auslegungsgrenze*	[VDE17a], [VDE17b]
	MS- und NS-Ebene	Trennung bei mehrfachen Fehlern (Typ 2-Anlagen)	bis die durch Fehler nicht eingespeiste Leistung ≥ 200% der Nennleistung	[VDE17a], [VDE17b]
Blindstrom	MS-Ebene	Schwankungsbreite der Blindstromstatik	-10% und 20% des Nennstroms	[Bun09], [Bun16b]
	MS-Ebene	Blindstromhöhe	mindestens 100% des Nennstroms; Anpassung des Wirkstromes möglich	[Bun09], [Bun16b], [VDE17b]
	MS-Ebene	Blindstromverlauf	stetig, sofern nicht durch die Statik vorgesehen	[Bun09], [Bun16b]

Tabelle 2-1: Derzeitige und überarbeitete Regulationsanforderungen der NAR (*maximal vier Fehlerfälle in der NS-Ebene)

Für die Modellierung ergeben sich aus den NAR die folgenden Anforderungen:

1. **Initialisierung:** Der Vorfehlerzustand muss gemäß der im Betrachtungszeitpunkt herrschenden Last-Einspeise-Situation sowie den Vorgaben der statischen Spannungshaltung (Netznutzungsfall) initialisierbar sein.
2. **Linearitäten:** Statik-Regelungen (engl.: droop), wie z. B. die Blindleistungsstatik, müssen durch Regelschleifen realisierbar sein.
3. **Nichtlinearitäten:** Nichtlineare Regelungskonzepte, wie z. B. die Abbildung eines Totbandes der Statik-Regelung sowie das Abschaltvermögen von Anlagen, müssen durch Regelschleifen realisierbar sein.

2.1.3 Resultierende Modellimplikationen und -vereinfachungen

Die übergeordneten, simulativen und technischen Verfahrensanforderungen sowie die sich hieraus ergebenden Modellimplikationen sind in Tabelle 2-2 zusammengefasst. Aufgrund der dargestellten Modellimplikationen können innerhalb der Simulationsumgebung⁷ die in Tabelle 2-3 dargestellten, fundamentalen Modellvereinfachungen aus der Literatur übernommen werden. Die getroffenen Annahmen werden im Rahmen der EKM-Validierung auf ihre Gültigkeit geprüft.

Kategorie	Kurzbeschreibung	Modellimplikationen
übergeordnet (vgl. Kapitel 1.1)	Lösungsgüte und Robustheit	elektromechanische, detaillierte Modellierung der Einzelkomponentenmodelle (EKM)
	Informationsbedarf und Stochastik	Parametrierbarkeit anhand systemischer Kenndaten
	Modellierungs- und Berechnungsaufwand	Reduktion der EKM-Ordnung für Äquivalenzmodelle
simulativ (vgl. Kapitel 2.1.1)	transiente Stabilität	Zeitbereichssimulation mit Effektivwert- bzw. RMS-Modellen
	Zeitbereich	Vernachlässigung elektromagnetischer Ausgleichs-, hochfrequenter Schalt- und elektromechanischer Langzeitvorgänge
	Symmetrie	Effektivwertmodelle im dq-System
	Großsignalereignis	dreiphasiger Fehler mit Fehlerdauer 150 ms
technisch (vgl. Kapitel 2.1.2)	stationärer Vorfehlerzustand	Abbildung des Vorfehlerzustandes durch Last-Einspeise-Situation und statische Spannungshaltung
	Fault Ride Through und dynamische Netzstützung	Abbildung linearer und nichtlinearer Mechanismen und Regelungen (Strom- und Spannungsbegrenzer, Abschaltvorrichtungen u. a.)

Tabelle 2-2: Verfahrensanforderungen und resultierende Modellimplikationen

⁷ Als Effektivwert- bzw. RMS-Simulationsumgebung wird aufgrund der Flexibilität, Skalierbarkeit sowie der vollständigen Modelltransparenz die Simulationsumgebung MatPAT [Roe17] gewählt.

Kopplungstechnologie	Modellvereinfachungen
Asynchronmotor	keine DC-Komponenten in den Statorströmen: Vernachlässigung durch das Rotordrehfeld im Stator induzierter Spannungen [IEE93]
Synchrongenerator	keine DC-Komponenten und kleine Drehzahländerungen: Vernachlässigung von Rückkopplungen transients Vorgänge im Netz auf den Rotor [Ere13], [Kun94] keine Hystereseeffekte: Vernachlässigung der magnetischen Sättigung [Ere13], [Kun94]
Wechselrichter	keine Pulsweitenmodulation bzw. ausreichende Filterung: Annahme ausreichend hoher Schaltfrequenzen [Kro07], [Pop10] Sättigung als Stellgrößenbegrenzung: Vernachlässigung von Nicht-linearitäten der hardwarenahen Strombegrenzung [Kro07]
doppelt gespeister Asynchrongenerator	keine Pulsweitenmodulation bzw. ideale Umrichter: Annahme ausreichend hoher Schaltfrequenzen [Per08]

Tabelle 2-3: Fundamentale Modellvereinfachungen der Kopplungstechnologien

2.2 Verfahrensanalyse

Auf Basis der identifizierten Verfahrensanforderungen erfolgt eine Analyse existierender Verfahren zur Ableitung der Modellwahl. Die elektromechanische Äquivalenzmodellierung elektrischer Energiesysteme kann in folgende Ober- und Unterkategorien unterteilt werden [Res13]:

1. Modellordnungsreduktion
 - Modalanalyse
 - Kohärenz-basierte Verfahren
2. Systemidentifikation⁸
 - Black-Box-Modellierung
 - Grey-Box-Modellierung

Die Verfahren der **Modellordnungsreduktion** werden in der Regelungstechnik zur Reduktion der Ordnungsgröße von Zustandsraummodellen verwendet [Bon07]. Verfahren der Modalanalyse reduzieren die Ordnung eines nichtlinearen Differentialgleichungssystems mithilfe der Identifikation der dominanten Moden, z. B. durch eine Linearisierung des Systems in einem Arbeitspunkt per Taylorreihenentwicklung [Ant05], [Nel09]. Das Ergebnis wird als Modaläquivalent bezeichnet [Vel05]. Kohärenz-basierte Verfahren identifizieren Gruppen gleichartiger Elemente in einem System, um die Ordnung des Systems durch Aggregation

⁸ Aus Gründen der Vollständigkeit sei angemerkt, dass weiterhin White-Box-Verfahren existieren. Diese benötigen eine vollständige, physikalische Information des Systems [Bil13] (Anwendung z. B. [Bag08]) und konterkarieren folglich die definierten, übergeordneten Modellanforderungen der Informationsbedarfs-, Modellordnungs- sowie der Rechenlaufzeitreduktion.

der Elemente zu reduzieren. In elektrischen Energiesystemen sind dies z.B. (quasi-)synchrone Gruppen von Generatoren mit einem ähnlichen dynamischen Verhalten [Mac88]. Verfahren der **Systemidentifikation** werden auch als messbasierte Verfahren bezeichnet [Res13]: Sie ermöglichen anhand von Eingangs- und Ausgangsmess- bzw. -simulationsdaten eines gegebenen nicht-/linearen Systems die Identifikation des dynamischen Systemverhaltens [Bil13]. Black-Box-Modelle verfügen über keine Information des Systems und schätzen anhand von Prognoseverfahren den Systemausgang anhand des Systemeinganges [Bil13]. Grey-Box-Verfahren verfügen über die Information der generellen, physikalischen Systemstruktur und minimieren die Abweichung zwischen Messdaten bzw. Simulationsergebnissen und dem Systemausgang anhand einer Optimierung der nicht determinierten Modellkonstanten in einem Arbeitspunkt oder in mehreren [Zal12]. Die Systemstruktur von aktiven Verteilungsnetzen (AVN) der MS- und NS-Ebene kann beispielsweise durch ein Äquivalenzmodell, bestehend aus jeweils einem Einzelkomponentenmodell (EKM) für jede unterschiedliche Koppungstechnologie, vorgegeben werden [Boe16]. Die Anwendung von Grey-Box-EKM, welche kohärente Einspeisegruppen aggregieren, wird im Folgenden als **Kohärenz-basierte Grey-Box-Modellierung** bezeichnet.

In Abbildung 2-5 ist eine thematisch-chronologische Übersicht des Standes des Wissens der Äquivalenzmodellierung dargestellt. Die Kategorisierung bezieht sich auf den Schwerpunkt der aufgeführten Veröffentlichungen. Die aufgeführten Methoden werden im Folgenden im Rahmen einer Verfahrensanalyse bewertet und es wird die im Rahmen dieser Arbeit gewählte Methode abgeleitet.

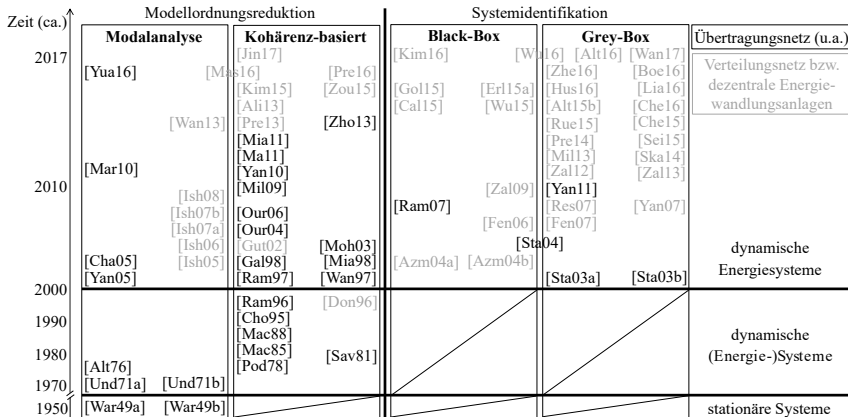


Abbildung 2-5: Thematisch-chronologische Schwerpunktübersicht des Standes des Wissens der elektrotechnischen Äquivalenzmodellierung und methodische Entwicklung

2.2.1 Modellordnungsreduktion

Modalanalyse:

Basierend auf Methoden zu Äquivalenzschaltungen (Äquivalenzstromkreisen) [Sta32] existieren in der elektrischen Energietechnik Verfahren zur Reduktion von Leistungsflussmodellen für stationäre Analysen, welche jedoch nicht auf dynamische Modelle zur Untersuchung der transienten Stabilität angewendet werden können [War49a], [War49b]. Es gibt Verfahren und Verfahrenskombinationen der Modalanalyse für elektromechanische Äquivalente von externen Systemen und von Multimaschinensystemen zur Untersuchung des statischen und dynamischen Verhaltens elektrischer Energiesysteme [Alt76], [Und71a], [Und71b]. Diese Methoden vernachlässigen nichtlineare Effekte, die beispielsweise zur Abbildung Wechselrichter (WR)-gekoppelter dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) benötigt werden. Dies gilt ebenfalls für Verfahren zur kombinierten Modellordnungsreduktion (MOR) von Synchrongeneratoren (SG) mit Erregersystemen inklusive Spannungsreglern [Alt76].

Es existieren Methoden zur MOR dynamischer Modelle mit und ohne expliziter Betrachtung von DEA unter Anwendung nachfolgender Verfahren: Krylov Subspace [Cha05], [Ish07b], [Ish08], [Wan13], Balanced Truncation [Ish05], [Ish08], Hankel Norm [Ish06], [Ish07a], [Ish08] und Singular Perturbation [Yua16]. Weiterhin lassen sich mithilfe des Verfahrens der Border Synchrony Netzgebiete mit unvollständiger Information modellieren, jedoch keine AVN [Mar10]. Die genannten Verfahren basieren auf der Linearisierung der Modelle in einem Arbeitspunkt zur Bildung der Modaläquivalente. Eine Abweichung von dem gewählten Arbeitspunkt führt zu unzureichend genauen Simulationsergebnissen für transiente Stabilitätsuntersuchungen bei Variation maßgeblicher Eingangsgrößen wie beispielsweise der Vorfallersituation oder der Spannungseinbruchtiefe [Mas16].

Konklusion: Die Anwendung der Modalanalyse sowie verwandter Verfahren zur AVN-Äquivalenzmodellierung für transiente Stabilitätsanalysen ist aus nachfolgenden Gründen ungeeignet.

1. Eine vollständige Information (d. h. *alle* topologischen und elektrischen Kenndaten der Netze und zugehöriger Anschlussobjekte) über das zu modellierende Teilsystem ist notwendig. Eine Parametrierbarkeit anhand systemischer Kenndaten ist folglich nicht möglich.
2. Das zu modellierende System muss in einem Arbeitspunkt linearisiert werden bzw. es muss ein Modell der zu betrachtenden Arbeitspunkte erstellt werden. Eine Variation der maßgeblichen Eingangsparameter (z. B. Spannungseinbruchtiefe) resultiert in einer unzureichenden Modellgüte.

Kohärenz-basierte Verfahren:

Es existieren Verfahren zur Identifikation kohärenter (zusammenhängender bzw. gleichartiger), dynamischer Systeme auf Basis von linearisierten [Pod78] sowie nichtlinearen Modellen für Generatoren [Mac85], [Mia11], [Mil09], [Our04], [Ram96], [Ram97], [Zho13], für Erregersysteme [Gal98], für Turbinenregler [Our06], für Schlupfstabilisierungen [Moh03], für externe Subsysteme [Ma11], [Ma11], [Mac88], [Sav81] sowie für Systeme der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung [Yan10]. Ferner existieren Methoden zur kohärenten Abbildung von Windparks mithilfe einer Kombination von Aggregationsverfahren [Kim15] sowie für Windparks mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren mithilfe des Probabilistic-Clustering-Verfahrens [Ali13], des Fuzzy-C-Means-Algorithmus [Zou15] und der Trajectory-Structure-Similarity-Methode [Jin17]. Wenngleich mithilfe dieser Methoden eine Ordnungsreduktion von bis zu 50% auch bei ausgedehnten Energiesystemen erreicht werden kann [Wan97], können diese Verfahren nur unter Annahme der vollständigen Information über das Originalsystem angewendet werden.

Verfahren unter unvollständiger Information über das Originalsystem sind lediglich für die Anwendung auf SG-Gruppen, nicht jedoch für die Anwendung auf AVN erforscht [Mia98]. Weiterhin sind diese Verfahren zum Teil lediglich auf Systeme niedriger Ordnung und folglich nicht auf AVN mit beispielsweise WR-gekoppelten DEA anwendbar [Cho95]. Es existieren rudimentäre Untersuchungen der transienten Stabilität unter Berücksichtigung von DEA mit direkt gekoppelten SG und WR-gekoppelten Speichern: Hierbei ist jedoch die angewendete Modellierung mit lediglich einer Parametrierung pro DEA-Technologie unzureichend diversitär für MS- und NS-Netze mit hohen Anzahlen unterschiedlicher Technologien [Don96]. Dies bestätigen einfache Parameterstudien mit direkt gekoppelten SG und statischen Lasten [Gut02]. Es existiert ein generischer Ansatz zur Modellierung kohärenter DEA [Pre13], [Pre16]. Das Verfahren ist jedoch auf direkt gekoppelte SG beschränkt und setzt die vollständige Information des Originalsystems voraus. Weiterhin existiert ein Kohärenz-basierter Modellierungsansatz zur Abbildung unterschiedlicher DEA-Technologien in einem begrenzten Parameterraum [Mas16], [Wan17]. Die Ansätze stellen exemplarisch das Potential der Kombination Kohärenz-basierter MOR mit Grey-Box-Verfahren zur Abbildung dynamischer Modelle mit hochdimensionalen Parameterräumen zur Abbildung diversitärer AVN dar. Es fehlt jedoch eine vollständige Darstellung aller DEA-Technologien sowie eine Ableitung systemischer Parametrierungsvorschriften.

Konklusion: Aus nachfolgenden Gründen ist eine AVN-Äquivalenzmodellierung ausschließlich mithilfe Kohärenz-basierter Verfahren ungeeignet und eine Kombination mit Grey-Box-Modellen zielführend.

1. Die ausschließliche Anwendung Kohärenz-basierter Verfahren zur AVN-Äquivalenzmodellierung für transiente Stabilitätsanalysen ist nicht zielführend, da die Notwendigkeit der vollständigen Information über das zu modellierende System besteht.
2. Eine Parametrierbarkeit anhand systemischer AVN-Kenndaten existiert in Kombination mit Grey-Box-Verfahren in Form von exemplarischen Untersuchungen. Die Kohärenz-basierte Grey-Box-Modellierung wird jedoch nicht hinreichend detailliert untersucht – z. B. in Bezug auf Parametrierungsvorschriften – und ist daher Gegenstand aktueller Forschung [Alt16], [Boe16].

2.2.2 Systemidentifikation

Black-Box-Modellierung:

Es existieren Systemidentifikations (SI)-Verfahren der Black-Box-Modellierung von AVN unter Anwendung von künstlichen neuronalen Netzen [Azm04a], [Azm04b], [Ram07], [Sta04], ARX [Fen06] (Autoregressive with External Input [Lju87]), ARX in Kombination mit Prony Analysis im Zeitbereich [Zal09], nicht-lineare ARX basierend auf Pareto-Unsicherheiten [Bar15], Prony Analysis im Frequenzbereich [Gol15] sowie Random-Forest-Verfahren [Wu16]. Ferner gibt es Untersuchungen zur Anwendung von SI-Verfahren zur Aggregation von Windparks mithilfe des Ant-Colony-Search-Algorithmus, angewendet auf Anlagen mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren [Wu15], sowie mithilfe der Deterministic-Autoregressive-Moving-Average-Methode [Kim16].

Diese Verfahren müssen anhand von Messdaten am Netzverknüpfungspunkt oder unter vollständiger Information des zu modellierenden Teilnetzes trainiert werden und weisen nur eine Gültigkeit um den/die Arbeitspunkt/e auf, mithilfe dessen/derer die Modelle trainiert werden. Eine Parametrierung anhand von systemischen AVN-Kenndaten ist folglich bei allen Verfahren entweder ausgeschlossen oder nicht hinreichend robust und führt zu hohen Abweichungen außerhalb des Arbeitspunktes. Es existiert ein Ansatz zur generischen Black-Box-Modellierung durch Kombination eines nichtlinearen ARX-Verfahrens mit einer Curve-Fitting-Methode, welcher aufgrund der hohen Sensitivität gegenüber systemeigenen Parameteränderungen lediglich bei ausreichenden Informationen über das zu modellierende Teilsystem als robust gilt [Erl15a].

Konklusion: Die Anwendung von Black-Box-Verfahren zur AVN-Äquivalenzmodellierung für transiente Stabilitätsanalysen ist aus nachfolgenden Gründen ungeeignet.

1. Es besteht die Notwendigkeit der vollständigen Information über das zu modellierenden Teilsystem oder es müssen Messdaten in (vielen) unterschiedlichen Arbeitspunkten am Netzverknüpfungspunkt des zu modellierenden Teilnetzgebietes vorliegen.
2. Eine Parametrierbarkeit anhand systemischer AVN-Kenndaten ist nur unter hoher Unsicherheit über die Gültigkeit des resultierenden Modells möglich und folglich für die Anwendung diversitärer AVN nicht zulässig.

Grey-Box-Modellierung:

Es existiert ein SI-Verfahren der Grey-Box-Modellierung von AVN auf Basis linearisierter Zustandsraummodelle [Fen07a]. Dieses Verfahren ist, analog zu den Methoden der Modalanalyse, aufgrund der Linearisierung in einem Arbeitspunkt weitgehend beschränkt auf die Verwendung in Kleinsignalanalysen⁹ bzw. auf Analysen in mathematischer Nähe zu dem determinierten Arbeitspunkt. Damit verlieren diese Modelle ihre Gültigkeit für die AVN-Modellierung zur Verwendung bei Großsignalanalysen. Es gibt Grey-Box-Verfahren zur Großsignalanalyse in Kombination mit künstlichen, neuronalen Netzen [Sta03a], [Sta03b], [Sta04], mit Evolutionary- und Extended-Two-Particle-Swarm-Optimierung [Che15], [Che16], [Res07], [Wan17], [Yan07], [Yan11], mit Prony-Analysis-Optimierung [Sei15], mit Mean-Variance-Mapping-Optimierung [Rue15], mit Grey-Wolf-Optimierung [Zhe16], mit Self-Adaptive-Control-Parameters-Modified-Differential-Evolution-Algorithm-Optimierung [Lia16], mit Trust-Region-Newton-Optimierung [Wu16] sowie mit weiteren nichtlinearen Optimierungsverfahren [Hus16]. Diese ermöglichen ein Training einer determinierten Modellstruktur eines ganzen Windparks, eines Asynchronengenerators bzw. SG sowie z.T. eines WR und/oder Lasten unter Vorliegen vollständiger Information des zu modellierenden Originalsystems oder bei vorhandenen Messdaten. Diese Verfahren können für partikuläre Teilnetzgebiete, jedoch nicht zur generischen AVN-Modellierung verwendet werden. Es existieren Ansätze zur generischen AVN-Äquivalenzmodellierung zur Parametrierung in einem begrenzten Parameterraum [Alt16], [Boe16], [Mil13], [Pre16], [Ska14], [Wu16], [Zal12], [Zal13], die das Potential Kohärenz-basierter Grey-Box-Modellierung aufzeigen.

⁹ Auf die Analyse weiterer Verfahren zur Äquivalenzmodellierung von AVN für Kleinsignalanalysen (z. B. [Pre14]) wird im Folgenden verzichtet, da der Fokus dieser Arbeit auf der Großsignalstabilität liegt.

Konklusion: Aus nachfolgenden Gründen ist eine ausschließliche AVN-Äquivalenzmodellierung mithilfe von Grey-Box-Modellen ungeeignet und eine Kombination mit Kohärenz-basierten Verfahren zielführend.

1. Die ausschließliche Anwendung von Grey-Box-Verfahren zur AVN-Äquivalenzmodellierung für transiente Stabilitätsanalysen ist nicht zielführend, da die Notwendigkeit der vollständigen Information oder der Verfügbarkeit von Messdaten des zu modellierenden Teilnetzsystems besteht.
2. Die Parametrierbarkeit anhand systemischer AVN-Kenndaten existiert in Kombination mit Kohärenz-basierten Verfahren in Form von Untersuchungen in einem begrenzten Parameterraum. Die Parametrierung Kohärenz-basierte Grey-Box-Modelle zur Abbildung stochastischer Teilsysteme wird jedoch nicht hinreichend detailliert untersucht und ist daher Gegenstand aktueller Forschung [Alt16], [Boe16].

2.2.3 Ausgewählte Verfahrensklasse

Für die dargestellte Verfahrensanalyse ergibt sich, dass eine Kohärenz-basierte Grey-Box-Modellierung für die identifizierten Verfahrensanforderungen zielführend erscheint: Die Methode erfüllt als einziges Verfahren insbesondere alle nachfolgenden sowie darüber hinaus alle weiteren, in Tabelle 2-2 zusammengefassten Anforderungen an die Modellierung:

- Lösungsgüte und Robustheit
- Informationsbedarf und Stochastik
- Modellierungs- und Berechnungsaufwand
- Abbildung nichtlinearer Mechanismen und Regelungen

Da keine Definition der Verfahrenskombination in der Literatur existiert, werden **Kohärenz-basierte Grey-Box-Verfahren** in dieser Arbeit wie folgt definiert:

Modellierung einer elektrotechnischen Grey Box, in deren Systemstruktur nicht alle Parameter bekannt sind, bestehend aus Einzelkomponentenmodellen, die kohärente (gleichartige) Gruppen von Last- und Erzeugungstechnologien eines zu modellierenden elektrischen (Teil-)Netzgebietes äquivalent und vollständig (d. h. Arbeitspunkt-unabhängig) abbilden sollen

Die Analyse des Standes des Wissens kommt im Ergebnis zu den notwendigen Modellerweiterungen bestehender Verfahren [Alt16], [Boe16], [Pre16], [Wu16], [Zal12] (vgl. Tabelle 1-1). Weiterhin ist im Rahmen dieser Arbeit der Nachweis zu erbringen, ob und mit welcher Lösungsgüte sowie Robustheit die ausgewählte Verfahrensklasse bei unterschiedlichen AVN-Strukturen gültig ist.

2.3 Methodische Struktur

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Methode dargestellt, die den Nachweis der Abbildbarkeit stochastischer Strukturen aktiver Verteilungsnetze (AVN) durch eine Kohärenz-basierte Grey-Box-Äquivalenzmodellierung ermöglicht. Hierzu wird ein Verfahren erarbeitet, welches die beiden in der Methodikübersicht (siehe Abbildung 1-5) dargestellten Modellierungsschwerpunkte – Einzelkomponenten (EKM)- und Äquivalenzmodelle – zusammenführt und welches nachfolgend erläutert wird. Die Ziele der dargestellten Methodik sind:

1. Die Erstellung detaillierter Mittelspannungs (MS)-Netze mit unterlagerten Niederspannungs (NS)-Netzen, die auf Basis stochastischer, validierter Parameterräume dynamischer EKM eine möglichst große Bandbreite in der Realität existierender AVN abbilden und als Referenzsysteme für 2. dienen.
2. Die Ableitung von Parametrierungsvorschriften für Kohärenz-basierte Grey-Box-Modelle auf Basis von Äquivalenzmodellen, die mithilfe der detaillierten Referenzsysteme (vgl. 1.) optimiert werden.

Hierzu werden quantitative Gütekriterien benötigt für einen Vergleich von

- EKM mit Messungen des dynamischen Verhaltens dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) sowie
- stochastisch parametrisierten Referenz- mit Äquivalenzsystemen.

Es existieren standardisierte Verfahren zur Validierung von Zeitbereichsdaten, z. B. innerhalb technischer Richtlinien zur Modellvalidierung [FGW14]. Aufbauend auf diesen Richtlinien werden sieben quantitative Gütekriterien (siehe Abbildung 2-6) zur Bestimmung der durchschnittlichen stationären Abweichungen, der maximalen transienten Abweichung und der Einschwingzeiten im i. Vorfehler-, ii. Fehler- und iii. Nachfehlerzeitraum (im Folgenden: stationäre Zeitbereiche) zwischen einer Referenzzeitreihe $x_R(t)$ und Vergleichszeitreihe $x_V(t)$ definiert. Ein Zeitbereich gilt hierbei als stationär, wenn die Werte der jeweiligen Vergleichszeitreihe in ein Toleranzband von $x_{st} \pm p \cdot x_n$ um einen Nennwert x_n eintreten und kein darauffolgender Wert der Zeitreihe im betrachteten Zeitraum außerhalb des Toleranzbandes liegt. Hierbei muss p in Abhängigkeit des Untersuchungsgegenstandes (EKM- oder Systemvalidierung) und des erwarteten Gütebereichs gewählt werden. Das stationäre Zustandsniveau x_{st} wird dabei über den Mittelwert der Referenzgröße $x_R(t)$ während der letzten Periode des stationären Zeitbereichs bestimmt. Als zu vergleichende Zeitreihen werden hier die Zeitverläufe der Wirkleistung $p(t)$, der Blindleistung $q(t)$, des Wirkstroms $i_d(t)$ und/oder des Bildstroms $i_q(t)$ gewählt.

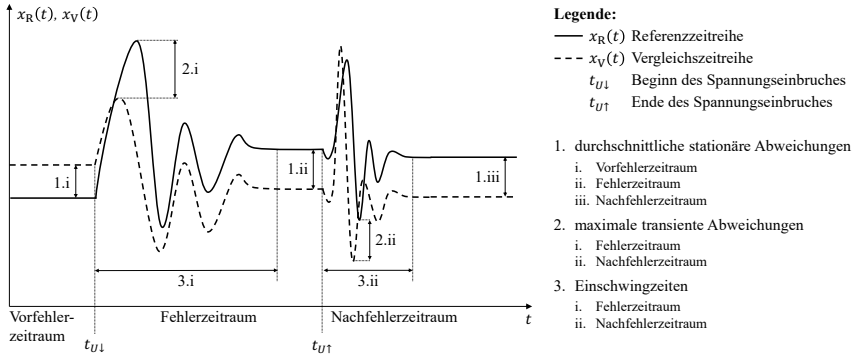


Abbildung 2-6: Gütekriterien

1. Durchschnittliche stationäre Abweichungen:

In den stationären Zeitbereichen erfolgt die Berechnung der durchschnittlichen stationären relativen Abweichung \bar{x}_{st} bezogen auf den Nennwert x_n durch die Bildung der Differenz des Mittelwerts zwischen der Referenzzeitreihe $x_R(t)$ und Vergleichszeitreihe $x_V(t)$ im diskreten Betrachtungszeitraum T gemäß Formel (2.2) [FGW14].

$$\bar{x}_{st} = \frac{1}{T \cdot x_n} \sum_{t=0}^T (x_R(t) - x_V(t)) \quad (2.2)$$

2. Maximale transiente Abweichungen:

In den nichtstationären (d. h. transienten) Zeitbereichen erfolgt die Berechnung der maximalen transienten relativen Abweichung \bar{x}_{tr} bezogen auf den Nennwert x_n zwischen der Referenzzeitreihe $x_R(t)$ und Vergleichszeitreihe $x_V(t)$ durch die Bildung der betragsmäßig größten Differenz zwischen den Maxima x_{max} und Minima x_{min} beider Zeitreihen gemäß Formel (2.3). Hierbei entspricht das Vorzeichen von \bar{x}_{tr} einer negativen bzw. positiven Abweichung.

$$\bar{x}_{tr} = \begin{cases} \frac{1}{x_N} \cdot \max\{|x_{R,max} - x_{V,max}|, |x_{R,min} - x_{V,min}|\} \\ \frac{-1}{x_N} \cdot \max\{|x_{R,max} - x_{V,max}|, |x_{R,min} - x_{V,min}|\} \end{cases} \quad (2.3)$$

$$\text{für } \begin{cases} x_{R,max/min} - x_{V,max/min} > 0 \\ x_{R,max/min} - x_{V,max/min} < 0 \end{cases}$$

3. Einschwingzeiten:

Die Einschwingzeiten sind als die Zeitdauer vom Beginn der transienten Zeitbereiche bis zum Eintritt der Zeitbereichswerte in das Toleranzband $x_{st} \pm p \cdot x_n$ definiert. Die Abweichung der Einschwingzeiten Δt_E entspricht der Differenz der transienten Einschwingzeit der Referenzzeitreihe $t_{R,tr}$ und der Vergleichszeitreihe $t_{V,tr}$ gemäß Formel (2.4).

$$\Delta t_E = t_{R,tr} - t_{V,tr} \tag{2.4}$$

2.3.1 Einzelkomponentenmodellierung

Zur Ableitung stochastischer Parameterräume sind, zusätzlich zu den Flexibilitätten, die sich aus den technischen Richtlinien für die DEA-Kopplungstechnologien ableiten lassen, Untersuchungen zur Validierung der erarbeiteten EKM und Ableitung weiterer Parameterräume notwendig. Hierzu wird das in der Abbildung 2-7 dargestellte methodische Vorgehen verwendet: Aufgrund der technischen Rahmenbedingungen des Zeitverhaltens bei symmetrischen Spannungseinbrüchen werden Laboruntersuchungen zum Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)-Verhalten, basierend auf technischen Richtlinien [FGW13], für direkt gekoppelte Synchrongeneratoren und Wechselrichter-gekoppelte DEA durchgeführt. Für doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren werden die Modelle anhand extern verfügbarer LVRT-Messreihen validiert, wobei die zuvor eingeführten Gütekriterien verwendet werden. Die weiterentwickelten Modelle sowie die modifizierten und/oder optimierten Parametrierungen werden anschließend einer Stabilitätsanalyse innerhalb eines Single-Machine-Infinite-Bus (SMIB)-Systems unterzogen. Dies dient der Überprüfung der Beibehaltung der Stabilität jedes Einzelsystems („Einzelsystemstabilität“) bei Variation aller dynamischen Modellparameter. Bei Asynchromotoren beschränkt sich die Methodik auf diesen letzten Plausibilisierungsschritt (d. h. es werden keine Laboruntersuchungen durchgeführt), da Parametersätze in einem ausreichenden Umfang aus der Literatur verfügbar sind.

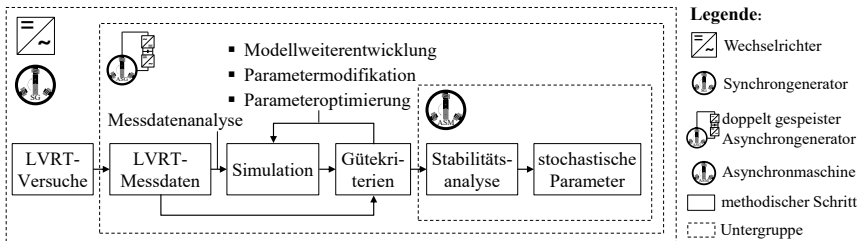
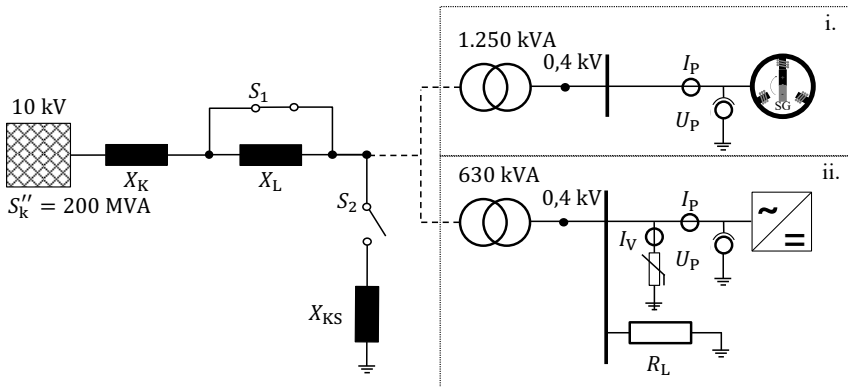


Abbildung 2-7: Methodik der stochastischen Einzelkomponentenmodellierung

Der in Abbildung 2-8 dargestellte Versuchsaufbau baut auf einem zertifizierten LVRT-Prüfkreis auf [FGW13]. Der Prüfling beinhaltet hierbei jeweils einen MS-NS-Transformator sowie die zu prüfende DEA und ggf. ein dämpfendes ohmsches Element (siehe Abbildung 2-8: i. und ii.). Durch einen Spannungsteiler aus der Kabelreaktanz X_K zuzüglich der veränderbaren Längsreaktanz X_L sowie der veränderbaren Kurzschlussreaktanz X_{KS} kann ein hinsichtlich Dauer und Tiefe definierter Spannungseinbruch mithilfe zweier Vakuump-Leistungsschalter S_1 und S_2 am Prüfling erzeugt werden: Durch ein Öffnen von S_1 kommutiert der Strom über X_L . Anschließend schließt S_2 und über den induktiven Spannungsteiler zwischen $X_K + X_L$ und X_{KS} stellt sich am Prüfling ein definierter Spannungseinbruch ein. In den Kurzschlusszweig fließt ein definierter Kurzschlussstrom. Über die Wahl der Abgriffe und der jeweiligen internen Verschaltung von X_L und X_{KS} lässt sich die Einbruchtiefe in diskreten Stufen einstellen. Zusätzlich kann die Dauer des Spannungseinbruchs über die Schaltzeitpunkte von S_2 festgelegt werden. Nach der gewünschten Dauer des Spannungseinbruchs öffnet sich S_2 und der Spannungseinbruch ist beendet. In einem letzten Schritt schließt der Leistungsschalter S_1 und der Ausgangszustand ist wiederhergestellt.



Legende:

	Wechselrichter		Varistor	S''_k	Kurzschlussleistung
	Synchrongenerator	ϕ	Strommessung	$S_{\{1,2\}}$	Schalter 1 und 2
	Transformator	ϕ	Spannungsmessung	R_L	Lastwiderstand
	Impedanz	U_P	Prüflingsspannung	X_K	Kabelreaktanz
	ohmscher Widerstand	I_P	Prüflingsstrom	X_L	Längsreaktanz
	Schalter	I_V	Varistorstrom	X_{KS}	Kurzschlussreaktanz

Abbildung 2-8: LVRT-Prüfaufbauten für i. Synchrongenerator- und ii. Wechselrichter-Vermessungen (Kenndaten vgl. Tabellen A-1 und A-2 in Anhang 1)

Bei allen LVRT-Untersuchungen erfolgt eine niederspannungsseitige Messung der dreiphasigen Prüflingsspannung U_P und der Prüflingsströme I_P . Der Prüfaufbau unterscheidet sich je nach zu prüfender DEA wie folgt. Die Versuchspläne¹⁰ werden im Rahmen der EKM-Validierung dargestellt.

i. Synchrongenerator (direkt gekoppelt):

Die zu prüfenden Synchrongeneratoren werden über einen Ortsnetztransformator mit einer Nennscheinleistung von 1,25 MVA an den Prüfaufbau angeschlossen. Die niederspannungsseitige Leitungsimpedanz kann bei Simulationen vernachlässigt werden. Etwaige Maßnahmen zum Schutz vor transienten Überspannungen sind aufgrund des Generatorinnenwiderstands nicht notwendig.

ii. Wechselrichter:

Die zu prüfenden Wechselrichter (WR) werden niederspannungsseitig über einen Transformator mit einer Nennscheinleistung von 630 kVA¹¹ mit dem Prüfaufbau verbunden. Parallel zum zu prüfenden WR ist eine ohmsche Last angeschlossen. Diese dient der Dämpfung von eventuell im System auftretenden Schwingungen aufgrund der Schaltheftungen. Zusätzlich wird der Prüfling durch einen Varistor mit einer Nennspannung 390 V vor hochtransienten Überspannungen geschützt, die bei Spannungswiederkehr, aufgrund eines ungünstigen Stromabrisse, einen LC-Schwingkreis der Reaktanzen und der Kabelkapazitäten anregen können. Dieser könnte zu Schäden im LCL-Filter des Prüflings führen. Auf der Gleichspannungsseite wird dem WR die geforderte Leistung über DC-Netzteile bereitgestellt.

2.3.2 Äquivalenzmodellierung

Zur Ableitung der Parametrierungsvorschriften für die Kohärenz-basierten Grey-Box-Äquivalenzmodelle wird das in Abbildung 2-9 dargestellte Verfahren verwendet. Hierbei werden die Grenzen der stochastischen Parameterräume der EKM festgelegt durch

1. die Einhaltung der Netzanschlussrichtlinien,
2. die individuellen, Betriebsmittel- und Hersteller-spezifischen Auslegungen der Flexibilitäten innerhalb der Netzanschlussrichtlinien gemäß den LVRT-Prüfungen und
3. die Stabilitätswahrung der EKM innerhalb der LVRT-Grenzkurven im Rahmen von Single-Machine-Infinite-Bus (SMIB)-Untersuchungen.

¹⁰ Jeder Versuch der aufgeführten Versuchspläne wird hierbei mindestens einmal wiederholt.

¹¹ Die Transformatoren werden aufgrund der baulichen Bedingungen der Laborumgebung variiert.

Das zeitvariante Klemmenverhalten der Referenzsysteme¹² wird als Referenz für eine Parameterinitialisierung und anschließende -optimierung der Kohärenz-basierten Grey-Box-Äquivalenzmodelle verwendet. Mithilfe des in Kapitel 5.1 vorgestellten Netzvariationsverfahrens wird eine ausreichend hohe Anzahl an Referenzsystemen erzeugt, welche im Anschluss mithilfe von Datenanalyseverfahren eine Identifikation sowie Ableitung von allgemein gültigen Parametrierungsvorschriften ermöglichen. Die identifizierten und durchzuführenden Teilaufgaben umfassen folgende Schritte (siehe Abbildung 2-9):

1. detaillierte Netzmodelle (Referenzsysteme)
 - Erzeugung passiver MS- und NS-Modellnetze zur Festlegung grundlegender Netzcharakteristika (Impedanzverhältnisse der Kabel und Freileitungen, relative Kurzschlussspannung der Transformatoren, Normalverschaltung bzw. Vermaschungsgrad u. a.)
 - Erzeugung aktiver EKM der DEA-Kopplungstechnologien und Lasten
 - Erzeugung stochastischer Parameterräume für die EKM
 - Zusammenführung der passiven und aktiven Modelle mithilfe eines Netzvariationsverfahrens zur automatisierten Parametervariation
 - Sicherstellung der stationären, technischen Betriebsgrenzen (Spannungsbereich und thermische Grenzen) der stochastisch parametrisierten AVN
2. Äquivalenzmodelle (Vergleichssysteme)
 - Erzeugung einer Grey-Box-Struktur mit aggregierten sowie reduzierten EKM-Modellen auf Basis der im abzubildenden Referenzsystem vorhandenen Kopplungstechnologien
 - Initialparametrierung des erstellten Grey-Box-Modells auf Basis von systemischen Informationen (Technologiedurchdringung, Anschlusspunkt der Anlagen u. a.) des abzubildenden Referenzsystems
3. Grey-Box-Optimierung
 - Erzeugung von Zeitbereichssimulationen symmetrischer Spannungseinbrüche für das Referenz- und Vergleichssystem
 - Überprüfung der Gütekriterien
 - Optimierung der Grey-Box-Parameter mithilfe eines nichtlinearen Optimierungsverfahrens, sofern die Gütekriterien nicht erfüllt sind
4. Parametrierungsvorschriften:
 - Datenanalyse zur Identifikation systemischer Kenndaten
 - Datenanalyse zur Ableitung von Parametrierungsvorschriften

¹² Ein Referenzsystem ist als detailliertes MS-Netz mit unterlagerten NS-Netzen mit individueller, stochastischer Parametrierung jeder DEA und jeder Last innerhalb der Parametergrenzen definiert.

Hierbei beinhaltet die Datenanalyse zur Ableitung von Parametrierungsvorschriften (vgl. 4.) unterschiedliche Variations- und Analyseverfahren, welche eine robuste Modellierung sicherstellen. Unter „robust“ ist hierbei eine Modellierung zu verstehen, die gegenüber Arbeitspunktverschiebungen eine möglichst hohe Güte im Vergleich zu einem ebenfalls in dem oder den Arbeitspunkten veränderten Referenzsystem aufweist. Arbeitspunktverschiebungen beinhalten insbesondere andere Spannungseinbrüche (Tiefe und/oder Dauer) sowie andere Vorfehlersituationen (Last-Einspeisesituation und/oder statische Spannungshaltung) als diejenigen, welche für das jeweilige Optimierungsszenario gewählt werden. Die Verfahren beinhalten die folgenden untergeordneten Punkte:

- **Variationsverfahren**
 - eindimensionale Parametervariation: Identifikation funktionaler Zusammenhänge zwischen einer systemischen Kenngröße und dynamischen Parametern
 - mehrdimensionale Parametervariation: Identifikation stochastischer Abhängigkeiten mehrerer systemischer Kenngrößen auf dynamische Parameter
- **Analyseverfahren**
 - Varianz-basierte Sensitivitätsanalyse: Identifikation von systemischen Kenndaten
 - Datenanalyse: Ableitung von dynamischen Parametergruppen zur Identifikation von invarianten und varianten dynamischen Parametern

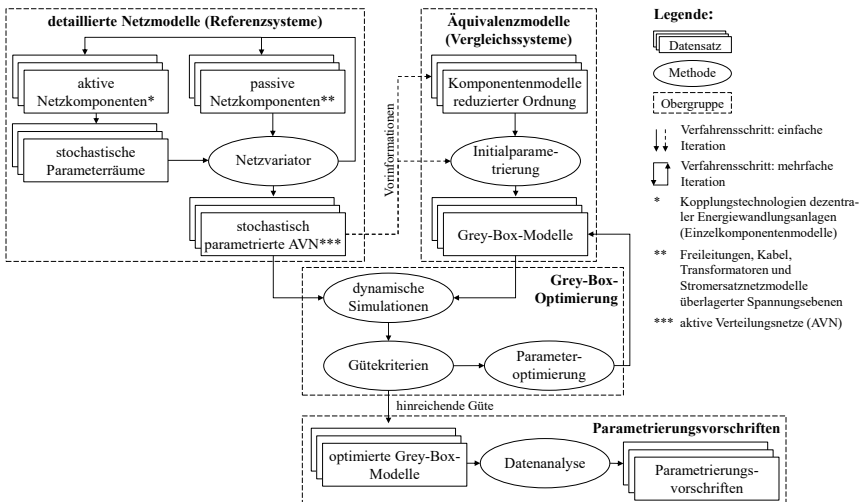


Abbildung 2-9: Methodik der Ableitung von Parametrierungsvorschriften für Äquivalenzmodelle

3 Einzelkomponentenmodellierung

Die Modellierung der Einzelkomponenten als kleinste Einheit innerhalb der Netzreferenzsysteme ist maßgeblich für die Güte des Gesamtsystems. Neben den passiven Netzkomponenten (Transformatoren sowie Kabel und Freileitungen)¹³ werden für die relevanten Kopplungstechnologien (vgl. Tabelle 1-1) hinreichend detaillierte, generische Einzelkomponentenmodelle benötigt. Diese müssen eine stochastische Parametrierung zulassen. Das Zeitbereichsverhalten wird hierbei maßgeblich durch die nachfolgenden Punkte determiniert:

1. technische Anforderungen im betrachteten Zeitbereich gemäß den Netzanschlussrichtlinien (vgl. Tabelle 2-1)
2. physikalische, herstellerepezifische (bauliche) Spezifika der Anlagen

Aus diesen Anforderungen wird ein stochastischer Parameterraum für jede strombeziehende und -injizierende Komponente aufgespannt bzw. definiert. Für die Referenzsysteme wird jeder Komponente ein individueller Parametersatz zugewiesen. Dieser Ansatz der **stochastischen, elektromechanischen Einzelkomponentenmodellierung** wird im Rahmen dieser Arbeit erstmalig eingeführt und wird wie folgt definiert:

Modellierung von Lasten und Erzeugungsanlagen durch eine zufallsbasierte Wahl dynamischer Modellparameter innerhalb betrieblicher Grenzen sowie unter Einhaltung der Einzelsystemstabilität im stochastischen Parameterraum

Zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens strominjizierender Komponenten werden bei den Einspeisern Low-Voltage-Ride-Through-Untersuchungen zur Identifikation stochastischer Grenzen verwendet.

Für die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Komponentenmodelle werden die algebraischen Gleichungen sowie die Differentialgleichungen explizit aufgeführt, um die Strategien zur Modellreduktion (vgl. Kapitel 4.1) anhand von Beispielen für die fünf nachfolgenden Systeme darstellen zu können: reine algebraische Modelle (stationäres Lastmodell), reine Maschinensysteme (dynamisches Lastmodell), Maschinen-Regelungssysteme (Synchrongeneratormodell), leistungselektronische Systeme (Wechselrichtermodell) und Maschinen-Leistungselektronik-Systeme (Modell des doppelt gespeisten Asynchrongenerators). Die Reihenfolge der Modellbeschreibung ist nach aufsteigender Modellkomplexität gewählt.

¹³ Auf eine Beschreibung der passiven Netzkomponentenmodellierung wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet, da hinreichend detaillierte Modelle für Effektivwertsimulationen sowie stochastische Parameterräume existieren (vgl. z. B. [Gön14], [Kun04], [Lot05], [Mil10], [Mac08], [Sch15]).

3.1 Lasten

Für transiente Systemanalysen werden Lasten durch einen statischen und einen dynamischen Anteil modelliert [Cho06], [Col13], [IEE93], [IEE95], [Kun94], [Mac08], [Mer02], [Mil10], [Pad04], [Ren06]. Der statische Anteil wird hierbei durch ein ZIP-Lastmodell modelliert und repräsentiert konstante Impedanz- (Z), konstante Strom- (I) und konstante Leistungslasten (P). Dynamische, motorische (rotierende) Lasten werden durch ein Asynchronmotorenmodell abgebildet. Hierbei wird am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt zum Netz bzw. zur überlagerten Spannungsebene von einer Superposition der bezogenen Ströme ausgegangen, sodass gilt: $I_{NVP} = I_{ZIP} + I_{ASM}$ (siehe Abbildung 3-1).¹⁴

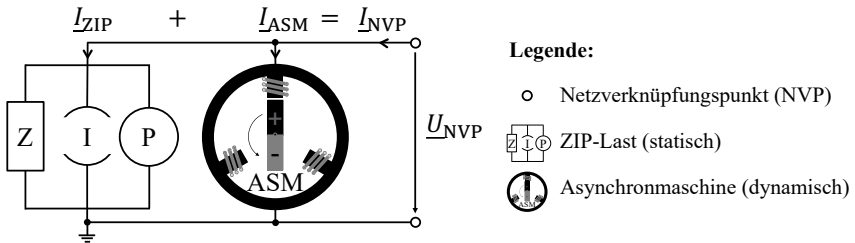


Abbildung 3-1: Generelle Modellstruktur statisch-dynamischer Lasten

3.1.1 Statisches Lastmodell

Modell:

Das statische ZIP-Modell (Polynommodell) als Spezialfall des Exponentialmodells [Cut08] setzt sich additiv aus den drei nachfolgenden Lastanteilen zusammen:

1. Konstantimpedanzlast (Z): Z -Lasten sind quadratisch spannungsabhängig und werden z. B. zur Abbildung von Beleuchtungen verwendet [Mac08].
2. Konstantstromlast (I): I -Lasten sind linear spannungsabhängig und werden z. B. zur Abbildung ohmscher Lasten und zur vereinfachten Abbildung von Motoren verwendet [Mac08].
3. Konstantleistungslast (P): P -Lasten werden insbesondere für stationären Leistungsflussanalysen verwendet [Mac08]. Im Falle hoher Spannungseinbrüche verliert das Modell seine Gültigkeit, da gilt: $I \rightarrow \infty$ für $U \rightarrow 0$ [Pad04].

¹⁴ Die Integration zukünftig zu erwartender Lasten, insbesondere leistungselektronisch gekoppelter Lasten wie z. B. Batteriespeicher von Elektrofahrzeugen [Col13] steht nicht im Fokus dieser Arbeit und stellt folglich einen Anknüpfungspunkt für Folgeforschungsarbeiten dar.

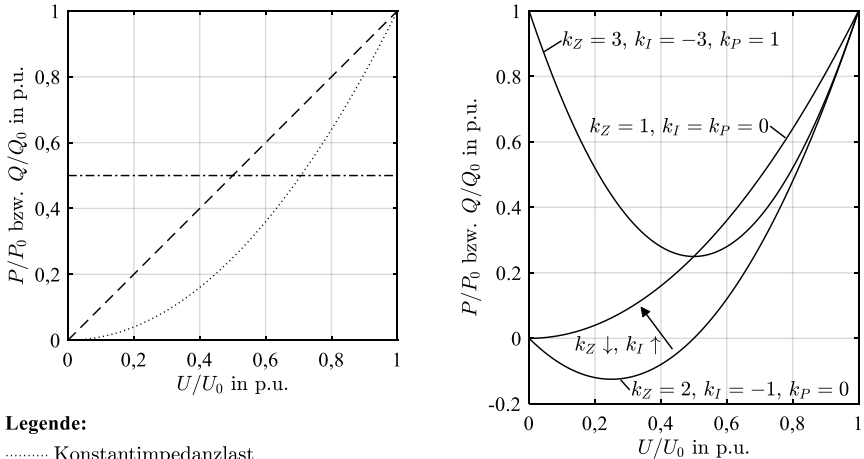
Das ZIP-Lastmodell wird für die Wirkleistung P und Blindleistung Q jeder Anlage bzw. jeder Anlagenaggregation gemäß den Formeln (3.1) bis (3.3) beschrieben [Col13], [IEE93], [IEE95], [Kun94], [Mac08], [Mil10], [Pad04].

$$\frac{P}{P_0} = k_{P,Z} \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + k_{P,I} \frac{U}{U_0} + k_{P,P} \quad (3.1)$$

$$\frac{Q}{Q_0} = k_{Q,Z} \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + k_{Q,I} \frac{U}{U_0} + k_{Q,P} \quad (3.2)$$

$$\text{mit } k_{P,Z} + k_{P,I} + k_{P,P} = 1 \text{ und } k_{Q,Z} + k_{Q,I} + k_{Q,P} = 1 \quad (3.3)$$

Hierbei bezeichnen U_0 , P_0 und Q_0 die Spannungs-, Wirkleistungs- und Blindleistungsinitialwerte und U den Spannungseffektivwert am Netzverknüpfungspunkt. Die Koeffizienten $k_{P,Z}$, $k_{P,I}$ und $k_{P,P}$ bzw. $k_{Q,Z}$, $k_{Q,I}$ und $k_{Q,P}$ sind die Wirk- bzw. Blindleistungsgewichtungsparameter. Die Gewichtungparameter, insbesondere für den Konstantstromanteil [Cut08], können negative Werte annehmen. Um einen unrealistischen Leistungsanstieg im Falle hoher Spannungseinbrüche (ca. $< 50\% \cdot U_n$) zu verhindern, muss für den Konstantleistungsanteil bei manchen Gewichtungskonstellationen gelten: $k_{P,P} = k_{Q,P} = 0$ (siehe Abbildung 3-2). Diese Bedingung ist bei einer stochastischen Parametrierung im Einzelfall zu überprüfen.



Legende:

- Konstantimpedanzlast
- Konstantstromlast
- - - Konstantleistungslast ($P/P_0 = Q/Q_0 = 0,5$)
- ZIP-Last

Abbildung 3-2: Qualitative Charakteristik der einzelnen Lastanteile (links, basierend auf [Col13]) sowie der Lastkomposition des ZIP-Lastmodells (rechts, basierend auf [Cut08])

Stochastischer Parameterraum:

In Abbildung 3-3 sind Parametrierungen des statischen ZIP-Lastmodells unterschiedlicher, aggregierter Lasttypen für die Mittel- und Niederspannungsebene dargestellt, welche vorhandene numerische Mess- und Simulationsdaten zusammenfassen (numerische Werte vgl. Tabelle A-3 in Anhang 2 [Bok14], [Cho06], [Col13], [EPR04], [Haj98]). Hierbei bezeichnen aggregierte Lasttypen die Zusammenfassung einzelner Komponentenlasten (Kühlsysteme, Büroeinrichtungen, Lampen usw., für ZIP-Parametrierungen vgl. z. B. [Cho06], [Haj98], [Lu08], [Ren06]) zu Haushalts-, Gewerbe-, Industrielasten sowie deren Mischform.

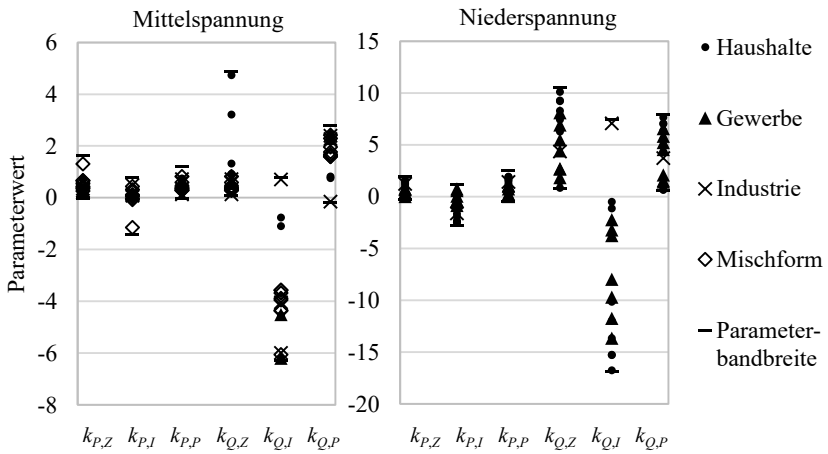


Abbildung 3-3: Parametrierungen des ZIP-Lastmodells für aggregierte Lasttypen für die Mittel- (links) und Niederspannung (rechts) [Bok14], [Cho06], [Col13], [EPR04], [Haj98]

Aufbauend auf den vorliegenden Untersuchungen zur messdaten- oder simulationsbasierten Parametrierung kann der stochastische Parameterraum gemäß Tabelle 3-1 aufgespannt werden. Hierbei wird der für die Spannungsebene jeweilige in der Literatur festgehaltene Maximalwert um bis zu 15% des Maximalwertes auf- bzw. abgerundet, um die Robustheit des Verfahrens gegenüber Variationen der Eingangsparameter (Sensitivitäten) ausreichend zu gewährleisten [Col13].

Spannungsebene	Definitionsbereich der ZIP-Parameter					
	$k_{P,Z}$	$k_{P,I}$	$k_{P,P}$	$k_{Q,Z}$	$k_{Q,I}$	$k_{Q,P}$
MS	[0,1; 1,4]	[-1,2; 0,5]	[0,1; 0,9]	[0,2; 4,9]	[-6,3; 0,8]	[-0,2; 2,5]
NS	[0,0; 1,6]	[-2,6; 0,8]	[0,0; 2,0]	[0,8; 10,2]	[-16,9; 7,2]	[0,6; 7,7]

Tabelle 3-1: Stochastischer Parameterraum des ZIP-Lastmodells (basierend auf [Bok14], [Cho06], [Col13], [EPR04], [Haj98])

3.1.2 Dynamisches Lastmodell

Modell:

Das dynamische Modell dritter Ordnung des Asynchronmotors (ASM) ist für transiente Stabilitätsuntersuchungen im Kurzzeiteffektivwertbereich gemäß den definierten Modellanforderungen (vgl. Tabelle 2-2) hinreichend genau [Mac08], [Mer02]. Es ist anhand des einphasigen Ersatzschaltbildes in Abbildung 3-4 vereinfacht dargestellt. Das Modell vernachlässigt die durch das Rotordrehfeld im Stator induzierten Spannungen, respektive die DC-Komponente der Statorströme [IEE93] (vgl. Tabelle 2-3).

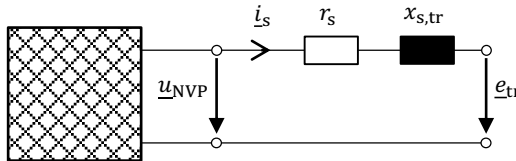


Abbildung 3-4: Einphasiges Ersatzschaltbild des ASM-Modells dritter Ordnung (basierend auf [Ere13], [Kun94])

Das dynamische ASM-Lastmodell im dq-System wird durch drei Differentialgleichungen erster Ordnung nach Formeln (3.4) bis (3.6) in bezogenen Größen beschrieben [Ere13], [Kun94], [Mac08], [Mil10].

$$\dot{\omega}_r = \frac{M_{el} - M_{mech}}{2H} \quad (3.4)$$

$$\dot{e}_{d,tr} = -\frac{1}{T_{0,tr}} (e_{d,tr} + x_h \cdot i_{q,s}) + s \cdot \omega_s \cdot e_{q,tr} \quad (3.5)$$

$$\dot{e}_{q,tr} = -\frac{1}{T_{0,tr}} (e_{q,tr} - x_h \cdot i_{d,s}) - s \cdot \omega_s \cdot e_{d,tr} \quad (3.6)$$

Hierbei bezeichnet ω_r die Rotordrehzahl, M_{el} das elektrische und M_{mech} das mechanische Drehmoment, H die Trägheitszeitkonstante, $e_{d,tr}$ und $e_{q,tr}$ die transienten inneren Spannungen (jeweils Real- und Imaginärteil), $i_{d,s}$ und $i_{q,s}$ die Wirk- und Blindströme im Stator, $T_{0,tr}$ die transiente Leerlaufzeitkonstante, x_h die Gesamtreaktanz, s den Schlupf und ω_s die Winkelgeschwindigkeit des Stators (bzw. der Netzfrequenz). Die algebraischen Gleichungen nach Formeln (3.7) bis (3.12) reduzieren das Modell auf sieben Eingangs-Maschinenparameter (vgl. Tabelle A-4 in Anhang 2). Der quadratische Zusammenhang in Formel (3.8) impliziert hierbei die für Verteilungsnetze gültige Annahme, dass mehrheitlich ASM abgebildet werden sollen, die einen Strömungswiderstand überwinden müssen, wie beispielsweise Gebläse (Ventilatoren u. a.), Lüfter oder Pumpen [Bin12], [Tei13].

$$M_{el} = \frac{P_{el}}{1-s} = \frac{e_{d,tr} \cdot i_{d,s} + e_{q,tr} \cdot i_{q,s}}{1-s} \quad (3.7)$$

$$M_{mech} = P_n \cdot \omega_r^2 (1-s) \quad (3.8)$$

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (3.9)$$

$$x_h = x_s + x_m - x_{s,tr} \quad (3.10)$$

$$x_{s,tr} = x_s + \frac{x_r \cdot x_m}{x_r + x_m} \quad (3.11)$$

$$T_{0,tr} = \frac{x_r + x_m}{\omega_s \cdot r_r} \quad (3.12)$$

Hierbei bezeichnet P_{el} die elektrische und P_n die mechanische Nennleistung, x_s die Stator-, x_m die Haupt-, x_r die Rotor- und $x_{s,tr}$ die transiente Statorreaktanz sowie r_r den Rotorwiderstand. Die transiente innere Spannung \underline{e}_{tr} und der Statorstrom \underline{i}_s (siehe Abbildung 3-4) ergeben sich nach Formel (3.13) und (3.14) mit der Spannung am Netzverknüpfungspunkt \underline{u}_{NVP} sowie dem Statorwiderstand r_s .

$$\underline{e}_{tr} = e_{d,tr} + j e_{q,tr} \quad (3.13)$$

$$\underline{i}_s = \frac{\underline{u}_{NVP} - \underline{e}_{tr}}{r_s + j x_s} \quad (3.14)$$

Stochastischer Parameterraum:

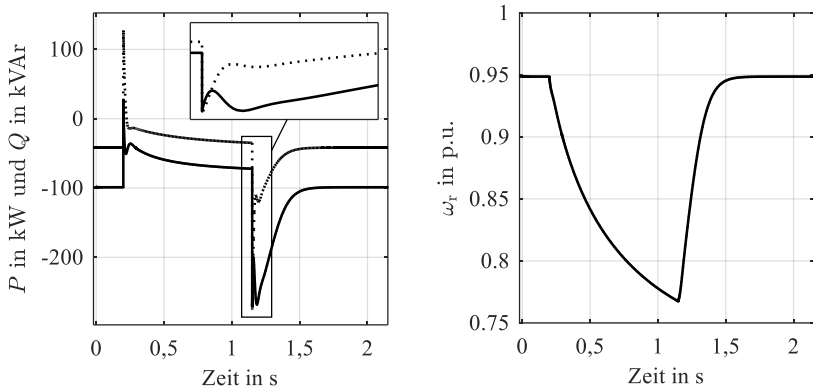
Aufgrund der durch das Modell beschriebenen, physikalischen Zusammenhänge des ASM ist es nicht zielführend, jeden Modellparameter stochastisch unabhängig voneinander zu wählen. Der stochastische Parameterraum ergibt sich folglich aus diskreten Parametersätzen für in Verteilungsnetzen üblichen Leistungsklassen von 1 bis 500 kW Nennwirkleistung (vgl. Tabelle A-4 in Anhang 2) [Kar09], [Kun94], [Mal01], [Mat17a], [Sax16], [Zal12]. Zur Modellierung detaillierter Verteilungsnetze als Referenzsysteme wird für jede der zufällig gewählten, bezogenen Leistungen dynamischer Lasten die jeweils nächsthöhere ASM-Leistungsklasse gewählt. Um die Stabilität jedes Parametersatzes zu gewährleisten, werden die Parametrierungen mithilfe simulativer Single-Machine-Infinite-Bus (SMIB)-Untersuchungen für unterschiedliche Spannungseinbruchstiefen und -dauern (vgl. Tabelle 3-2) auf ein stabiles transientes Verhalten nach nachfolgender Definition geprüft: Ein stabiles Einzelsystemverhalten ist dann gegeben, wenn sich der betrachtete ASM nach Spannungswiederkehr in einen stationären Zustand einschwingt.

Spannungseinbruchtiefe

Arbeitspunkte	30%·U _n		50%·U _n		70%·U _n	
	1	0,5	1	0,5	1	0,5
Fehlerdauer in ms	150	650	150	950	150	1.400
Vorfehlerlast in p.u.	1	0,5	1	0,5	1	0,5

Tabelle 3-2: SMIB-Versuchsplan zur Prüfung der Stabilität der Parametersätze des dynamischen ASM-Lastmodells

Alle verwendeten Parametersätze weisen ein stabiles Verhalten auf und sind folglich für die Modellierung der Referenzsysteme geeignet. Das dynamische Verhalten wird exemplarisch anhand eines Parametersatzes für einen ASM mit einer Nennwirkleistung von 100 kW [Kun94] veranschaulicht (siehe Abbildung 3-5): Während des Spannungseinbruchs folgt die Rotordrehzahl ω_r gemäß den Formeln (3.4) und (3.7) der elektrischen Leistung P_{el} und fällt um 18% auf ca. 0,775 p.u. ab. Nach Spannungswiederkehr erhöht sich die Rotordrehzahl ω_r und es erfolgt eine kurzzeitig erhöhte Wirk- und Blindleistungsaufnahme. Die transienten Leistungsspitzen weisen vergleichbar hohe Amplituden wie bei einem Motorhochlauf von maximal 2,8 p.u. auf [Mil10]. Das dynamische Verhalten des ASM ist für alle simulativen SMIB-Tests plausibel (vgl. z. B. [Bin12], [Mer02]). Alle hier verwendeten Parametersätze zeigen ein ähnliches Zeitbereichsverhalten.



Legende:

- Wirkleistung P bzw. Rotordrehzahl ω_r
- Blindleistung Q

Abbildung 3-5: Dynamisches Verhalten der Wirk- und Blindleistung (links) sowie der Rotordrehzahl (rechts) eines 100 kW ASM-Parametersatzes [Kun94] bei einem Spannungseinbruch auf 50%·U_n für 950 ms bei $p_n = 1$ p.u. (Erzeugerzählpefilsystem)

3.2 Synchrongenerator

Der direkt gekoppelte Synchrongenerator (SG) als Kopplungstechnologie für dezentrale Energiewandlungsanlagen wird für transiente Systemanalysen durch einen Synchronmaschinen-generator (rotierende Masse) sowie ein Erregersystem inklusive Spannungsregler (engl.: automatic voltage regulator, AVR) modelliert [Kun94], [Mac08], [Mil10], [Pad04]. Eine explizite Abbildung des Antriebsstrangs mit einer Turbine inklusive eines Drehzahlreglers (engl.: governor) ist für den betrachteten Kurzzeiteffektivwertbereich nicht notwendig, da die Effekte der mechanischen Regelstrecke erst nach mehreren Sekunden wirken [Kun94]: Eine Regelabweichung stellt sich bei Standardparametrierungen der Regler erst nach den transienten Einschwingprozessen ein (siehe Abbildung 3-7). Das Trägheitsmoment des Antriebsstrangs wird über eine Erhöhung der Trägheitskonstante H implizit abgebildet [Erl17], [Gan15], [Nee12]. Für das erläuterte Modell erfolgt anschließend eine Ableitung des stochastischen Parameterraums anhand von Validierungsuntersuchungen.

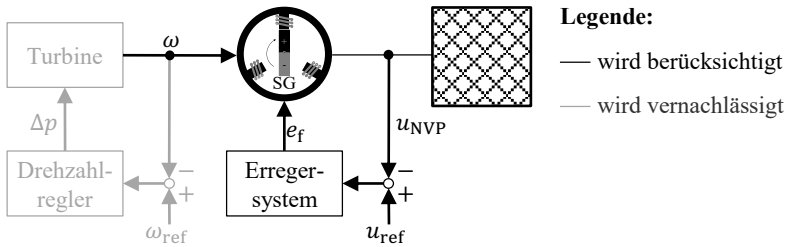


Abbildung 3-6: Generelle Modellstruktur des Synchrongenerators (basierend auf [Mil10])

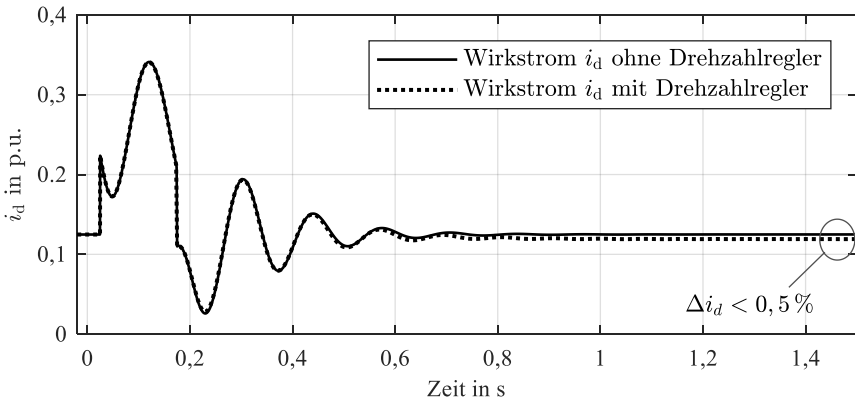


Abbildung 3-7: Exemplarische Darstellung der Vernachlässigung des Drehzahlreglers im Kurzzeiteffektivwertbereich

3.2.1 Synchrongeneratormodell

Synchrongenerator:

Das dynamische SG-Modell sechster Ordnung (Anderson-Fouad-Modell) modelliert transiente und subtransiente Effekte. Es ist für transiente Stabilitätsuntersuchungen im Kurzzeiteffektivwertbereich gemäß den definierten Modellanforderungen (vgl. Tabelle 2-2) hinreichend genau [Cam06], [Deh07], [Ere13], [Sal16]. Es ist anhand des einphasigen Ersatzschaltbildes in Abbildung 3-8 vereinfacht dargestellt. Das Modell vernachlässigt Rückkopplungen transienter Vorgänge im Netz, respektive DC-Komponenten sowie kleine Drehzahländerungen. Weiterhin werden magnetische Sättigungseffekte vernachlässigt ($r_s \approx 0$), respektive Hystereseeffekte [Ere13], [Kun94] (vgl. Tabelle 2-3).

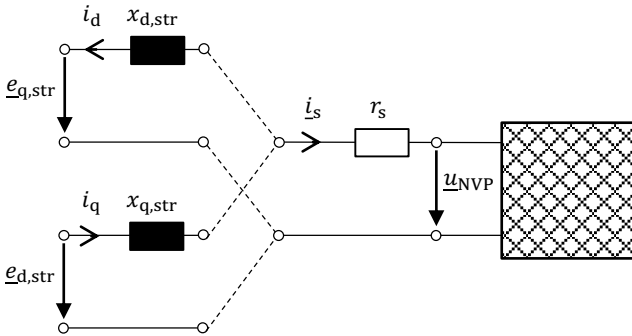


Abbildung 3-8: Einphasiges Ersatzschaltbild des SG-Modells sechster Ordnung (basierend auf [Mac08])

Das dynamische SG-Modell im dq-System wird durch sechs Differentialgleichungen erster Ordnung nach Formeln (3.15) bis (3.20) in bezogenen Größen beschrieben [Ere13], [Kun94], [Mac08], [Mil10], [Pad04].

$$\dot{\delta} = \omega - \omega_{\text{ref}} \quad (3.15)$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{2H} (P_{\text{mech}} - P_{\text{el}} - D(\omega - \omega_{\text{ref}})) \quad (3.16)$$

$$\dot{e}_{q,\text{tr}} = \frac{1}{T_{d,0,\text{tr}}} \left((x_d - x_{d,\text{tr}}) \cdot i_d - e_{q,\text{tr}} + e_f \right) \quad (3.17)$$

$$\dot{e}_{d,\text{tr}} = \frac{1}{T_{q,0,\text{tr}}} \left((x_{q,\text{tr}} - x_q) \cdot i_q - e_{d,\text{tr}} \right) \quad (3.18)$$

$$\dot{e}_{q,\text{str}} = \frac{1}{T_{d,0,\text{str}}} \left((x_{d,\text{tr}} - x_{d,\text{str}}) \cdot i_d + e_{q,\text{tr}} - e_{q,\text{str}} \right) \quad (3.19)$$

$$\dot{e}_{d,\text{str}} = \frac{1}{T_{q,0,\text{str}}} \left((x_{q,\text{str}} - x_{q,\text{tr}}) \cdot i_q + e_{d,\text{tr}} - e_{d,\text{str}} \right) \quad (3.20)$$

Hierbei bezeichnet δ den Polradwinkel, ω bzw. ω_{ref} die Drehzahl bzw. Referenzdrehzahl, H die Trägheitszeitkonstante, P_{mech} die mechanische und P_{el} die elektrische Leistung, D den Dämpfungskoeffizienten, $e_{d,\text{tr}}$ und $e_{q,\text{tr}}$ bzw. $e_{d,\text{str}}$ und $e_{q,\text{str}}$ die transienten bzw. subtransienten inneren Spannungen (jeweils Real- und Imaginärteil), $T_{d,0,\text{tr}}$ und $T_{q,0,\text{tr}}$ bzw. $T_{d,0,\text{str}}$ und $T_{q,0,\text{str}}$ die transienten bzw. subtransienten Leerlaufzeitkonstanten der d- und q-Achse, x_d und x_q bzw. $x_{d,\text{tr}}$ und $x_{q,\text{tr}}$ die Reaktanzen bzw. transienten Reaktanzen der d- und q-Achse, i_d und i_q die Wirk- und Blindströme und e_f die innere Felderregerspannung. Die Felderregerspannung e_f wird durch das Erregersystem vorgegeben. Die algebraischen Gleichungen nach Formeln (3.21) bis (3.23) reduzieren das Modell auf neun Eingangs-Maschinenparameter (vgl. Tabelle A-5 in Anhang 2).

$$i_d = \frac{r_s (e_{d,\text{str}} \cdot \omega - u_{d,\text{NVP}}) + x_{q,\text{str}} \cdot \omega \cdot (e_{q,\text{str}} \cdot \omega - u_{q,\text{NVP}})}{r_s^2 + x_{d,\text{str}} \cdot x_{q,\text{str}} \cdot \omega^2} \quad (3.21)$$

$$i_q = \frac{r_s (e_{q,\text{str}} \cdot \omega - u_{q,\text{NVP}}) + x_{d,\text{str}} \cdot \omega (e_{d,\text{str}} \cdot \omega - u_{d,\text{NVP}})}{r_s^2 + x_{d,\text{str}} \cdot x_{q,\text{str}} \cdot \omega^2} \quad (3.22)$$

$$P_{\text{el}} = e_{d,\text{str}} \cdot i_d + e_{q,\text{str}} \cdot i_q + (x_{d,\text{str}} - x_{q,\text{str}}) \cdot i_d \cdot i_q \quad (3.23)$$

Hierbei bezeichnen $u_{d,\text{NVP}}$ und $u_{q,\text{NVP}}$ die d- und q-Komponente der Spannung am Netzverknüpfungspunkt, $x_{d,\text{str}}$ und $x_{q,\text{str}}$ die subtransienten Reaktanzen der d- und q-Achse und r_s den Statorwiderstand. Die subtransiente innere Spannung $\underline{e}_{\text{str}}$ und der Statorstrom \underline{i}_{s} (siehe Abbildung 3-8) ergeben sich nach Formel (3.24) und (3.25) mit der Spannung am Netzverknüpfungspunkt $\underline{u}_{\text{NVP}}$.

$$\underline{e}_{\text{str}} = \omega \cdot (e_{q,\text{str}} - j e_{d,\text{str}}) \quad (3.24)$$

$$\underline{i}_{\text{s}} = \frac{j\omega(\underline{u}_{\text{NVP}}^* - \underline{e}_{\text{str}})}{2} \cdot \frac{x_{q,\text{str}} - x_{d,\text{str}}}{r_s^2 + x_{d,\text{str}} \cdot x_{q,\text{str}} \cdot \omega^2} \quad (3.25)$$

Auf die Darstellung aller algebraischen Gleichungen zur Abbildung einer unsymmetrischen Rotorausprägung (beispielsweise eines Schenkelpolgenerators), bei der gilt $x_{d,\text{str}} \neq x_{q,\text{str}}$, wird an dieser Stelle verzichtet (vgl. z. B. [Dom72], [Pad04]): Die zusätzlichen Gleichungen sind weder für die stochastische Parametrierung noch für das reduzierte Einzelkomponentenmodell der Äquivalenzmodellierung relevant.

Erregersystem:

Zur Abbildung des Erregersystems mit der Felderregerspannung e_f als Regelgröße wird ein generisches Gleichspannungs-Regelsystem des Typs DC1A bzw. Typ 1 verwendet [IEE05], [IEE92], [Kun94], [Mac08], [Mil10], [Pad04]. Dieses bietet eine hinreichend genaue Regelstruktur bzw. Modellordnungshöhe zur Approximation transienter Vorgänge im Kurzzeiteffektivwertbereich. Das Modell wird zur Abbildung von Erregersystemen empfohlen, deren genaue Struktur bzw. herstellerepezifische Umsetzung unbekannt ist [Asb05], [IEE05]. Es eignet sich daher für eine stochastische Modellierung. Die Regelung ist ausgeführt als Anti-Windup-Struktur (vgl. z. B. [Lun14]) und anhand des Blockschaltbildes in Abbildung 3-9 dargestellt.

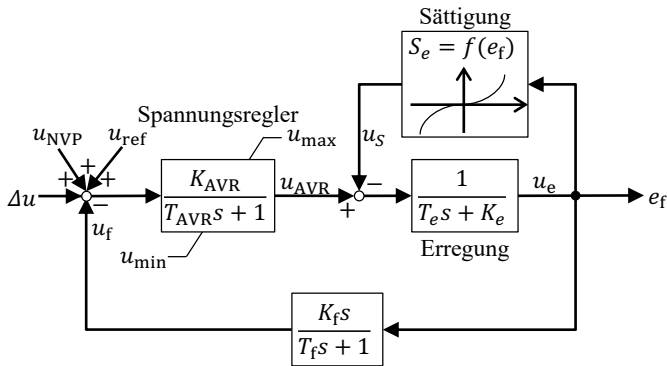


Abbildung 3-9: Blockschaltbild des DC1A- bzw. Typ 1-Erregersystems (basierend auf [IEE05], [IEE92], [Kun94], [Mac08], [Mil10], [Pad04])

Das DC1A- bzw. Typ 1-Erregersystem wird durch drei Differentialgleichungen erster Ordnung nach Formeln (3.26) bis (3.28) in bezogenen Größen beschrieben [Mac08], [Mil10].

$$\dot{e}_f = \frac{1}{T_e} (u_{AVR} - u_S - K_e \cdot e_f) \quad (3.26)$$

$$\dot{u}_f = \frac{1}{T_f} (K_f \cdot e_f - u_f) \quad (3.27)$$

$$\dot{u}_{AVR} = \frac{1}{T_{AVR}} (K_{AVR} \cdot (\Delta u + u_{NVP} + u_{ref} - u_f) - u_{AVR}) \quad (3.28)$$

Hierbei bezeichnet e_f die innere Felderregerspannung, u_{AVR} die Spannungsregelgröße, u_S die Sättigungsgröße, u_f die Feldregelgröße, Δu die Begrenzungsabweichung.

chung, u_{NVP} die Klemmenspannung am Netzverknüpfungspunkt, u_{ref} die Referenzspannung, T_e , T_f und T_{AVR} sowie K_e , K_f und K_{AVR} die Zeitkonstanten sowie Verstärkungsfaktoren der Erregerspannung, der Feldregelung und des Spannungsreglers. Für die Spannungsbegrenzung sowie das Sättigungsverhalten gelten die algebraischen Gleichungen gemäß den Formeln (3.29) bis (3.31).

$$\Delta u = u_{AVR} - \bar{u}_{AVR} \quad (3.29)$$

$$\bar{u}_{AVR} = \begin{cases} \bar{u}_{AVR} = u_{\max} & \text{für } \bar{u}_{AVR} \geq u_{\max} \\ \bar{u}_{AVR} = \bar{u}_{AVR} & \text{für } u_{\max} < \bar{u}_{AVR} < u_{\max} \\ \bar{u}_{AVR} = u_{\min} & \text{für } \bar{u}_{AVR} \leq u_{\min} \end{cases} \quad (3.30)$$

$$u_S = e_f \cdot A_S \cdot e^{B_S e_f} \quad (3.31)$$

Hierbei bezeichnet \bar{u}_{AVR} die begrenzte Spannungsregelgröße, u_{\max} und u_{\min} die Ober- und Untergrenze des Spannungsreglers sowie A_S und B_S die Sättigungskoeffizienten der exponentiellen Sättigungsfunktion S_e .

3.2.2 Stochastischer Parameterraum des Synchrongenerators

Synchrongenerator:

Die beschriebenen, physikalischen Zusammenhänge des SG zeigen, dass es nicht zielführend ist, jeden Modellparameter stochastisch unabhängig voneinander zu wählen. Der stochastische Parameterraum ergibt sich folglich aus diskreten Parametersätzen für in Verteilungsnetzen übliche Leistungsklassen von ca. 10 bis 2.500 kVA Nennscheinleistung (vgl. Tabelle A-5 in Anhang 2) [ACG17], [Ler17], [Mar05]. Die Ausnahme bildet hierbei die Trägheit H des Generator- und Antriebstrangs, die hersteller- bzw. bauspezifisch zwischen 1 bis 3 s gewählt wird [Bol11]. Zur Modellierung detaillierter Verteilungsnetze als Referenzsysteme wird für jeden der dezentralen Einspeiser mit direkt gekoppeltem SG die jeweils nächsthöhere SG-Leistungsklasse gewählt.

Um die Validität jedes Parametersatzes zu gewährleisten, werden die Parametrierungen mithilfe experimenteller und – sofern keine Messdaten vorliegen – simulativer Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)-Untersuchungen durch die zuvor definierten Gütekriterien quantifiziert. Die Parametrierung des Erregersystems erfolgt hierbei individuell über eine nichtlineare Optimierung mithilfe des Pattern-Search-Algorithmus. Eine exemplarische Darstellung der Auswertungsergebnisse erfolgt anhand eines Parametersatzes für einen SG mit einer Nennscheinleistung von 87,5 kVA bei einem $\cos\varphi$ von 0,8 (siehe P und Q in Abbildung 3-10): Die stationären Vor- und Nachfehlerwerte (Gütekriterien 1.i und 1.ii) werden mit erwartungsgemäß vernachlässigbaren Abweichungen von dem Modell abgebildet. Die maximale Abweichung im transienten Fehlerbereich (Gütekriterien 2.i

und 2.ii) stellt sich für die Wirkleistung mit ca. -86% ein. Die fehlenden Maximalwerte der Simulation unmittelbar nach Fehlerbeginn sind durch die Vernachlässigung der DC-Anteile bedingt. Das Verhalten kann durch Abbildung der Sättigungseffekte nicht begünstigt werden, weshalb im Folgenden gilt: $S_e = 0$. Der transiente Einschwingprozess im Fehler- und Nachfehlerfall entspricht qualitativ den gemessenen Werten hinsichtlich Frequenz und Zeitkonstanten sowohl für die Wirk- als auch für die Blindleistung (Gütekriterien 3.i und 3.ii). Die Maximalwerte der Wirkleistungs- und Blindleistung werden unterschätzt, wobei die Wirkleistung tendenziell stärker unterschätzt wird als die Blindleistung. Erwartungsgemäß können und sollen von dem symmetrischen Effektivwertmodell keine hochfrequenten oder unsymmetrischen Phänomene abgebildet werden, wie beispielsweise Schaltvorgänge der Vakuum-Leistungsschalter oder Transformatoreinschaltströme (siehe U - und I -Zeitverläufe in Abbildung 3-10).

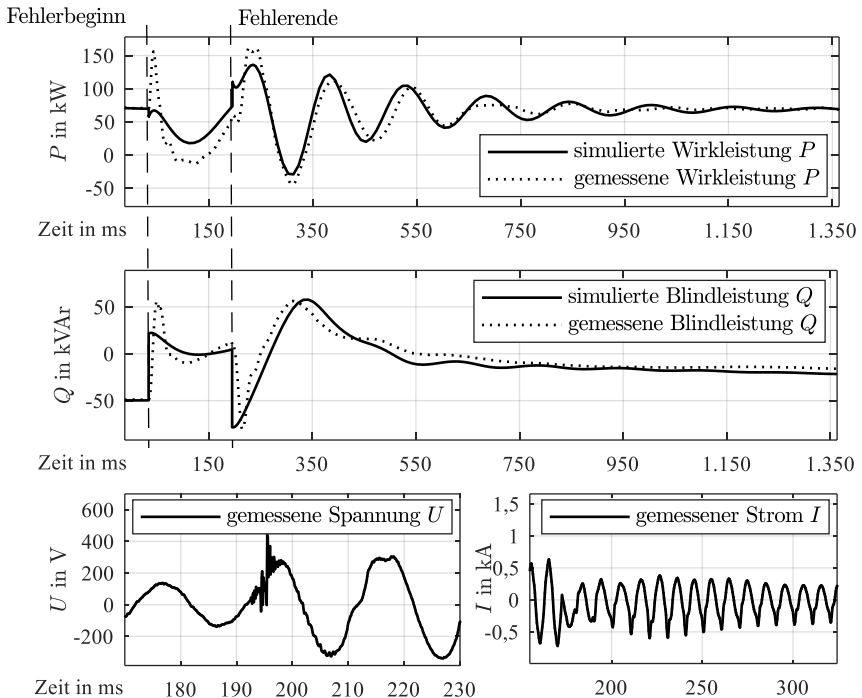


Abbildung 3-10: Exemplarische Auswertung der Effektiv- (oben: P und Q) und Momentanwerte (unten: U und I) eines LVRT-Versuchs auf $30\% \cdot U_n$ für 150 ms für einen SG-Parametersatz mit einer Nennscheinleistung von 87,5 kVA ($p_n = 1$ p.u. und $\cos\phi = 1$)

Das exemplarische Ergebnis kann qualitativ auf alle weiteren Parametersätze (vgl. Tabelle A-5 in Anhang 2) übertragen werden. Für eine Teilmenge aller durchgeführten Laborergebnisse sind die Ergebnisse gemäß dem Versuchsplan in Tabelle 3-3 in Abbildung 3-11 dargestellt¹⁵: Die stationären Initial- und Endwerte werden mit vernachlässigbaren Abweichungen abgebildet. Die transienten Zeitbereichsverläufe werden qualitativ hinsichtlich Zeitkonstanten und Einschwingzeiten abgebildet. Die Amplituden werden unterschätzt, wobei höhere Abweichungen bei der Wirk- als bei der Blindleistung auftreten. Im Zeitbereich unterhalb der subtransienten Zeitkonstanten (ca. $T_{d,q,str} < 10$ ms) treten Abweichungen aufgrund der Vernachlässigung der DC-Komponenten des Kurzschlussstromes auf. Dies muss bei Analysen der Systemdynamik, beispielsweise und insbesondere hinsichtlich der Auslöseschwelle von Schutzmechanismen, berücksichtigt werden. Im Ergebnis zeigen alle aufgeführten Parametersätze ein plausibles Verhalten und sind folglich für die Modellierung der Referenzsysteme geeignet.

Arbeitspunkte und Leistungsklassen	Spannungseinbruchstiefe					
	30–35% · U_n		45–55% · U_n		70–80% · U_n	
Fehlerdauer	150 ms		150 ms		750 ms	
Vorfehlerleistung	1 p.u.	0,5 p.u.	1 p.u.	0,5 p.u.	1 p.u.	0,5 p.u.
87,5 kVA	■	■	■	■	■	■
312,5 kVA	■	■	■	■	■	■
456 kVA	■	□	■	■	□	□

Tabelle 3-3: LVRT-Teilversuchsplan zur Prüfung der Validität der SG-Parametersätze (■ Versuch durchgeführt, □ kein Versuch durchgeführt, z. B. aufgrund thermischer Grenzen)

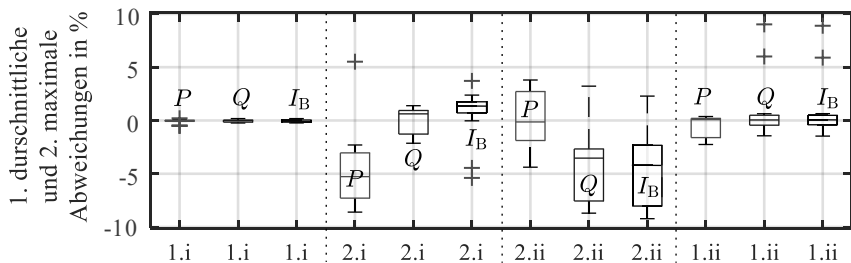


Abbildung 3-11: Auswertung der Gütekriterien für exemplarische LVRT-Tests dreier Synchrongeneratoren der Leistungsklassen 87,5 kVA, 312,5 kVA und 456 kVA anhand der Wirk- bzw. Blindleistung P bzw. Q und des Blindstroms I_B (Boxplot vgl. z. B. [Kro14])

¹⁵ Im Rahmen dieser Arbeit können ausschließlich die Ergebnisse der aufgeführten Leistungsklassen dargestellt werden. Da keine stationären Zustände während des Fehlers erreicht werden, beschränken sich die Auswertungsergebnisse auf die angegebenen Gütekriterien (1.i, 1.ii, 2.i und 2.ii).

Erregersystem:

Unter Einhaltung der technischen Netzanschlussrichtlinien können die Parameter des Erregersystems für jede SG-Leistungsklasse hersteller- und bautypspezifisch gewählt werden. Dies erfordert eine stochastische Parametrierung, welche durch das generische Erregersystem abgebildet werden kann. Der stochastische Parameterraum kann für jede SG-Leistungsklasse individuell mithilfe des in Abbildung 3-12 dargestellten Verfahrens für alle acht Eingangsparameter ermittelt werden (vgl. Tabellen A-9 und A-10 in Anhang 3). Hierbei werden simulative LVRT-Analysen in einem Worst-Case-Szenario bei einer möglichst geringen Trägheitszeitkonstante von $H = 1$ s und einem metallischen Fehler (Spannungseinbruch auf $0\% \cdot U_n$) verwendet: Für jeden Parameter x_i wird, ausgehend von einer stabilen Initialparametrierung $x_{i,0}$, eine untere und obere Schranke $x_{i,\min}$ und $x_{i,\max}$ definiert, die infinitesimal von dem Initialisierungswert abweichen: $x_{i,\min} = x_{i,0} - \varepsilon$ und $x_{i,\max} = x_{i,0} + \varepsilon$ mit $\varepsilon \rightarrow 0 \forall i \in M$ (M : Menge der stochastischen Parameter). Anschließend erfolgt eine „Auslenkung“ eines Parameters durch Verringerung ($x_{i,\min}$) bzw. Erhöhung ($x_{i,\max}$) der Initialgrenzen um 50%. Sofern kein Polschlupf auftritt und die Polradwinkel aller SG mit den gewählten Parametern nach spätestens 10 s gegen einen stationären Endwert konvergieren, wird von einem stabilen System ausgegangen. Sofern die Stabilität für alle Kombinationen gewahrt ist, wird die Auslenkung und anschließende Simulation wiederholt, bis das obige Kriterium für mindestens einen SG verletzt wird. Bei einer Instabilität wird die Auslenkung rückgängig gemacht und die Schrittweite auf $\pm 5\%$ verringert. Kommt es innerhalb der erneuten Variation wiederum zu Instabilitäten, wird die Grenze des gewählten Parameters x_i auf den letztmöglichen Wert festgelegt und der Parameter wird von einer weiteren Auslenkung ausgeschlossen.

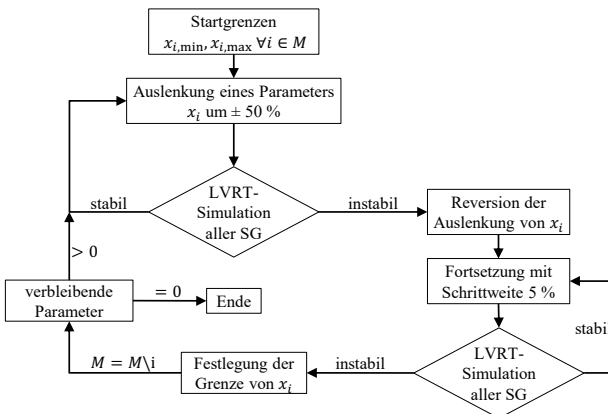


Abbildung 3-12: Flussdiagramm zur Ermittlung des stochastischen Parameterraums

3.3 Wechselrichter

Der Wechselrichter (WR) als Kopplungstechnologie für dezentrale Energiewandlungsanlagen wird für transiente Systemanalysen durch die nachfolgenden Eigenschaften, Komponentenbauteile sowie Regelungssysteme modelliert (vgl. z.B. [Ern12], [Lau15], [Teo11]). Anhand der sieben aufgeführten Kriterien¹⁶ wird das verwendete und weiterentwickelte Modell identifiziert (vgl. Tabelle 3-4).

1. Netzgebundenheit: Inselnetzfähigkeit vs. Netzparallelbetrieb
2. Oberschwingungen: Filtervernachlässigung vs. LCL-Filter (Voraussetzung zur Vernachlässigung der Pulsweitenmodulation, PWM)
3. Leistungsteil: vollständige PWM vs. idealer (vereinfachter) Leistungsteil
4. Leistungsregler: Vernachlässigung oder Vereinfachung eines Leistungsreglers (z.B. für Kleinsignalanalysen) vs. vollständiger Leistungsregler
5. Stromregler: Vernachlässigung oder Vereinfachung eines Stromreglers (z.B. für Kleinsignalanalysen) vs. vollständiger Stromregler
6. Phasenregler: netzführende vs. ideale (vereinfachte) Phasenregelschleife
7. Netzstützung: vereinfachte Schutzabbildung (z.B. Netztrennung bei Verletzung eines Schwellwertes) vs. Fault-Ride-Through (FRT)-Abbildung

Es existiert ein Modell, welches – ausgenommen der FRT-Abbildung inklusive dynamischer Netzstützung – die aufgeführten Kriterien erfüllt [Kro07]. Das generische Modell ist für die stochastische Parametrierung geeignet und erfüllt die Modellanforderungen gemäß Tabelle 2-2. Das Modell wird im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelt.

		Wechselrichtermodelle																						
Kriterium		[Bor97]	[Che10]	[Chi92]	[DIN16]	[Fen07b]	[Gök12]	[Her09]	[Hyu13]	[Kav12]	[Kal87]	[Kim15]	[Kro07]	[Lam16]	[Lin13]	[Per08]	[Pog07]	[Sul1]	[Sun93]	[Teo11]	[Ugal13]	[Wip17]	[Yuo9]	[Zhu13]
Netzparallelbetrieb		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
LCL-Filter		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
idealer Leistungsteil		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Leistungsregler		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Stromregler		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
ideale Phasenregelschleife		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
FRT-Abbildung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

■ wird berücksichtigt | □ wird nicht berücksichtigt

Tabelle 3-4: Kategorisierung ausgewählter Modellierungsansätze für WR-gekoppelte Einspeiser

¹⁶ unterstrichen: notwendige oder bevorzugte Option (vgl. Modellanforderungen gemäß Tabelle 2-2)

3.3.1 Wechselrichtermodell

Das dynamische WR-Modell zehnter Ordnung modelliert einen WR im Netzparallelbetrieb mit LCL-Filter (vgl. z. B. [Dan12]), einem idealen Leistungsteil, einem Leistungs- sowie Stromregler und einer idealen Phasenregelschleife (engl.: phase locked loop, PLL) [Kro07]. Das Modell wird um eine Strombegrenzung, ausgeführt als Anti-Windup (vgl. z. B. [Lun14]), sowie um eine FRT-Fähigkeit mit dynamischer Netzstützung erweitert. Es ist anhand des hybriden Blockschalt- und einphasigen Ersatzschaltbildes in Abbildung 3-13 vereinfacht dargestellt.

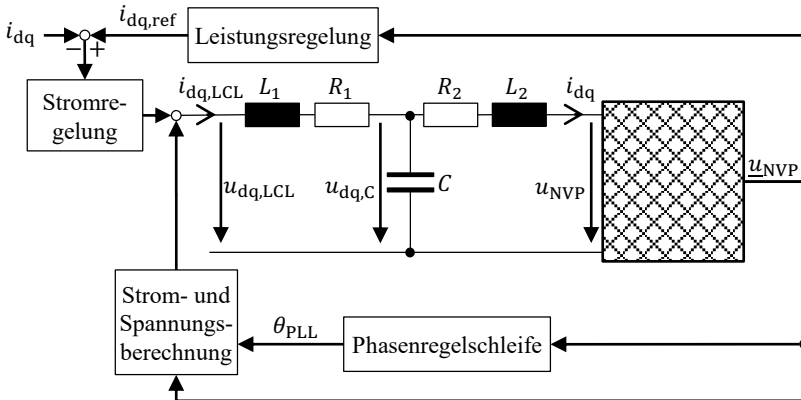


Abbildung 3-13: Hybrides Blockschalt- und einphasiges Ersatzschaltbild des WR-Modells zehnter Ordnung inklusive LCL-Filter (basierend auf [Kro07])

Das WR-Modell im dq-System wird durch zehn Differentialgleichungen erster Ordnung nach Formeln (3.32) bis (3.41) in bezogenen Größen beschrieben [Kro07]. Die vereinfachte PLL wird als simpler Proportional-Integral (PI)-Regler [Lun16] durch die Formeln (3.32) und (3.33) dargestellt (siehe Abbildung 3-14), wobei θ_{PLL} die Phasenlage, $K_{P,PLL}$ bzw. $K_{I,PLL}$ den Proportional- bzw. Integralverstärkungsfaktor, $u_{q,NVP}$ die q-Komponente der Spannung am Netzverknüpfungspunkt und ϕ_{PLL} die Hilfsvariable zur Darstellung in Differentialform bezeichnen.

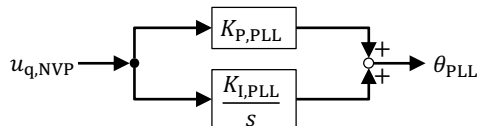


Abbildung 3-14: Blockschaltbild der Phasenregelschleife

$$\dot{\theta}_{PLL} = K_{P,PLL} \cdot u_{q,NVP} + \phi_{PLL} \quad (3.32)$$

$$\dot{\phi}_{PLL} = K_{I,PLL} \cdot u_{q,NVP} \quad (3.33)$$

Die Stromregelung ist ebenfalls als PI-Regler ausgeführt und wird durch die Formeln (3.34) und (3.35) (algebraische Gleichungen siehe unten) anhand der jeweiligen d- und q-Komponente der folgenden Ströme beschrieben: Hierbei bezeichnen $i_{d, \text{err}}$ und $i_{q, \text{err}}$ die Regelabweichung zwischen dem Referenzstrom $i_{d, \text{ref}}$ und $i_{q, \text{ref}}$ sowie dem in das Netz injizierten Strom i_d und i_q .

$$\dot{i}_{d, \text{err}} = i_{d, \text{ref}} - i_d \quad (3.34)$$

$$\dot{i}_{q, \text{err}} = i_{q, \text{ref}} - i_q \quad (3.35)$$

Der LCL-Filter wird durch die Formeln (3.36) bis (3.41) anhand der jeweiligen d- und q-Komponenten der Ströme und Spannungen beschrieben: Hierbei bezeichnen $i_{d, \text{LCL}}$ und $i_{q, \text{LCL}}$ den in den LCL-Filter injizierten Strom, $u_{d, \text{LCL}}$ und $u_{q, \text{LCL}}$ die Spannung am Eingang des LCL-Filters, $u_{d, \text{C}}$ und $u_{q, \text{C}}$ die Spannung am Kondensator C , $u_{d, \text{NVP}}$ und $u_{q, \text{NVP}}$ die Spannung am Netzverknüpfungspunkt. R_1 und R_2 sowie L_1 und L_2 bezeichnen die ohmschen sowie induktiven Filteranteile (1: WR-seitig und 2: netzseitig).

$$\dot{i}_{d, \text{LCL}} = -\frac{R_1}{L_1} i_{d, \text{LCL}} - \frac{1}{L_1} u_{d, \text{C}} + \frac{1}{L_1} u_{d, \text{LCL}} + i_{q, \text{LCL}} \quad (3.36)$$

$$\dot{i}_{q, \text{LCL}} = -\frac{R_1}{L_1} i_{q, \text{LCL}} - \frac{1}{L_1} u_{q, \text{C}} + \frac{1}{L_1} u_{q, \text{LCL}} - i_{d, \text{LCL}} \quad (3.37)$$

$$\dot{u}_{d, \text{C}} = -\frac{1}{C} (i_{d, \text{LCL}} - i_d) + u_{q, \text{C}} \quad (3.38)$$

$$\dot{u}_{q, \text{C}} = -\frac{1}{C} (i_{q, \text{LCL}} - i_q) + u_{d, \text{C}} \quad (3.39)$$

$$\dot{i}_d = \frac{1}{L_2} u_{d, \text{C}} - \frac{R_2}{L_2} i_d - \frac{1}{L_2} u_{d, \text{NVP}} + i_q \quad (3.40)$$

$$\dot{i}_q = \frac{1}{L_2} u_{q, \text{C}} - \frac{R_2}{L_2} i_q - \frac{1}{L_2} u_{q, \text{NVP}} - i_d \quad (3.41)$$

Die Stromregelung wird durch algebraische Gleichungen vervollständigt, welche die WR-seitige Spannung am LCL-Filtereingang nach Formeln (3.42) und (3.43), die Begrenzung der Kondensatorspannung nach Formeln (3.44) und (3.45) sowie die Blindleistungspriorisierung der Strombegrenzung nach Formel (3.46) berechnen. Hierbei bezeichnen K_P bzw. K_I den Proportional- bzw. Integralverstärkungsfaktor, u_{max} den Maximalwert der Zwischenkreisspannung $u_{d, \text{DC}}$ bzw. $u_{q, \text{DC}}$, $i_{d, \text{max}}$ den Maximalwert des zu injizierenden Wirkstromes, $i_{q, \text{ref}}$ den Referenzwert des zu injizierenden Blindstromes und i_{max} den Maximalwert des Strombetrages. Die maximale Wirkstrominjektion kann hierbei in Abhängigkeit der Blindstromstatik sowie des Maximalstromwertes frei gewählt werden.

$$u_{d,LCL} = u_{d,NVP} + R_2 \cdot i_{d,LCL} - L_1 \cdot i_{q,LCL} - L_2 \cdot i_q + K_P \cdot i_{d,err} + K_I \cdot \dot{i}_{d,err} \quad (3.42)$$

$$u_{q,LCL} = u_{q,NVP} + R_2 \cdot i_{q,LCL} + L_1 \cdot \dot{i}_{d,LCL} + L_2 \cdot \dot{i}_d + K_P \cdot i_{q,err} + K_I \cdot \dot{i}_{q,err} \quad (3.43)$$

$$u_{d,LCL} = \begin{cases} u_{\max} \cdot \cos \theta & \text{für } u_{LCL} > u_{\max} \\ u_{d,LCL} & \text{für } u_{LCL} \leq u_{\max} \end{cases} \text{ mit } u_{\max} = u_{d,DC} \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot \sqrt{3}}{\pi} \quad (3.44)$$

$$u_{q,LCL} = \begin{cases} u_{\max} \cdot \sin \theta & \text{für } u_{LCL} > u_{\max} \\ u_{q,LCL} & \text{für } u_{LCL} \leq u_{\max} \end{cases} \text{ mit } u_{\max} = u_{q,DC} \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot \sqrt{3}}{\pi} \quad (3.45)$$

$$i_{d,\max} = \min \left\{ i_{d,\max}, \sqrt{i_{\max}^2 - i_{q,\text{ref}}^2} \right\} \quad (3.46)$$

Die Leistungsregelung modelliert die Blindstromstatik gemäß den Anforderungen zur dynamischen Netzstützung nach Formeln (3.47) und (3.48)¹⁷. Hierbei bezeichnet Δu die Spannungsdifferenz zwischen der determinierten Referenzspannung u_{ref} und der aktuellen Spannung am Netzverknüpfungspunkt u_{NVP} , $i_{q,0}$ den Initialwert des Blindstromes und k die Blindstromstatik gemäß Formel (2.1).

$$\Delta u = u_{\text{ref}} - u_{NVP} \quad (3.47)$$

$$i_{q,\text{ref}} = i_{q,0} - k \cdot \Delta u \quad (3.48)$$

Die Initialwerte¹⁸ des Blind- bzw. Wirkstromes $i_{d,0}$ bzw. $i_{q,0}$ ergeben sich gemäß den Formeln (3.49) und (3.50). Hierbei bezeichnen p_0 bzw. q_0 die initialen Vorgaben der Wirk- und Blindleistungseinspeisung gemäß der statischen Spannungshaltung und $u_{d,0,NVP}$ den initialen Spannungswert der d-Achse am Netzverknüpfungspunkt.

$$i_{d,0} = \frac{p_0}{u_{d,0,NVP}} \quad (3.49)$$

$$i_{q,0} = -\frac{q_0}{u_{d,0,NVP}} \quad (3.50)$$

Der am Netzverknüpfungspunkt zu injizierende Strom \underline{i}_{dq} ergibt sich über die Phasenverschiebung um θ_{PLL} nach Formel (3.51).

$$\underline{i}_{dq} = (i_d + j i_q) \cdot e^{j\theta_{PLL}} \quad (3.51)$$

¹⁷ Die Darstellung der Blindstromstatik zur dynamischen Netzstützung nach Formeln (3.47) und (3.48) ist ausschließlich im Falle einer Statikvorgabe ohne Totband gemäß den überarbeiteten Richtlinien gültig [VDE17a], [VDE17b]. Diese werden im Rahmen dieser Arbeit verwendet.

¹⁸ Die Initialwerte werden z. B. mithilfe einer vorausgehenden Leistungsflussberechnung ermittelt.

3.3.2 Stochastischer Parameterraum des Wechselrichters

Unter Einhaltung der technischen Netzanschlussrichtlinien können die Parameter des WR-Modells hersteller- bzw. regelungsspezifisch gewählt werden. Dies erfordert eine stochastische Parametrierung, welche durch das generische WR-Modell abgebildet werden kann. Zur Ableitung der stochastischen Parameterräume werden Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)-Untersuchungen an vier WR-Leistungsklassen mit dreiphasiger Einspeisung von drei unterschiedlichen Herstellern gemäß dem Versuchsplan in Tabelle 3-5 durchgeführt und die Modellabweichungen anhand der zuvor definierten Gütekriterien quantifiziert. Die Parametrierung des Wechselrichters erfolgt hierbei individuell über eine nichtlineare Optimierung mithilfe des Pattern-Search-Algorithmus.

Eine exemplarische Darstellung der Auswertungsergebnisse erfolgt anhand eines LVRT-Versuchs mit einem WR mit einer Nennscheinleistung von 12 kVA (siehe Abbildung 3-15): Die durchschnittlichen stationären Abweichungen (Gütekriterien 1.i, 1.ii und 1.iii) werden mit erwartungsgemäß vernachlässigbaren Abweichungen von dem Modell abgebildet. Die maximale Abweichung im transienten Fehlerbereich (Gütekriterien 2.i und 2.ii) stellt sich über alle Versuche dieses WR für die Wirkleistung mit maximal 24,3% und für die Blindleistung mit maximal 59,7% ein. Diese hohen Abweichungen stellen sich im vorliegenden Fall aufgrund einer kurzzeitigen kapazitiven Blindleistungsaufnahme des WR (siehe Abbildung 3-15: A) und der idealen Blindleistungssteuerung des Modells (siehe Abbildung 3-15: B) ein. Der transiente Einschwingprozess im Fehler- und Nachfehlerfall entspricht qualitativ den gemessenen Werten hinsichtlich Zeitkonstanten sowohl für die Wirk- als auch für die Blindleistung (Gütekriterien 3.i und 3.ii).

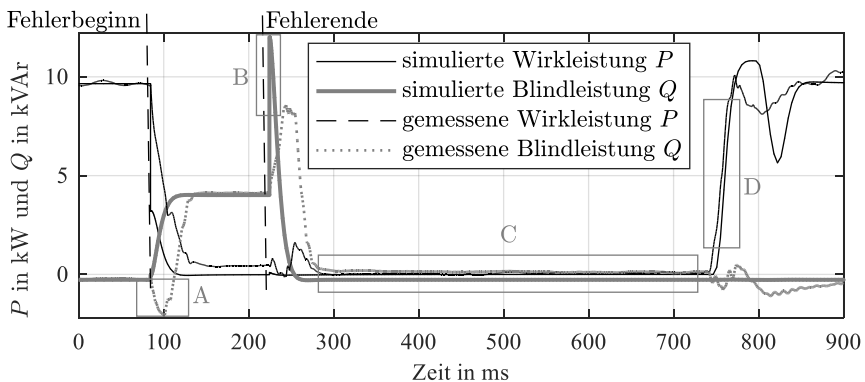


Abbildung 3-15: Exemplarische Auswertung der Wirk- und Blindleistungseffektivwerte eines LVRT-Versuchs auf $50\% \cdot U_n$ für 150 ms für einen Wechselrichter mit einer Nennscheinleistung von 12 kVA ($p_n = 1$ p.u., $\cos\varphi = 1$, $k = 2$)

Erwartungsgemäß können von dem symmetrischen Effektivwertmodell keine hochfrequenten oder unsymmetrischen Phänomene abgebildet werden. Im Gegensatz zum Synchrongeneratormodell ist jedoch eine weitaus größere Bandbreite an nichtlinearen Verhaltensweisen festzustellen, welche im Folgenden zusammengefasst und teilweise exemplarisch veranschaulicht werden. Hierbei kann nach Verhaltensweisen differenziert werden, die durch das Modell abgebildet bzw. nicht abgebildet¹⁹ werden:

1. abgebildete Verhaltensweisen

- Totzeit nach Fehlerklärung (siehe Abbildung 3-15: C)
- Wiederanfahrkonstante nach Totzeit (siehe Abbildung 3-15: D)

2. nicht abgebildete Verhaltensweisen

- unsymmetrisches und phasenselektives Verhalten der Blindstrominjektion im Fehlerfall und der Wirkstrominjektion im Nachfehlerfall
- Blindleistungsbezug nach Fehlerbeginn (siehe Abbildung 3-15: A)
- überschwingungsbehaftete Strominjektion (siehe Abbildung 3-16: A)
- Blindleistungseinspeisung im Fehlerfall nicht richtlinienkonform (z. B. aufgrund fehlender Blindleistungspriorisierung, siehe Abbildung 3-16: B)
- sonstige nichtlineare Verhaltensweisen (z. B. Fehlerzustandsdetektion, siehe Abbildung 3-16: C)

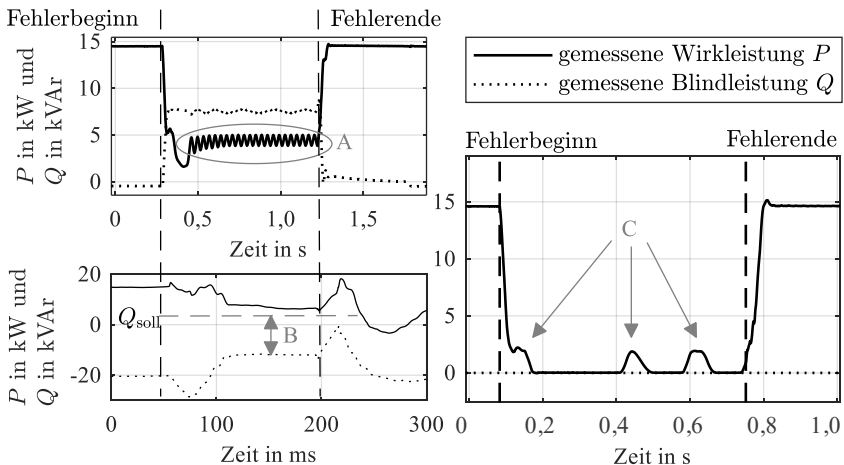


Abbildung 3-16: Exemplarische Effektivwerte dreier LVRT-Versuche (unterschiedlicher Spannungseinbruchstiefen und -dauern) mit Wechselrichtern unterschiedlicher Hersteller

¹⁹ Diese Verhaltensweisen (siehe 2. oben) werden nicht durch das Modell abgebildet, da sie nicht den technischen Netzanschlussrichtlinien entsprechen.

Das exemplarische Ergebnis kann qualitativ auf alle weiteren LVRT-Untersuchungen gemäß dem Versuchsplan in Tabelle 3-5 übertragen werden. Die Ergebnisse sind zusammenfassend in Abbildung 3-17 dargestellt²⁰: Die durchschnittlichen stationären Abweichungen im Vorfehler-, Fehler- und Nachfehlerfall werden mit vernachlässigbaren Abweichungen abgebildet. Die transienten Zeitbereichsverläufe werden qualitativ hinsichtlich der Einschwingzeiten abgebildet. Die Amplituden werden überschätzt, wobei höhere Abweichungen bei der Blindleistung bei der Wirkleistung auftreten, welche auf die ideale PLL-Effektivwertmodellierung zurückzuführen sind. Dies muss bei Analysen der Systemdynamik, beispielsweise und insbesondere hinsichtlich der Auslöseschwelle von Schutzmechanismen, berücksichtigt werden. Im Gegensatz zum Synchrongenerator entsteht durch die Amplitudenüberschätzung eine konservative Abschätzung der Auslösezeiten.

Arbeitspunkte und Leistungsklassen	Spannungseinbruchstiefe					
	30–35% · U_n		45–50% · U_n		65–75% · U_n	
Fehlerdauer	150 ms und 675 ms		150 und 950		150 ms und 1.400 ms	
Vorfehlerleistung	1 p.u.	0,5 p.u.	0,9–1 p.u.	0,5 p.u.	0,85–1 p.u.	0,5 p.u.
12 kVA (Hersteller A)	3	4	4	4	4	8
15 kVA (Hersteller B)	3	4	5	4	8	9
36 kVA (Hersteller A)	5	4	5	4	4	5
36 kVA (Hersteller C)	6	4	8	4	11	8

Tabelle 3-5: Art und Anzahl durchgeführter LVRT-Versuche unterschiedlicher WR-Typen

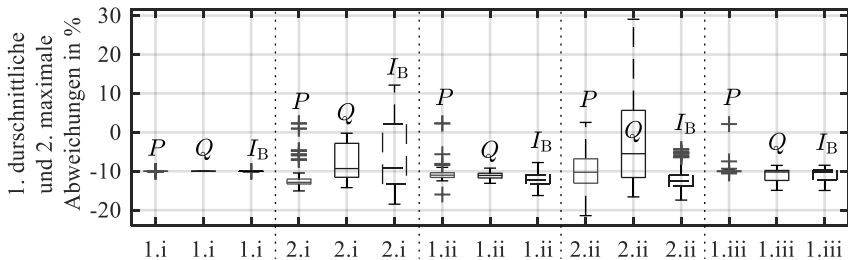


Abbildung 3-17: Auswertung der Gütekriterien der LVRT-Tests für den Versuchsplan der Wechselrichteruntersuchungen gemäß Tabelle 3-5 anhand der Wirk- bzw. Blindleistung P bzw. Q und des Blindstroms I_B (Boxplot vgl. z.B. [Kro14])

²⁰ Ferner wird das Kurzschlussstromverhalten des Modells anhand von Blinding-Untersuchungen gegenüber weiteren Labormessungen validiert [Erl15b]. Die Ergebnisse gehen in die Eingangsparametrierung des Modells ein, werden jedoch aufgrund des Fokus der Untersuchungen auf dem stationären Fehlerstromverhalten nicht näher im Rahmen dieser Arbeit diskutiert.

Als stochastische Parameter ergeben sich neben den identifizierten Parametern in Abhängigkeit der festgelegten Netzanschlussrichtlinien (derzeitige versus überarbeitete) die Maximalwerte der Resynchronisationsdauer, der Anschlag- und der Einschwingzeit sowie der Abschaltzeit des Netz- und Anlagen (NA)-Schutzes (vgl. Tabelle 2-1). Es ist zu erwarten, dass bei Analyse weiterer Leistungsklassen und Herstellertypen die Anzahl und Art an beobachtbaren, regelungsabhängigen bzw. herstellerepezifischen Verhaltensweisen zunehmen. Folglich müssen neben den identifizierten stochastischen Parametern ebenfalls die Stromregelparameter des Modells stochastisch abgebildet werden. Unter Anwendung des Verfahrens nach Abbildung 3-12 ergeben sich hieraus die stochastischen Parameterräume des Stromreglers, wobei die Menge M die LCL-Parametrierungen für alle Leistungsklassen beinhaltet. Alle hierüber hinausgehenden, konstanten bzw. deterministisch festgelegten Parameterwerte des WR-Modells können der Tabelle A-6 in Anhang 2 entnommen werden. Hierbei ist insbesondere die Auslegung des LCL-Filters in Abhängigkeit der WR-Nennscheinleistung bei der Modellierung zu beachten. Die angegebenen stochastischen Parameterräume sowie deterministischen Parameterwerte sind für Leistungsklassen von ca. 1 kW bis 15 MVA gültig.

Parameter	Kurzbeschreibung	Variable	Einheit	Definitionsbereich
Resynchronisationsdauer	Wiederanfahrdauer nach kurzzeitiger Trennung	T_{res}	s	[0,0; 2,0]
Anschlagzeit	Blindstromregelung	T_{an}	ms	[0,0; 30]
Einschwingzeit	Blindstromregelung	T_{ein}	ms	[0,0; 60]
Anschlagzeit nach Fehlerende	Anschlagzeit nach Fehlerende	$T_{an,F}$	s	[0,0; 1]
NA-Abschaltzeit	Abschaltzeit des NA-Schutzes	T_{NA}	ms	[0,0; 100]
Strombegrenzung	hardwarenahe Strombegrenzung	i_{max}	p.u.	[1,0; 1,3]
Fehlerwirkleistung	Wirkleistungseinspeisung im Fehlerfall	$i_{d,max}$	p.u.	[0,0; i_{max}]
Proportionalstromregler	Proportionalitätskonstante des Stromreglers	K_P	-	[0,1; 100]
Integralstromregler	Integrationskonstante des Stromreglers	K_I	-	[1; 2.500]
Proportionalstromregler	Proportionalitätskonstante der Phasenregelschleife	$K_{P,PLL}$	-	[0,01; 150]
Integralstromregler	Integrationskonstante der Phasenregelschleife	$K_{I,PLL}$	-	[0,1; 5.000]

Tabelle 3-6: Stochastischer Parameterraum des generischen Wechselrichtermodells

3.4 Doppelt gespeister Asynchrongenerator

Der doppelt gespeiste Asynchrongenerator (engl.: doubly fed induction generator, DFIG) als Kopplungstechnologie für dezentrale Energiewandlungsanlagen wird für transiente Systemanalysen durch die nachfolgenden Eigenschaften, Komponenten und Regelungssysteme modelliert (vgl. z. B. [Fel10], [Per08]). Anhand der acht nachfolgenden Kriterien²¹ wird das im Rahmen dieser Arbeit verwendete Modell identifiziert (vgl. Tabelle 3-7).

1. Netzgebundenheit: Inselnetzfähigkeit vs. Netzparallelbetrieb
2. Leistungsteil: vollständige Pulsweitenmodulation vs. idealer Leistungsteil
3. Umrichterkreis: Vernachlässigung oder Vereinfachung vs. vollständige rotor- und netzseitige Umrichterregelung
4. Drehzahlregelung: Vernachlässigung oder Vereinfachung vs. vollständige Drehzahlregelung
5. Anstellwinkelregelung: Vernachlässigung oder Vereinfachung vs. vollständige Anstellwinkelregelung (engl.: pitch control)
6. Überstromschutz: Vernachlässigung vs. vollständiger Überstromschutz (engl.: crowbar)
7. Überspannungsschutz: Vernachlässigung oder Vereinfachung vs. vollständiger Gleichstromsteller (engl.: DC chopper)
8. Netzstützung: vereinfachte Schutzabbildung (z. B. Netztrennung bei Verletzung eines Schwellwertes) vs. Fault-Ride-Through (FRT)-Abbildung

Kriterium	DFIG-Modelle														
	[daC11]	[Erl06]	[Erl07]	[Fan13]	[Fen07b]	[Gon13]	[Lia13]	[Nun04]	[Pan10]	[Per08]	[Qia08]	[Sgu12]	[Tan13]	[Uga10]	[Uga13]
Netzparallelbetrieb	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
idealer Leistungsteil	□	■	■	■	■	■	■	■	□	■	■	■	■	■	■
Umrichterkreis	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Drehzahlregelung	■	■	■	□	■	■	□	■	■	■	□	■	□	■	■
Blattregelung	■	■	■	□	■	□	□	■	■	■	■	□	□	□	□
Überstromschutz	■	□	■	□	□	□	■	■	■	■	■	□	□	■	■
Überspannungsschutz	□	□	□	□	□	□	■	□	■	■	□	□	□	□	□
FRT-Abbildung	■	□	□	□	□	□	■	□	■	■	■	□	■	□	□

■ wird berücksichtigt | □ wird nicht berücksichtigt

Tabelle 3-7: Kategorisierung ausgewählter Modellierungsansätze für Einspeiser mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator

²¹ unterstrichen: notwendige oder bevorzugte Option (vgl. Modellanforderungen gemäß Tabelle 2-2)

Es existiert ein Modell, welches alle aufgeführten Kriterien erfüllt [Per08]²². Das generische Modell ist für eine stochastische Parametrierung geeignet und es erfüllt die Modellanforderungen gemäß Tabelle 2-2. Für dieses im Folgenden erläuterte Modell erfolgt eine anschließende Ableitung des stochastischen Parameterraums anhand von Validierungsuntersuchungen.

3.4.1 DFIG-Modell

Das DFIG-Modell 26. Ordnung im dq-System wird gemäß den zuvor definierten Modellkriterien durch einen Asynchronmaschinen-generator (rotierende Masse) inklusive Getriebewelle, eine Anstellwinkel- und Drehzahlregelung, einen Umrichterkreis inklusive rotor- und netzseitiger Regelung (Rotor- und Netzregelung) sowie einen Überstrom- und Überspannungsschutz modelliert (siehe Abbildung 3-18) [Per08]. Der Umrichterkreis wird mit ca. 25 bis 30 % der Nennscheinleistung der DFIG-Anlage ausgelegt [Qia09]. Zur Abbildung des Maschinenteils wird das Asynchrongenerator (ASG)-Modell dritter Ordnung verwendet, welches durch die Formeln (3.4) bis (3.14) beschrieben ist. Da das DFIG-Fehlverhalten maßgeblich durch die Schutzmechanismen beeinflusst wird, ist ein Maschinenmodell höherer Ordnung nicht zielführend. Im Folgenden werden ausschließlich jene Gleichungen dargestellt [Erl07], [Per08], die für die Ableitung eines Modells mit reduzierter Ordnungsgröße relevant sind. Die stellgrößenbegrenzten Regelungen sind als Anti-Windup (vgl. z. B. [Lun14]) ausgeführt.

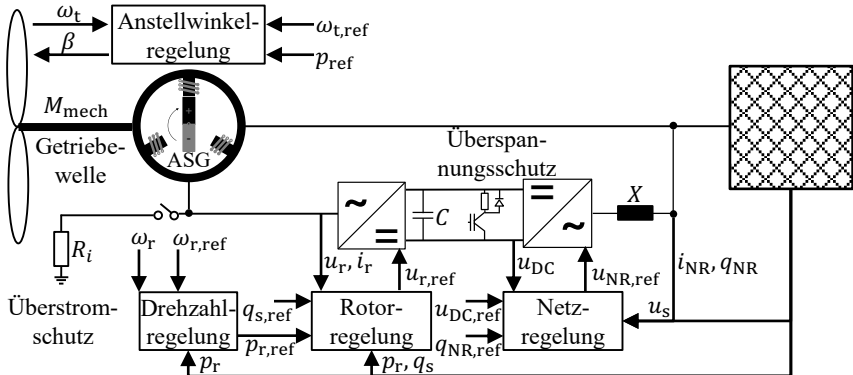


Abbildung 3-18: Generelle Modellstruktur und Regelgrößen des doppelt gespeisten Asynchrongenerators (basierend auf [Erl07], [Per08])

²² Es werden punktuelle Anpassungen des identifizierten Modells [Per08] gemäß [Erl06], [Erl07] vorgenommen, u. a. um die Konsistenz aller Einzelkomponentenmodelle zu gewährleisten: z. B. zur Darstellung in bezogenen dq-Größen oder der Maschinengleichungen im Erzeugerzählpeilsystem.

Getriebewelle:

Zusätzlich zu den Maschinengleichungen beschreiben die Formeln (3.52) und (3.53) die Übertragung des Drehmoments der mechanischen Welle über ein Feder-Masse-Dämpfer-System mit dem Drehwinkel δ . Die Berechnung des mechanischen Drehmoments M_{mech} nach Formel (3.8) wird somit durch die Formel (3.53) ersetzt. Hierbei bezeichnen ω_t bzw. ω_r die Turbinen- bzw. Rotorwinkelgeschwindigkeit und k_δ , d_f bzw. k_f die Dreh-, Federdämpfungs- bzw. -zeitkonstante.

$$\dot{\delta} = k_\delta \cdot (\omega_t - \omega_r) \tag{3.52}$$

$$M_{\text{mech}} = d_f \cdot (\omega_r - \omega_t) + k_f \cdot \delta \tag{3.53}$$

Anstellwinkelregelung (AR):

Die Anstellwinkelregelung (engl.: pitch control) zur Regelung des stellgrößenbegrenzten Anstellwinkels β und der Wirkleistungsabgabe p ist in Abbildung 3-19 dargestellt und lässt sich durch die Formeln (3.54) bis (3.56) beschreiben. Hierbei bezeichnet β_0 den stellgrößenbegrenzten Zwischenwert des Anstellwinkels, T_{mot} die Motorzeitkonstante, ϕ_{AR} eine Hilfsvariable zur Darstellung in Differentialform, $\omega_{t,\text{ref}}$ den Referenzwert der Turbinendrehzahl und $K_{\text{I,AR}}$ bzw. $K_{\text{P,AR}}$ den Proportional- bzw. Integralverstärkungsfaktor. Die Berechnung der mechanischen Leistung p_T gemäß Formel (3.57), die dem Wind entnommen werden kann, ergibt sich über die Luftdichte ρ , die Rotorfläche A_r , die Windgeschwindigkeit v und den durch eine Nachschlagtabelle (engl.: lookup table) [Erl07] bestimmbaren Leistungsbeiwert C in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl λ und des Anstellwinkels β .

$$\dot{\beta} = \frac{\beta_0 - \beta}{T_{\text{mot}}} \tag{3.54}$$

$$\dot{\phi}_{\text{AR}} = K_{\text{I,AR}} \cdot (\omega_{t,\text{ref}} - \omega_t) \tag{3.55}$$

$$\beta_0 = K_{\text{P,AR}} \cdot (\omega_{t,\text{ref}} - \omega_t) + \phi_{\text{AR}} \tag{3.56}$$

$$p_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_r \cdot v^3 \cdot C(\lambda, \beta) \tag{3.57}$$

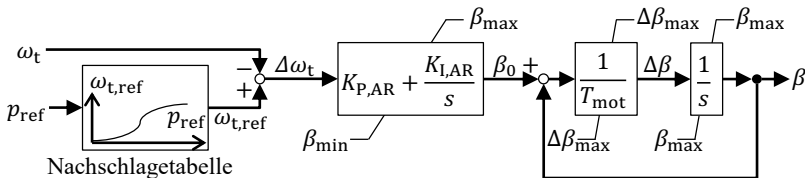


Abbildung 3-19: Blockschaltbild der Anstellwinkelregelung (basierend auf [Erl07], [Per08])

Drehzahlregelung (DR):

Die Drehzahlregelung (engl.: speed control) zur Regelung der stellgrößenbegrenzten, rotorseitigen Referenzwirkleistung $p_{r,ref}$ ist in Abbildung 3-20 dargestellt und lässt sich durch die Formeln (3.58) bis (3.60) beschreiben. Hierbei bezeichnet $p_{r,0}$ den stellgrößenbegrenzten Zwischenwert der Rotorwirkleistung, T_{DR} die Zeitkonstante des Drehzahlreglers, ϕ_{DR} eine Hilfsvariable zur Darstellung in Differentialform, $\omega_{r,ref}$ den Referenzwert der Rotorwinkelgeschwindigkeit und $K_{I,DR}$ bzw. $K_{P,DR}$ den Proportional- bzw. Integralverstärkungsfaktor. In Abhängigkeit des Fehlerzustandes wird die Drehzahlregelung, respektive die Wirkleistungsabgabe, durch die Schutzmechanismen beeinflusst (vgl. unten).

$$\dot{p}_{r,ref} = \frac{1}{T_{DR}} (p_{r,0} \cdot \omega_r - p_{r,ref}) \quad (3.58)$$

$$\dot{\phi}_{DR} = K_{I,DR} \cdot (\omega_{r,ref} - \omega_r) \quad (3.59)$$

$$p_{r,0} = K_{P,DR} \cdot (\omega_{r,ref} - \omega_r) + \phi_{DR} \quad (3.60)$$

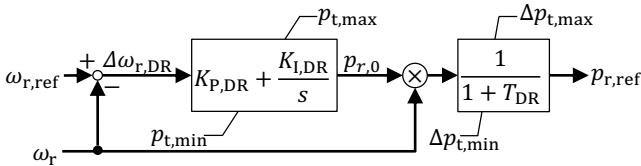


Abbildung 3-20: Blockschaltbild der Drehzahlregelung (basierend auf [Erl07], [Per08])

Rotorregelung (RR):

Die Rotorregelung zur Regelung der rotorseitigen d- und q-Komponenten ist in Abbildung 3-21 dargestellt und berechnet zunächst den – durch die maximale thermische Belastbarkeit der Umrichter stellgrößenbegrenzten – Referenzstrom $i_{d,r,ref}$ und $i_{q,r,ref}$ gemäß den Formeln (3.61) bis (3.64). Hierbei bezeichnen $\phi_{d,i,RR}$ und $\phi_{q,i,RR}$ die Hilfsvariablen zur Darstellung in Differentialform, $T_{i,RR}$ die Zeitkonstante der Rotorstromregelung, p_r bzw. q_s die injizierte Wirk- bzw. Blindleistung, $q_{s,ref}$ die stationäre Blindleistungsvorgabe und $K_{i,RR}$ den Proportionalverstärkungsfaktor der Stromregelung.

$$\dot{\phi}_{d,i,RR} = (p_r - p_{r,ref})/T_{i,RR} \quad (3.61)$$

$$\dot{\phi}_{q,i,RR} = (q_{s,ref} - q_s)/T_{i,RR} \quad (3.62)$$

$$i_{d,r,ref} = K_{i,RR} \cdot (p_r - p_{r,ref} + \phi_{d,i,RR}) \quad (3.63)$$

$$i_{q,r,ref} = K_{i,RR} \cdot (q_{s,ref} - q_s + \phi_{q,i,RR}) \quad (3.64)$$

Anschließend werden die rotorseitigen d- und q-Komponenten der Referenzspannung $u_{d,r,ref}$ und $u_{q,r,ref}$ gemäß den Formeln (3.65) bis (3.68) berechnet. Hierbei bezeichnen $\phi_{d,u,RR}$ und $\phi_{q,u,RR}$ die Hilfsvariablen zur Differentialdarstellung, $T_{u,RR}$ die Zeitkonstante der Rotorstromregelung, $i_{d,r}$ bzw. $i_{q,r}$ den injizierten Wirk- bzw. Blindstrom und $K_{u,RR}$ den Proportionalverstärkungsfaktor der Spannungsregelung. In Abhängigkeit des Fehlerzustandes wird die Rotorregelung, respektive die Rotorspannung, durch die Schutzmechanismen beeinflusst (vgl. unten).

$$\dot{\phi}_{d,u,RR} = (i_{d,r,ref} - i_{d,r})/T_{u,RR} \quad (3.65)$$

$$\dot{\phi}_{q,u,RR} = (i_{q,r,ref} - i_{q,r})/T_{u,RR} \quad (3.66)$$

$$u_{d,r,ref} = K_{u,RR} \cdot (i_{d,r,ref} - i_{d,r} + \phi_{d,u,RR}) - u_{q,r} \quad (3.67)$$

$$u_{q,r,ref} = K_{u,RR} \cdot (i_{q,r,ref} - i_{q,r} + \phi_{q,u,RR}) + u_{d,r} \quad (3.68)$$

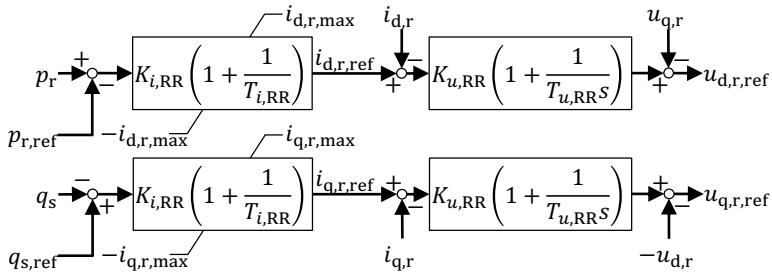


Abbildung 3-21: Blockschaltbild der Rotorregelung (basierend auf [Erl07], [Per08])

Netzregelung (NR):

Die Regelung zur Steuerung der netzseitigen Referenzspannung $u_{d,NR,ref}$ bzw. $u_{q,NR,ref}$ ist in Abbildung 3-22 dargestellt und berechnet zunächst die d- und q-Komponenten des thermisch stellgrößenbegrenzten Referenzstroms $i_{d,NR,ref}$ und $i_{q,NR,ref}$ gemäß den Formeln (3.69) bis (3.72). Hierbei bezeichnen $\phi_{d,I,NR}$ und $\phi_{q,I,NR}$ Hilfsvariablen, $K_{d,I,NR}$ und $K_{q,I,NR}$ bzw. $K_{d,P,NR}$ und $K_{q,P,NR}$ die Verstärkungsfaktoren, u_{DC} und $u_{DC,ref}$ die DC-Zwischenkreisspannung und deren Referenzwert, q_{NR} und $q_{NR,ref}$ die netzseitige Blindleistungsabgabe sowie deren Referenzwert.

$$\dot{\phi}_{d,I,NR} = K_{d,I,NR} \cdot (u_{DC,ref} - u_{DC}) \quad (3.69)$$

$$\dot{\phi}_{q,I,NR} = K_{q,I,NR} \cdot (q_{NR} - q_{NR,ref}) \quad (3.70)$$

$$i_{d,NR,ref} = K_{d,P,NR} \cdot (u_{DC,ref} - u_{DC}) + \phi_{d,I,NR} \quad (3.71)$$

$$i_{q,NR,ref} = K_{q,P,NR} \cdot (q_{NR} - q_{NR,ref}) + \phi_{q,I,NR} \quad (3.72)$$

Anschließend werden die durch additive Kreuzterme verknüpften d- und q-Komponenten der Referenzspannung gemäß den Formeln (3.73) bis (3.76) berechnet. Hierbei bezeichnen $\phi_{d,P,NR}$ und $\phi_{q,P,NR}$ die Hilfsvariablen zur Differentialdarstellung, $K_{P,NR}$ den Proportionalverstärkungsfaktor, $T_{I,NR}$ die Zeitkonstante der Spannungsregelung, X die Filterinduktivität und u_s die netzseitige Statorspannung.

$$\dot{\phi}_{d,P,NR} = \frac{K_{P,NR}}{T_{I,NR}} \cdot (i_{d,NR,ref} - i_{d,ref}) \quad (3.73)$$

$$\dot{\phi}_{q,P,NR} = \frac{K_{P,NR}}{T_{I,NR}} \cdot (i_{q,NR,ref} - i_{q,ref}) \quad (3.74)$$

$$u_{d,NR,ref} = -K_{P,NR} \cdot (i_{d,NR,ref} - i_{d,ref}) + X \cdot \omega_s \cdot i_{q,ref} - \phi_{d,P,NR} + u_s \quad (3.75)$$

$$u_{q,NR,ref} = -K_{P,NR} \cdot (i_{q,NR,ref} - i_{q,ref}) - X \cdot \omega_s \cdot i_{d,ref} - \phi_{q,P,NR} \quad (3.76)$$

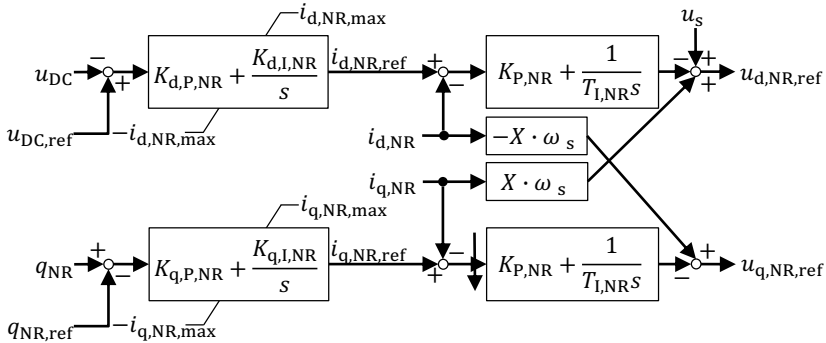


Abbildung 3-22: Blockschaltbild der Netzregelung (basierend auf [Erl07], [Per08])

Überstrom- und Überspannungsschutz:

Sobald der maximale Rotorstrom überschritten wird ($i_r > i_{r,max} \leq 2,1 \cdot i_n$), wird der Überstromschutzwiderstand R_i linear mit der Zeitkonstante $T_{0,i}$ aktiviert und der Umrichter vom System abgekoppelt. Die Referenzwerte und die Integratoren werden zu Null gesetzt, sodass gilt: $p_{r,ref} = i_{d,r,ref} = i_{q,r,ref} = \phi_{d,i,RR} = \phi_{q,i,RR} = \phi_{d,u,RR} = \phi_{q,u,RR} = 0$. Die netzseitige Regelung wird deaktiviert. Ferner wird der Zwischenkreiskondensator bei Überschreitung des Maximalwertes $u_{DC,max}$ durch den Überspannungsschutz mithilfe eines Bipolartransistors mit isolierter Gate-Elektrode (engl.: insulated gate bipolar transistor, IGBT) kurzgeschlossen. Dieser Zustand wird für den Zeitraum $T_i \approx 60$ ms bis zur Reaktivierung des Umrichterkreises beibehalten. Hiernach wird ein gemäß der Statik k definierter Blindstrom injiziert. In dieser Zeit gilt für den Wirkstrom: $i_{d,r} = i_{d,NR} = 0$. Nach Fehlerklärung wird die Wirkleistung $p_{r,ref}$ mit dem Gradienten $\Delta p \geq 10 \cdot p_n \% \cdot s^{-1}$ hochgefahren.

3.4.2 Stochastischer Parameterraum des DFIG

Asynchrongenerator und Getriebewelle:

Es ist nicht zielführend, jeden der Maschinenmodellparameter stochastisch unabhängig voneinander zu wählen, da diese physikalisch voneinander abhängig sind. Der stochastische Parameterraum des Maschinenteils ergibt sich folglich aus diskreten Parametersätzen des Asynchrongenerators für in Verteilungsnetzen übliche DFIG-Leistungsklassen von ca. 1.000 bis 3.000 kVA Nennscheinleistung (vgl. Tabelle A-7 in Anhang 2) [Cha14], [Guo12], [Kha13], [Mat17a], [Oli16], [Uga13], [Xie13]. Ausgenommen hiervon ist die Trägheit H des Generator- und Antriebstrangs, die hersteller- bzw. bauspezifisch zwischen 3,3 bis 7,1 s gewählt wird. Dieser Definitionsbereich wird durch die konstruktionsbedingten Minima und Maxima der Rotor- und Turbinenträgheitskonstante H_r und H_t definiert: $H = H_r + H_t$ sowie $H_{\min} = H_{r,\min} + H_{t,\min} \approx 0,3 \text{ s} + 3,0 \text{ s}$ und $H_{\max} = H_{r,\max} + H_{t,\max} \approx 3,5 \text{ s} + 3,6 \text{ s}$ (vgl. Tabellen A-7 und A-8). Zur Modellierung der Referenzsysteme (Teilnetzgebiete) wird für jeden der dezentralen Einspeiser mit DFIG die jeweils nächsthöhere Leistungsklasse gewählt.

Regelkreise und Schutzmechanismen:

Unter Einhaltung der technischen Netzanschlussrichtlinien²³ können die Regel- und Schutzparameter des DFIG-Modells hersteller- bzw. regelungsspezifisch gewählt werden. Dies erfordert eine stochastische Parametrierung, welche durch das generische DFIG-Modell abgebildet werden kann. Zur Ableitung der stochastischen Parameterräume werden Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)-Messungen einer DFIG-Anlage mit Nennscheinleistung von 2.500 kVA herangezogen. Die verwendete Parametrierung der Regel- und Schutzgrößen ist in Tabelle A-8 in Anhang 2 aufgeführt.

Eine exemplarische Ergebnisdarstellung erfolgt anhand eines LVRT-Versuchs mit einer Spannungseinbruchtiefe auf $75\% \cdot U_n$ für 1,5 s bei einer Vorfehlerwirkleistung $p_n = 1 \text{ p.u.}$, respektive $\cos\varphi = 1$, und einer Blindleistungsstatik von $k = 2$ (siehe Abbildung 3-23). Die Modellabweichungen werden anhand der zuvor definierten Gütekriterien quantifiziert (numerische Werte vgl. Tabelle 3-8). Die durchschnittlichen stationären Abweichungen (Gütekriterien 1.i, 1.ii und 1.iii) werden mit erwartungsgemäß vernachlässigbaren Abweichungen $< 1,6\%$ von dem Modell abgebildet. Die maximale Abweichung im transienten Fehlerbereich

²³ Wenngleich dokumentiert ist, dass DFIG-Anlagen teilweise nicht die Netzanschlussrichtlinien (NAR) einhalten können [Pan05], wird im Folgenden von einer bestmöglichen Erreichung der NAR innerhalb des technisch Möglichen ausgegangen. Abweichungen von ca. $< 5\%$ der NAR-Vorgabe innerhalb des identifizierten, stochastischen Parameterraums sind folglich tolerierbar.

(Gütekriterien 2.i und 2.ii) stellt sich für die Wirkleistung mit maximal 17,0% und für die Blindleistung mit maximal -58,6% ein. Diese hohen Abweichungen resultieren im vorliegenden Fall aus der idealen Blindleistungssteuerung sowie den modellinhärenten, instantanen Spannungssprüngen der Effektivwertmodellierung. Der transiente Einschwingprozess im Fehler- und Nachfehlerfall (Gütekriterien 3.i und 3.ii) entspricht den gemessenen Werten hinsichtlich der Zeitkonstanten sowohl für die Wirk- als auch für die Blindleistung mit einer maximalen Abweichung von 2,2%.

Vergleichsgröße	Gütekriterium						
	1.i	1.ii	1.iii	2.i	2.ii	3.i	3.ii
Wirkleistung p	-0,23 %	1,19 %	1,59 %	16,96 %	4,71 %	1,48 %	0,91 %
Blindleistung q	0,80 %	0,69 %	0,91 %	50,02 %	-58,56 %	2,21 %	1,53 %

Tabelle 3-8: Quantifizierung der Gütekriterien für einen exemplarischen LVRT-Versuch auf $75\% \cdot U_n$ für 1,5 s für eine DFIG-Anlage mit einer Nennscheinleistung von 2.500 kVA ($p_n = 1$ p.u., $\cos\varphi = 1$, $k = 2$)

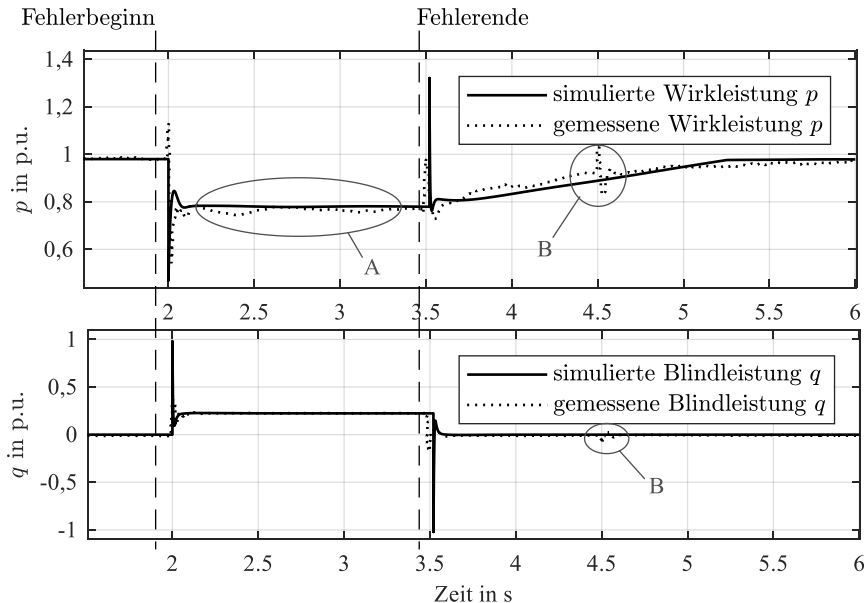


Abbildung 3-23: Exemplarische Auswertung der Wirk- und Blindleistungseffektivwerte eines LVRT-Versuchs auf $75\% \cdot U_n$ für 1,5 s für eine DFIG-Anlage mit einer Nennscheinleistung von 2.500 kVA ($p_n = 1$ p.u., $\cos\varphi = 1$, $k = 2$)

Erwartungsgemäß können von dem generischen Modell keine inkonstanten oder nichtlinearen Verhaltensweisen abgebildet werden. Die Bandbreite dieser Verhaltensweisen ist aufgrund des gemischten Einflusses der rotierenden Masse sowie des Umrichterkreises höher als beim Synchron-generator und geringer als beim Wechselrichter. Hierbei kann nach Verhaltensweisen differenziert werden, die durch das Modell abgebildet bzw. nicht abgebildet werden:

1. abgebildete Verhaltensweisen

- Überstromschutz: Anregestrom, Aktivierungsdauer und Widerstandshöhe
- Wirkleistungsgradient nach Fehlerklärung
- Umrichterauslegung

2. nicht abgebildete Verhaltensweisen

- nicht konstante Strominjektion (siehe Abbildung 3-23: A)
- sonstige nichtlineare Verhaltensweisen (siehe Abbildung 3-23: B)

Das generische Modell ist hinreichend genau, wobei subtransiente Amplituden überschätzt werden mit i. d. R. $|q_{\max}| > |p_{\max}|$. Dies muss bei Analysen der Systemdynamik, z. B. und insbesondere hinsichtlich der Auslöseschwelle von Schutzmechanismen, durch geeignete Filter oder Offsets berücksichtigt werden. Die identifizierten, stochastischen Parameter sind in Tabelle 3-9 aufgeführt, welche durch Literaturangaben angereichert sind. Unter Anwendung des Verfahrens nach Abbildung 3-12 ergeben sich in Kombination mit den Maschinenparametersätzen (vgl. Tabelle A-7) und den deterministischen Parametern (vgl. Tabelle A-8) gültige Leistungsklassen von ca. 500 bis 3.500 kVA.

Parameter	Kurzbeschreibung	Vari- able	Ein- heit	Defini- tions- bereich	Quelle/n
Anregestrom	maximaler Rotorstrom und Auslösestrom des Überstromschutzes	$i_{r,\max}$ $i_{r,\max,0}$	p.u.	[1,0; 1,3] [1,3; 2,1]	[Erl07], [Lop09], [Pan10]
Aktivierungsdauer	Dauer des aktivierten Überstromschutzbetriebs	T_i	ms	[13; 150]	[Lop09], [Pan10]
Schutzwiderstand	Dimensionierung des ohmschen Überstromschutzes (mit r_r : Rotorwiderstand)	R_i	p.u.	[10; 150] · r_r	[Lop09], [Pan10]
Wirkleistungsgradient	Gradient des Wirkleistungsanstiegs nach Fehlerklärung	Δp	% · s ⁻¹	[10; 100 - ε] mit: $\varepsilon \rightarrow 0$	vgl. Tabelle 2-1, [Zen12]
Umrichterauslegung	maximale Stromtragfähigkeit des Umrichterkreises	$i_{NR,\max}$	p.u.	[0,25; 0,3] · i_n	[Qia09]

Tabelle 3-9: Stochastischer Parameterraum der Eingangsparameter des generischen Modells für doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren

3.5 Wesentliche Modellierungserkenntnisse

Die maßgeblichen Erkenntnisse der Einzelkomponentenmodellierung für Lasten und Einspeisetechnologien werden hinsichtlich der Modellwahl, -weiterentwicklungen und -grenzen sowie dem identifizierten stochastischen Parameterraum zusammengefasst. Für alle Modelle gelten für den Kurzzeiteffektivwertbereich als Fokus dieser Arbeit die nachfolgenden Erkenntnisse:

1. Aufgrund der physikalisch gekoppelten Differentialgleichungen der Maschinenmodelle können diese ausschließlich über diskrete, einzelsystemvalidierte (vgl. 3. unten) Parametersätze abgebildet werden.
2. Für die Regelkreise können bei Wahrung der Netzanschlussrichtlinien, beispielsweise mithilfe von Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)-Untersuchungen, stochastische Parameterräume identifiziert werden, die die physikalischen, baulichen sowie herstellereigenen Eigenschaften modellieren.
3. Die identifizierten, stochastischen Parameterräume (bei Regelstrukturen) sowie Parametersätze (bei Maschinenmodellen) sind einzelsystemstabil bei einem metallischen Fehler. Dies gilt auch für alle Kombinationen der stochastischen Parameter innerhalb jedes Einzelsystems.
4. Die Effektivwertmodellierung führt aufgrund der instantanen Spannungssprünge zu einer Über- oder Unterschätzung des Amplitudenbetrags. Dies muss bei einer Einbeziehung von Schutzmechanismen berücksichtigt werden.

Lasten:

Für das statische Lastmodell mit Konstantimpedanz-, -strom- und -leistungsanteil existieren umfassende Analysen, die ein validiertes Modellverhalten spannungsabhängiger Lasten aggregierter Mittel (MS)- und Niederspannungs (NS)-Knoten aufzeigen. Hieraus wird ein stochastischer Parameterraum für Haushalts-, Gewerbe- und Industrielasten sowie Mischformen aufgespannt.

Gleichfalls existieren umfangreiche Analysen des dynamischen Asynchronmotorenmodells dritter Ordnung, die, in Kombination mit dem statischen Lastmodell, ein valides dynamisches Verhalten zur Abbildung aggregierter MS- und NS-Knoten aufzeigen. Alle abgeleiteten Parametersätze (vgl. 1. oben) sind, in Kombination mit dem generischen Modell, einzelsystemstabil (vgl. 3. oben).

Synchrongenerator (SG):

Mangels dokumentierter Untersuchungen kleiner SG-Leistungsklassen (ca. < 1 MVA) werden LVRT-Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt. Sie zeigen die Gültigkeit des SG-Modells sechster Ordnung in Kombination

mit einem generischen DCA1- bzw. Typ 1-Erregersystem unter Vernachlässigung der Sättigungseffekte und des Drehzahlreglers. Die Vernachlässigung der DC-Komponente führt zu einer Ausblendung der subtransienten Maxima und Unterschätzung der Amplituden mit einer höheren Auswirkung bei der Wirk- im Vergleich zur Blindleistung (progressive Schutzabschätzung). Die relative Amplitudenunterschätzung wächst mit sinkender Scheinleistungshöhe. Da in NS-Verteilungsnetzen mehrheitlich sehr kleine Leistungsklassen (ca. < 50 kW) installiert werden, ist dies in der Ergebnisbewertung zu berücksichtigen. Weiterhin sind modellinhärent keine elektromagnetischen Phänomene (z. B. Schaltspannungen) oder Asymmetrien (z. B. Einschaltströme) abbildbar. Alle abgeleiteten SG-Parametersätze (vgl. 1. oben) sind in Kombination mit den stochastischen Regelkreisparametern (vgl. 2. oben) einzelsystemstabil (vgl. 3. oben).

Wechselrichter (WR):

Mangels dokumentierter, systematischer Untersuchungen von WR werden LVRT-Untersuchungen unterschiedlicher Hersteller und Leistungsklassen im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt. Sie zeigen die Gültigkeit des identifizierten und weiterentwickelten WR-Modells zehnter Ordnung. Die Annahme einer idealen Phasenregelschleife führt zur Überschätzung der Amplituden mit einer höheren Auswirkung bei der Blind- im Vergleich zur Wirkleistung (konservative Schutzabschätzung). Weiterhin sind modellinhärent keine elektromagnetischen Phänomene oder herstellerspezifische Nichtlinearitäten abbildbar, die bei steigender Herstellerdiversität erwartungsgemäß zunehmen. Alle stochastischen Regelkreisparametern (vgl. 2. oben) sind einzelsystemstabil (vgl. 3. oben).

Doppelt gespeister Asynchrongenerator (engl.: doubly fed induction generator, DFIG):

Mangels dokumentierter, systematischer Untersuchungen von DFIG-Anlagen werden LVRT-Messungen einer DFIG-Anlage zur Modellvalidierung herangezogen. Sie zeigen die Gültigkeit des identifizierten und konsolidierten DFIG-Modells 26. Ordnung. Die getroffenen Annahmen führen zu einer Überschätzung der Amplituden mit einer höheren Auswirkung bei der Blind- im Vergleich zur Wirkleistung (konservative Schutzabschätzung). Eine allgemeine Gültigkeit des Modells für Bauweisen anderer Hersteller wird nicht gewährleistet, allerdings können die wesentlichen Einflussparameter der Fehlerstromeinprägung stochastisch variiert werden. Weiterhin sind modellinhärent keine elektromagnetischen Phänomene oder herstellerspezifische Nichtlinearitäten abbildbar, die bei steigender Herstellerdiversität erwartungsgemäß zunehmen. Alle abgeleiteten Maschinen-Parametersätze (vgl. 1. oben) sind in Kombination mit den stochastischen Regelkreisparametern (vgl. 2. oben) einzelsystemstabil (vgl. 3. oben).

4 Äquivalenzmodellierung

Gemäß der in den Abbildungen 1-5 und 2-9 dargestellten Methodik werden zur Generierung von Parametrierungsvorschriften für Äquivalenzmodelle in einem zweiten Schritt Einzelkomponentenmodelle mit einer reduzierten Modellordnungshöhe benötigt, die auf Basis von Voruntersuchungen zu einem Gesamtmodell zusammengefügt werden. Zur Vermeidung differierender Literaturdefinitionen wird im Rahmen dieser Arbeit ein **Äquivalenzmodell** wie folgt definiert:

elektrisches Ersatzmodell zur Abbildung einer elektrischen Anlage, einer Einheit oder eines Teilsystems, mithilfe dessen eine hinreichend genaue Lösungsgüte im Vergleich zum abzubildenden Referenzsystem in einem zu definierenden Arbeitspunkt und Parameterraum erreicht werden kann

Die Ordnungsreduktion der Einzelkomponentenmodelle, welche gemeinsam das Äquivalenzsystem bilden, ist aufgrund der übergeordneten Modellanforderungen notwendig:

1. Lösungsgüte und Robustheit: Sofern die Lösungsgüte hinreichend genau ist und das System durch heuristische Vorschriften parametriert wird, ist von einer höheren Modellrobustheit bei sinkender Höhe der Modellordnung auszugehen [Gu12].
2. Informationsbedarf (und Stochastik): Der Informationsbedarf nimmt mit sinkender Ordnungshöhe aufgrund einer geringeren Anzahl von Parametern ab.
3. (Modellierungs- und) Berechnungsaufwand: Der Berechnungsaufwand sinkt mit abnehmender Ordnungshöhe aufgrund einer Verringerung der Differential- und algebraischen Gleichungen.

Zur Wahrung der Lösungsgüte (vgl. 1. oben) erfordert die Äquivalenzmodellkomposition zunächst eine Analyse zur Identifikation einer möglichst robusten Modellstruktur, da diese aus bisherigen Arbeiten [Alt16], [Boe16], [Pre16], [Wu16], [Zal12] nicht oder nur zum Teil abgeleitet werden kann. Insbesondere wird die Wahl der Modelle nicht ausreichend begründet bzw. hinterfragt und es findet keine Analyse möglicher Vor- und Nachteile einer gegenseitigen Beeinflussung der Einzelkomponentenmodelle statt.

Im Rahmen dieser Arbeit werden analytische sowie simulationsbasierte Strategien zur Modellreduktion und Gesamtmodellkomposition für alle relevanten Modelltypen dargestellt: direkt gekoppelte rotierende Massen, Wechselrichtergekoppelte Einspeiser sowie Mischformen. Das dargestellte Vorgehen kann in zukünftigen Forschungsarbeiten auf weitere Komponenten, z. B. leistungselektronische Lasten, übertragen werden.

4.1 Reduzierte Einzelkomponentenmodelle

Die in Kapitel 3 erläuterten und validierten Einzelkomponentenmodelle zur Referenzmodellierung werden für die Äquivalenzmodelle in ihrer Modellordnung reduziert. Dies verringert den Informationsbedarf zur Parametrierung und erhöht die Robustheit des gesamten Äquivalenzsystems gegenüber Eingangsparametervariationen und stochastischen Modellabhängigkeiten. Hierbei ist zu beachten, dass eine Ordnungsreduktion stets im Kontext der Ordnungshöhe eines oder mehrerer anderer Komponentenmodelle durchgeführt werden muss. Zur Veranschaulichung möglicher interdependenter Beeinflussungen wird ein einfaches, analytisches Beispiel dargestellt: Die Ordnungsreduktion des subtransienten Anteils des Synchrongenerator (SG)-Modells ist trotz der Validierungsergebnisse²⁴ zulässig, sofern gleichzeitig ein Wechselrichter (WR)-Modell im Äquivalenzsystem vorhanden ist. Als Beispiel wird der Blindstrom i_q zum Zeitpunkt eines metallischen Fehlereintritts ($|\underline{u}_{\text{NVP}}| \rightarrow 0$) betrachtet, welcher sich für das SG-Modell vierter Ordnung analog zu Formel (3.22) nach Formel (4.1) ergibt [Mac08].

$$i_{q,\text{SG}} = \frac{r_s \cdot (e_{q,\text{tr}} \cdot \omega - u_{q,\text{NVP}}) + x_{d,\text{tr}} \cdot \omega \cdot (e_{d,\text{tr}} \cdot \omega - u_{d,\text{NVP}})}{r_s^2 + x_{d,\text{tr}} \cdot x_{q,\text{tr}} \cdot \omega^2} \quad (4.1)$$

Mit $u_{q,\text{NVP}}, u_{d,\text{NVP}} \rightarrow 0$ folgt: $i_q = f(e_{q,\text{tr}} + e_{d,\text{tr}})$. Die Änderung der inneren transienten Spannungen ergibt sich durch die Formeln (3.17) und (3.18), sodass gilt: $e_{d,\text{tr}} = f((T_{q,0,\text{tr}})^{-1})$ und $e_{q,\text{tr}} = f((T_{d,0,\text{tr}})^{-1})$. Für die Zeitkonstanten gilt jedoch (vgl. z. B. Tabelle A-5 in Anhang 2): ca. $T_{d,0,\text{tr}} \approx 10 \cdot T_{d,0,\text{str}}$ und $T_{q,0,\text{tr}} \approx 10 \cdot T_{q,0,\text{str}}$. Es ergibt sich somit erwartungsgemäß bei einem Spannungseinbruch eine langsamere Änderung der inneren Spannungen bzw. des Blindstromes durch Wegfall der subtransienten Anteile. Diese können jedoch durch das WR-Modell modelliert werden, für welches sich der Blindstrom nach Formel (3.51) ergibt:

$$i_{q,\text{WR}} = \text{Im}(\underline{i}_{dq}) = i_q \cdot \cos(\theta_{\text{PLL}}) + i_d \cdot \sin(\theta_{\text{PLL}}) \quad (4.2)$$

Für die zeitliche Änderung des durch die Phasenregelschleife vorgegebenen Winkels θ_{PLL} gemäß den Formeln (3.32) und (3.33) ergibt sich mit $u_{q,\text{NVP}}, u_{d,\text{NVP}} \rightarrow 0$: $\theta_{\text{PLL}} \rightarrow 0$. Hierdurch ergibt sich für den Blindstrom, wie auch in den Validierungsergebnissen erkennbar ist, ein instantaner Sprung gemäß Formel (4.2) mit $\cos(\theta_{\text{PLL}} = 0) = 1$. Dies gilt unabhängig von der Wahl der Reglerkonstanten $K_{\text{P,PLL}}$ und $K_{\text{I,PLL}}$. Durch die additive Superposition beider Blindströme der Formeln (4.1) und (4.2) ist folglich trotz Vernachlässigung der subtransienten SG-Anteile ein instantaner Stromanstieg des Äquivalenzmodells abbildbar.

²⁴ Die Ergebnisse in Kapitel 3.2.2 zeigen, dass die subtransienten Stromamplituden durch das SG-Modell sechster Ordnung aufgrund der Vernachlässigung der DC-Anteile nicht abbildbar sind.

4.1.1 Lasten

Statische Lasten:

Eine Modellordnungsreduktion des statischen Lastmodells nach Formeln (3.1) bis (3.3) ist aus nachfolgenden Gründen nicht zielführend:

1. Die Ordnungshöhe ist mit drei algebraischen Gleichungen hinreichend niedrig. Eine weitere Reduktion ginge mit einer zu geringen Modellrobustheit einher, da z. B. nur lineare Spannungsabhängigkeiten abgebildet würden.
2. Da sich das Modell aus einem konstanten, linearen und quadratischen Anteil additiv zusammensetzt, würde ein Wegfall eines oder mehrerer Komponenten eine Abbildbarkeit der statischen Lasten anderer Komponenten ausschließen.
3. Das statische Lastmodell kann als variabler Puffer der Wirk- oder Blindleistung zur Modellierung von Effekten im Vorfehler- und Fehlerfall verwendet werden, die nicht durch das dynamische Lastmodell abbildbar sind. Ein Wegfall eines oder mehrerer Lastkomponenten würde die Möglichkeit des Modells als variablen Leistungspuffer konterkarieren.

Dynamische Lasten:

Eine Modellordnungsreduktion des dynamischen Lastmodells nach Formeln (3.4) bis (3.14) ist aus nachfolgenden Gründen nicht zielführend:

1. Die Modellordnungshöhe ist mit drei Differentialgleichungen hinreichend niedrig. Eine weitere Reduktion ginge mit einer zu geringen Lösungsgüte einher, da keine nichtlinearen Effekte abgebildet würden.
2. Das Asynchronmotoren (ASM)-Modell erster Ordnung [Mil10] vernachlässigt alle magnetischen Flussänderungen. Dies führt zu einer unzulässigen Vernachlässigung der transienten Vorgänge.

Zu 2.: Durch die Vernachlässigung der magnetischen Flussänderungen im ASM-Modell erster Ordnung werden die d- und q-Komponenten der inneren transienten Spannungen nach Formeln (3.5) und (3.6) zu Null gesetzt, sodass gilt: $\dot{e}_{d,tr} = \dot{e}_{q,tr} = 0$. Folglich wird ausschließlich die zeitliche Änderung der Rotordrehzahl nach Formel (3.4) betrachtet. Eine Kompensation der transienten Einschwingprozesse durch das statische Lastmodell ist nicht möglich, da das Modell nicht zeitabhängig ist. Die Einführung einer Zeitabhängigkeit im statischen Lastmodell ist generell durchführbar [Mer02], jedoch sind modellinhärent keine Leistungsüberhöhungen abbildbar, wie sie durch das ASM-Modell im Falle eines Spannungseinbruches gefordert werden. Für die Wirk- und Blindleistungsentnahme sind gemäß den Formeln (3.1) und (3.2) ausschließlich Leistungsreduktionen abbildbar, da mit der Momentenspannung U sowie dem Initialwert des Vorfehlerzustands U_0 gilt: $P = f((U/U_0)^2, U/U_0)$ bzw. $Q = f((U/U_0)^2, U/U_0)$.

4.1.2 Synchrongenerator

Das in Kapitel 4.1 dargestellte, analytische Beispiel zeigt die grundsätzliche Möglichkeit einer Modellordnungsreduktion trotz Vernachlässigung der subtransienten Anteile des SG-Modells sechster Ordnung. Dies führt zum Modell vierter Ordnung, bei dem die Gleichungen (3.19) und (3.20) des Modells sechster Ordnung zu Null gesetzt werden, sodass gilt: $e_{d, \text{str}} = e_{q, \text{str}} = 0$. Analog zur Berechnung des Blindstroms i_q nach Formel (4.1) wird der Wirkstrom i_d nach Formel (4.3) berechnet.

$$i_d = \frac{r_s(e_{d, \text{tr}} \cdot \omega - u_{d, \text{NVP}}) + x_{q, \text{tr}} \cdot \omega \cdot (e_{q, \text{tr}} \cdot \omega - u_{q, \text{NVP}})}{r_s^2 + x_{d, \text{tr}} \cdot x_{q, \text{tr}} \cdot \omega^2} \tag{4.3}$$

Die Formeln (3.23) bis (3.25) bleiben hierbei unverändert, wobei die subtransienten, inneren Spannungen $e_{d, \text{str}}$ und $e_{q, \text{str}}$ sowie Reaktanzen $x_{d, \text{str}}$ und $x_{q, \text{str}}$ durch die transienten, inneren Spannungen $e_{d, \text{tr}}$ und $e_{q, \text{tr}}$ sowie Reaktanzen $x_{d, \text{tr}}$ und $x_{q, \text{tr}}$ in der jeweiligen d- und q-Komponente ersetzt werden. Eine weitere Ordnungsreduktion würde zum Modell zweiter Ordnung führen, welches jedoch sämtliche transienten Vorgänge vernachlässigt. In Abbildung 4-1 sind alle drei Modellvarianten anhand eines exemplarischen Spannungseinbruchs gegenübergestellt.²⁵

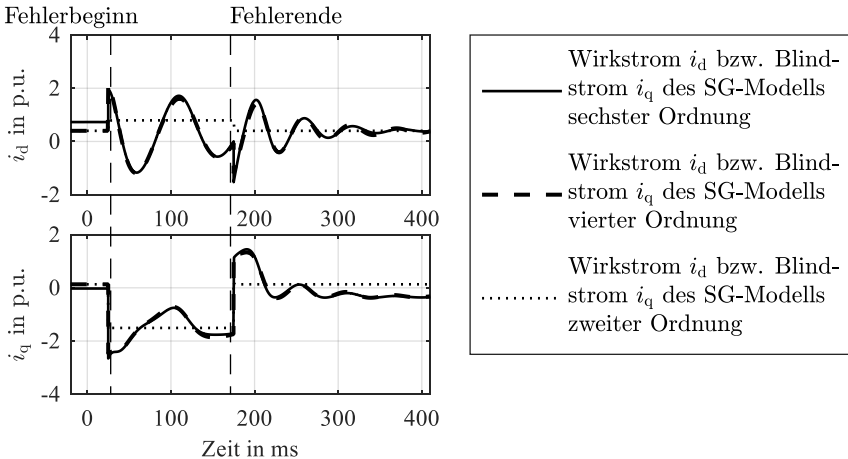


Abbildung 4-1: Exemplarischer Vergleich des SG-Modells sechster, vierter und zweiter Ordnung bei einem Spannungseinbruch auf $50\% \cdot U_n$ für 150 ms

²⁵ In diesem Beispiel bildet das Modell vierter Ordnung das Modell sechster Ordnung mit vernachlässigbaren Abweichungen ab, da die Kopplungsimpedanz und die Regelkreise die subtransienten Vorgänge ausgleichen. Das reduzierte Modell ist jedoch für die Verwendung in Referenzsystemen ungeeignet, da innerhalb der Netze subtransiente Modellinterdependenzen vernachlässigt würden.

4.1.3 Wechselrichter

Das WR-Modell zehnter Ordnung ermöglicht die Abbildung dezentraler Einspeiseanlagen mit Primärspannungs- oder -stromquellen sowie mit oder ohne Netzfilter. Eine Reduktion des Modells ist u. a. insofern zielführend, als die Filteranteile im Äquivalenzsystem durch Kopplungsimpedanzen [Alt16], [Boe16], [Pre16] nachgebildet werden können. Hierdurch reduziert sich das Modell um die sechs Differentialgleichungen zur Abbildung des LCL-Filters nach Formeln (3.36) bis (3.41) sowie zur Abbildung der algebraischen Gleichungen nach Formeln (3.42) und (3.43), sodass gilt: $\dot{i}_{d,LCL} = \dot{i}_{q,LCL} = \dot{u}_{d,C} = \dot{u}_{q,C} = \dot{i}_d = \dot{i}_q = u_{d,LCL} = u_{q,LCL} = 0$. Eine hinreichend vollständige Abbildung des Stromreglers wird durch Erweiterung der Formeln (3.34) und (3.35) mit einem PI-Regler mit der Zeitkonstanten T_i gemäß den Formeln (4.4) und (4.5) erreicht.

$$\dot{i}_d = \frac{i_{d,ref} - i_d}{T_i} \quad (4.4)$$

$$\dot{i}_q = \frac{i_{q,ref} - i_q}{T_i} \quad (4.5)$$

Das resultierende Modell mit vier Differentialgleichungen ist für Primärenergieträger gültig, die ein Spannungsquellenverhalten aufweisen (insbesondere Windenergieanlagen, Blockheizkraftwerke und Batteriespeicher [Hol16]). Zur Abbildung von Einspeisern mit Primärenergieträgern, die ein Stromquellenverhalten aufweisen (insbesondere Photovoltaikanlagen), ist die Erweiterung um eine Differentialgleichung nach Formel (4.6) notwendig, um die zeitliche Änderung der DC-Zwischenkreisspannung u_{DC} über den Kondensator C mithilfe des Gleichstroms i_{DC} sowie dessen Referenzwert $i_{DC,ref}$ zu ermitteln. Der Gleichstromreferenzwert $i_{DC,ref}$ wird hierbei beispielsweise über eine Wirkleistungsmaximierung (engl.: maximum power point tracking) ermittelt [Teo11].

$$\dot{u}_{DC} = \frac{i_{DC} - i_{DC,ref}}{C} \quad (4.6)$$

Der DC-Strom i_{DC} berechnet sich über die DC-Leistung P_{DC} gemäß der Formel (4.7). Die Formeln (3.32) und (3.33) zur Abbildung der Phasenregelschleife sowie die Formeln (3.44) bis (3.51) zur Modellierung der Strombegrenzung und dynamischen Netzstützung bleiben unverändert. Ohne diese Modellierung würden die maßgeblichen Einflussgrößen im relevanten Fehlerzeitbereich verloren gehen, sodass eine weitergehende Modellreduktion nicht zielführend ist.

$$i_{DC} = \frac{P_{DC}}{U_{DC}} = \frac{-\operatorname{Re}(\underline{u}_{NVP} \cdot \underline{i}_{dq}^*)}{U_{DC}} \quad (4.7)$$

Ein exemplarischer Vergleich der Modelle zehnter und vierter Ordnung in Abbildung 4-2 zeigt die Gültigkeit der getroffenen Annahmen, die im Einzelnen durch existierende Untersuchungen ergänzend belegt sind [Cas96], [Fuc14], [Ili14], [Kan03], [Pot03], [Rem16], [Wu08]. Das Modell geringerer Ordnung kann in diesem Beispiel das Verhalten höherer Ordnung vollständig abbilden. Zur Verwendung des Modells in Referenzsystemen bzw. in detaillierten Verteilungsnetzstrukturen sind die Modelle vierter bzw. fünfter Ordnung jedoch nicht geeignet, da die hohe Diversität WR-gekoppelter Anlagen aufgrund der vereinfachten Regelstruktur nicht abgebildet werden könnte. Hierdurch sowie durch die Vernachlässigung des LCL-Filters wäre die Bandbreite der stochastischen Modellierung sowie der stochastischen Parameter (vgl. Tabelle 3-6) wesentlich geringer.

Weiterhin ist eine Differenzierung WR-gekoppelter Anlagen mit Strom- und Spannungsquellenverhalten innerhalb eines Äquivalenzsystems nur dann sinnvoll, wenn unterschiedliche Verhaltensweisen abgebildet werden sollen: z. B. für jeden Anlantyp unterschiedliche, vorgegebene Blindstromstatikfaktoren k oder unterschiedliche Annahmen für den Zeitpunkt T_{NA} der Auslösung des Netz- und Anlagenschutzes. Ferner ist eine Modelldifferenzierung nur dann zielführend, wenn dies zu einer Ordnungsreduktion im Vergleich zur Verwendung des gleichen Modells bei mehreren Verhaltensweisen führt.

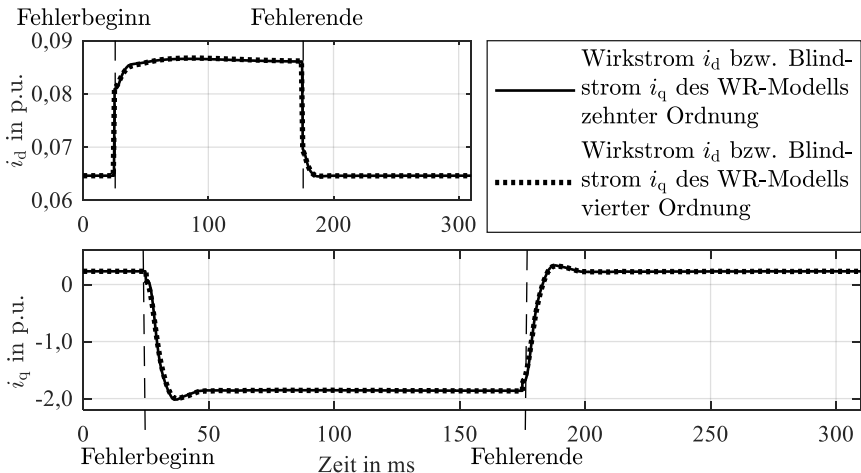


Abbildung 4-2: Exemplarischer Vergleich des WR-Modells zehnter und vierter Ordnung bei einem Spannungseinbruch auf $50\% \cdot U_n$ für 150 ms

4.1.4 Doppelt gespeister Asynchrongenerator

Zur Ordnungsreduktion des DFIG-Modells 26. Ordnung wird zunächst eine ideale Phasenregelschleife (engl.: phase locked loop, PLL)²⁶, respektive eine vernachlässigbare Verzögerung zwischen der Messung der netzseitigen Klemmenspannung und des Spannungswinkels θ_{NVP} am Netzverknüpfungspunkt bis zum Reglereingang [Uga13], angenommen. Hierdurch wird das System gemäß Formel (4.8) um zwei Differentialgleichungen reduziert.

$$\underline{u}_{dq,NR} = (u_{d,NR} + ju_{q,NR}) \cdot e^{-j\theta_{NVP}} \quad (4.8)$$

Unter der Annahme einer idealen, mechanischen Übertragung kann das Feder-Masse-Dämpfer-System der Getriebewelle vernachlässigt werden, wodurch die Differentialgleichung (3.52) zu Null gesetzt werden kann, sodass für die zeitliche Ableitung des Drehwinkels gilt: $\dot{\delta} = 0$. Hierdurch vereinfacht sich die Berechnung des mechanischen Drehmoments M_{mech} nach Formel (3.53) zu Formel (4.9).

$$M_{\text{mech}} = p_T / \omega_r \quad (4.9)$$

Eine Vereinfachung der Getriebewelle ist nur dann gültig, wenn auch die Antriebswelle, respektive die Anstellwinkelregelung, als entsprechend schnell angenommen wird. Unter der Annahme einer annähernd konstanten Windgeschwindigkeit v innerhalb des betrachteten Zeitbereichs von ca. $t \leq 5$ s nach Fehlereintritt wird daher eine Vereinfachung der Anstellwinkelregelung durchgeführt [Erl07]. Eine Berücksichtigung des durch eine Nachschlagtabelle bestimmbaren Leistungsbeiwerts C ist folglich nicht mehr notwendig, sodass insgesamt für die Formel (3.57) zur Berechnung der dem Wind entnehmbaren Leistung p_T gilt: $p_T = v = C = \text{konstant}$. Hierdurch können alle Gleichungen der Anstellwinkelregelung nach Formeln (3.54) bis (3.56) zu Null gesetzt werden, sodass gilt: $\beta = \dot{\phi}_{AR} = \beta_0 = 0$. Um eine Steuerbarkeit der Leistungsabgabe, respektive die Einzelsystemstabilität, während des Fehlers zu gewährleisten, wird die Anstellwinkelregelung durch einen linearen Term mit der Approximation der Schlupfänderung Δs sowie dem Verstärkungsfaktor K_{AR} nach Formeln (4.10) und (4.11) für den mechanischen Drehmomentreferenzwert $M_{\text{mech,ref}}$ angenähert.

$$\Delta s = \left(|s| - \left| \frac{\omega_t - \omega_{r,\text{ref}}}{\omega_t} \right| \right) \cdot \left| \frac{\omega_t}{\omega_t - \omega_{r,\text{ref}}} \right| \quad (4.10)$$

$$M_{\text{mech,ref}} = \begin{cases} M_{\text{mech}} \cdot (1 - K_{AR} \cdot \Delta s) & \text{für } \Delta s > 0 \\ M_{\text{mech}} & \text{für } \Delta s \leq 0 \end{cases} \quad (4.11)$$

²⁶ Die PLL-Modellierung des DFIG-Modells 26. Ordnung erfolgt analog zur PLL-Implementierung des WR-Modells zehnter Ordnung gemäß den Formeln (3.32) und (3.33).

Die lineare Approximation der Anstellwinkelregelung ermöglicht eine Leistungssteuerung und Wahrung der Einzelsystemstabilität im Fehlerfall, sodass die Drehzahlregelung gänzlich vernachlässigt werden kann. Für die Formeln (3.58) bis (3.60) gilt folglich: $\dot{p}_{r,ref} = \dot{\phi}_{AR} = p_{r,0} = 0$. Eine Vereinfachung der Rotorregelung ist aufgrund des Verlustes der Abbildbarkeit der Blindstromstatik nicht zielführend, sodass die Formeln (3.61) bis (3.68) unverändert bleiben. Hingegen kann die Netzregelung unter der Annahme vernachlässigt werden, dass diese jederzeit in der Lage ist, die DC-Zwischenkreisspannung auf ihrem Nominalwert zu halten. Folglich werden die Formeln (3.69) bis (3.76) zu Null gesetzt bzw. durch die Referenzwerte der Rotorregelung ersetzt, sodass gilt: $\dot{\phi}_{d,I,NR} = \dot{\phi}_{q,I,NR} = \dot{\phi}_{d,P,NR} = \dot{\phi}_{q,P,NR} = 0$ bzw. $i_{d,NR,ref} = i_{d,r,ref}$, $i_{q,NR,ref} = i_{q,r,ref}$, $u_{d,NR,ref} = u_{d,r,ref}$ und $u_{q,NR,ref} = u_{q,r,ref}$. Zusätzlich kann durch die getroffene Annahme der Überspannungsschutz vernachlässigt werden.

Insgesamt resultiert ein reduziertes DFIG-Modell neunter Ordnung. Ein exemplarischer Vergleich der Modelle 26. und neunter Ordnung in Abbildung 4-3 zeigt die Gültigkeit der getroffenen Annahmen, die im Einzelnen durch existierende Untersuchungen ergänzend belegt sind [Kho10], [Ren09], [Sed08]. Das Modell neunter Ordnung kann in diesem Beispiel das Verhalten 26. Ordnung vollständig abbilden. Analog zum WR-Modell gilt, dass eine Verwendung des Modells in den Referenzsystemen bzw. in detaillierten Verteilungsnetzstrukturen nicht geeignet ist, da die stochastische Parametrierung (vgl. Tabelle 3-9) nicht abgebildet würde.

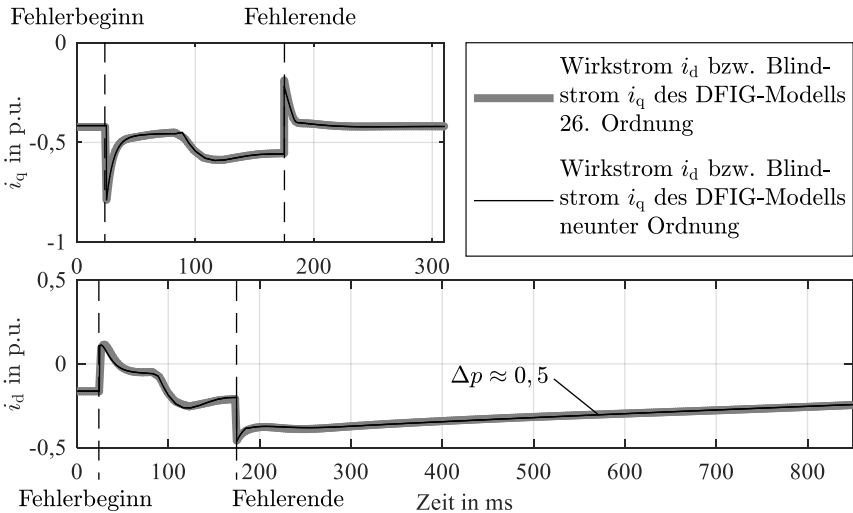


Abbildung 4-3: Exemplarischer Vergleich des DFIG-Modells 26. und neunter Ordnung bei einem Spannungseinbruch auf $50\% \cdot U_n$ für 150 ms

4.2 Gesamtmodellkomposition

Die zuvor dargestellten, reduzierten Einzelkomponentenmodelle können zu Äquivalenzsystemen zusammengefasst werden. Hierfür werden zunächst die dargestellten Voruntersuchungen auf Basis theoretischer Überlegungen sowie simultativer Analysen zu den nachfolgenden Teilaspekten durchgeführt. Neben der allgemeinen Modellstruktur ergeben sich die Teilaspekte aus der Analyse des Standes des Wissens hinsichtlich der Differenzierung der Einzelkomponentenmodelltiefe:

1. allgemeine Modellstruktur
2. Einbeziehung von Kopplungsimpedanzen
3. Differenzierung nach Spannungsebenen
4. Differenzierung aufgrund von Schutz und dynamischer Netzstützung
5. Differenzierung nach Netzanknüpfungspunkt

Auf Basis dieser Voruntersuchungen wird das Gesamtmodell konsolidiert.

4.2.1 Voruntersuchungen

Die nachfolgenden Voruntersuchungen zur Gesamtmodellkomposition begründen die Wahl der Modellstruktur und geben Empfehlungen für eine Strukturmodifikation in Abhängigkeit des abzubildenden Verteilungsnetzgebietes sowie der technischen Rahmenbedingungen.

1. Allgemeine Modellstruktur

Die allgemeine Modellstruktur ergibt sich aus den nachfolgenden, untergeordneten Punkten:

- abzubildendes Netzgebiet
- Modellwahl
- Modelldifferenzierung

Die Wahl des **abbubildenden Netzgebiets** bedingt die Möglichkeit weiterer Modelldifferenzierungen und ist daher allen weiteren Entscheidungen vorzuziehen. Es besteht die Wahl zwischen der Abbildung eines Mittelspannungs (MS)-Netzgebietes mit unterlagerten Niederspannungs (NS)-Netzen, einem MS-Netz, mehreren NS-Netzen oder einem NS-Netz. Da die erste Alternative die komplexere Modellierungsaufgabe darstellt, wird diese im Nachfolgenden betrachtet. Das Vorgehen zur Modellierung der zweiten, dritten und vierten Alternative kann hieraus abgeleitet werden.

Die **Modellwahl** wird aus den Last- und Erzeugungstechnologien abgeleitet. Im Allgemeinen kann angenommen werden, dass ein Teilmodell bzw. ein reduziertes

Einzelkomponentenmodell nur dann in das Äquivalenzsystem aufgenommen werden muss, wenn die jeweilige Last- oder Kopplungstechnologie mindestens einmal im abzubildenden Netzgebiet vorhanden ist. Hiermit geht die Frage einher, ab welcher kumulierten Leistung im Verhältnis zur Residuallast eine Last- oder Kopplungstechnologie Berücksichtigung finden muss (vgl. erste Forschungsfrage nach der notwendigen Granularität der Äquivalenzabbildung).

Hiernach erfolgt die Entscheidung nach einer **Modelldifferenzierung** für jede Spannungsebene. Diese ist gegebenenfalls aufgrund der nachfolgenden Voruntersuchungen weiter zu differenzieren (vgl. 3. bis 5. unten). Aufgrund der Verwendung von Kopplungsimpedanzen (vgl. 2. unten) ist eine Unterscheidung nach Spannungsebenen nur dann sinnvoll, wenn sich die grundsätzliche Verhaltensweise der jeweiligen Technologie im betrachteten Zeitbereich bei Spannungseinbrüchen unterscheidet, z. B. aufgrund unterschiedlicher Netzanschlussrichtlinien (NAR). Da dies ausschließlich für Erzeugungsanlagen gilt (vgl. z. B. [VDE17a], [VDE17b]), können statische und dynamische Lasten über alle Spannungsebenen aggregiert werden. Für statische Lasten ist der Nachweis trivial, da lediglich eine lineare Verschiebung um die gesamte aggregierte Netzimpedanz durchgeführt werden muss. Für die dynamischen Lasten ist es, in Abhängigkeit des zu modellierenden Netzgebiets, aufgrund von Überlagerungseffekten nur mit unzureichender Güte möglich, die Dynamik allein durch ein Modell in der MS-Ebene abzubilden. Die unzureichende Dynamik, insbesondere im Nachfehlerfall, kann jedoch durch die Einbeziehung weiterer dynamischer Modelle kompensiert werden. Der Nachweis hierfür wird implizit im Rahmen der Modellvalidierung erbracht.

2. Einbeziehung von Kopplungsimpedanzen:

Die Berücksichtigung von Kopplungsimpedanzen ist eine notwendige Detailstufe bei der Äquivalenzmodellierung, da diese die Abbildung unterschiedlicher Knotenspannungen und -winkel der verteilten Last- und Erzeugungseinheiten in dem zu modellierenden Netzgebiet nachbilden, eine Kompensation der Trägheitszeitkonstanten ermöglichen und die Dämpfung hochfrequenter Phänomene – analog zu den Maschinen- und Ortsnetztransformatoren – abbilden [Alt16], [Boe16], [Pre16]. In bisherigen Arbeiten wird nicht berücksichtigt, dass die Kopplungsimpedanzen einen maßgeblichen Beitrag zur Erhöhung der Robustheit bei Veränderung des dynamischen Arbeitspunktes, z. B. der Spannungseinbruchstiefe, liefern können. In Abbildung 4-4 ist ein exemplarischer Vergleich der Auswirkung angepasster Kopplungsimpedanzen im Standardreferenzsystem²⁷ dargestellt.

²⁷ Die Eingangsparameter des Standardreferenzsystems werden in Kapitel 5.1.2 definiert.

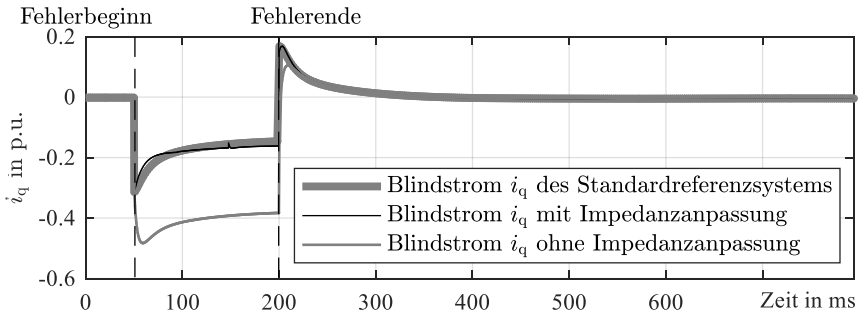


Abbildung 4-4: Exemplarischer Vergleich angepasster Kopplungsimpedanzen bei Änderung der Spannungseinbruchtiefe von $50\% \cdot U_n$ auf $20\% \cdot U_n$ (Fehlerdauer: 150 ms)

Zur Modellierung der Kopplungsimpedanzen werden daher im Rahmen dieser Arbeit spannungsabhängige RL-Glieder $r_K(u_{NVP})$ und $x_K(u_{NVP})$ mit – sofern notwendig – idealem Übersetzungsverhältnis der Spannung u_{NVP} eingeführt. Zur Veranschaulichung dient ein Π -Ersatzschaltbild elektrischer Verbindungen ohne Querreaktanzen (siehe Abbildung 4-5). Die Zusammenfassung eines Stelltransformators mit einem variablen RL-Glied wird als Hauptkopplungsimpedanz bezeichnet. Ansätze zur spannungsabhängigen Parametrierung, differenziert nach Hauptkopplungsimpedanz sowie Kopplungsimpedanzen für Lasten und Einspeiser, werden im Rahmen der dynamischen Parametrierungsvorschriften geliefert (vgl. Kapitel 5.3.2).

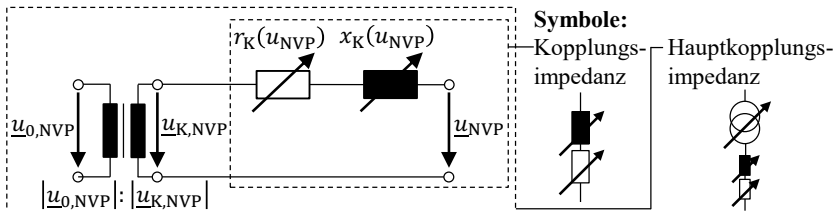


Abbildung 4-5: Ersatzschaltbild der Kopplungsimpedanz

3. Differenzierung nach Spannungsebenen:

Die Differenzierung der Modelle nach Spannungsebenen ist ebenfalls notwendig [Alt16], [Boe16]. Die Argumentation hierfür ist analog zu jener der Modelldifferenzierung (vgl. 1. oben). In bisherigen Forschungsarbeiten bleibt jedoch die Frage unbeantwortet, ab welcher kumulierten Leistung im Verhältnis zur Residuallast ein Modell in der jeweiligen Spannungsebene abgebildet werden muss. Diese Frage ist Teil der zweiten, zentralen Forschungsfrage nach der notwendigen Granularität der Äquivalenzabbildung. Für die Beantwortung dieser Forschungsfrage wird auf die Modelldiskussion verwiesen (vgl. Kapitel 6.3.2).

4. Differenzierung aufgrund von Schutz und dynamischer Netzstützung:

Weiterhin ist eine Modelldifferenzierung aufgrund von Schutzmechanismen, Fault-Ride-Through (FRT)-Verhalten sowie der dynamischen Netzstützung der einspeisenden Anlagen bzw. der Erzeuger-Kopplungstechnologien notwendig [Alt16], [Boe16], [Pre16]: Die Differenzierung nach Spannungsebene (vgl. 3. oben) ermöglicht bereits eine unterschiedliche FRT-Abbildung in der MS- im Gegensatz zur NS-Ebene. Es kann jedoch auch innerhalb von Erzeugungstechnologien zu unterschiedlichen Verhaltensweisen je Spannungsebene kommen (vgl. z. B. Anlagen des Typs 1 und 2 [VDE17a], [VDE17b]). Unberücksichtigt bleibt bislang, dass auch innerhalb gleicher Kopplungstechnologien eine Differenzierung notwendig ist, sofern Anlagengruppen ein jeweils unterschiedliches, z. B. herstellerepezifisches Verhalten aufweisen.

5. Differenzierung nach Netzanknüpfungspunkt:

Bisherige Analysen zeigen die Notwendigkeit einer Differenzierung nach einspeisenden Anlagen, die direkt an der Sammelschiene und jenen, die im Netz angeschlossen sind [Alt16]. Dies ist immer dann notwendig, sofern die Netzanschlussrichtlinien in Abhängigkeit des Netzanknüpfungspunktes variiert werden, z. B. nach eingeschränkter und vollständiger dynamischer Netzstützung [BDE08]. Hierbei bleiben jedoch weitere Möglichkeiten unterschiedlicher NAR je Netzanschlusspunkt unberücksichtigt, z. B. bei dedizierten MS-Abgängen für Wind- oder Photovoltaik-Parks. Die Folge sind z. B. quasi-kohärente, nicht-ganzzahlige Werte für die Blindleistungsstatik k , die nicht robust sind gegenüber der Variation der dynamischen Arbeitspunkte. In Abbildung 4-6 ist ein exemplarisches Beispiel für die Instabilität bei Variation der Spannungseinbruchtiefe und einer quasi-kohärenten Wahl der Blindleistungsstatik dargestellt. Für eine robuste Modellierung wird daher eine weitere Differenzierung je kohärenter NAR-Gruppe eingeführt.

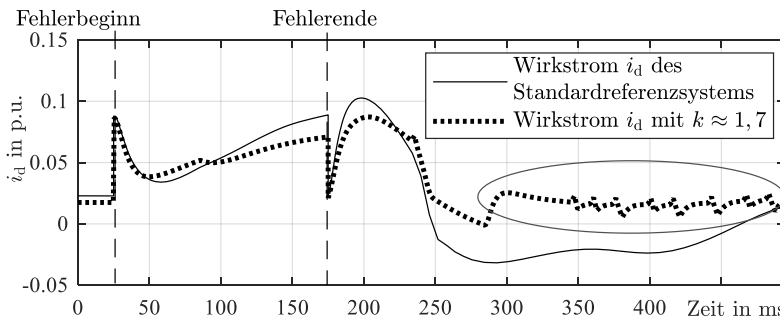


Abbildung 4-6: Exemplarische Darstellung der Auswirkungen einer quasi-kohärenten Parametrierung der Blindstromstatik mit $k \approx 1,7$ bei Änderung der Spannungseinbruchtiefe von $50\% \cdot U_n$ auf $10\% \cdot U_n$ (Fehlerdauer: 150 ms)

4.2.2 Gesamtmodell

Das Gesamtmodell wird aus den Voruntersuchungen abgeleitet und setzt sich aus den reduzierten Einzelkomponentenmodellen zusammen und wird in Abhängigkeit des zu modellierenden Netzgebiets sowie der technischen NAR nach folgenden Kriterien differenziert. Die Nummerierung und die Kurzbezeichnungen dienen der eindeutigen Kriterienbenennung in den nachfolgenden Abbildungen.

1. Lasten und Einspeisetechnologien: DEA-Typ
2. Netzanknüpfungspunkt: Netzgruppen (NG)-Typ
3. Schutz und dynamische Netzstützung: NAR-Typ
4. Spannungsebene/n: MS- und/oder NS-Ebene

Die möglichen Primärenergiequellen der Kopplungstechnologien strominjizierender Betriebsmittel, aufgeteilt nach MS- und NS-Ebene, sind in Abbildung 4-7 dargestellt. In Abhängigkeit dieser Differenzierungskriterien variiert die Modellgröße gemäß der in Abbildung 4-8 dargestellten Gesamtmodellstruktur. Hierbei ist M die Menge aller NG- und N die Menge aller NAR-Typen des betrachteten DEA-Typs der jeweiligen Spannungsebene.

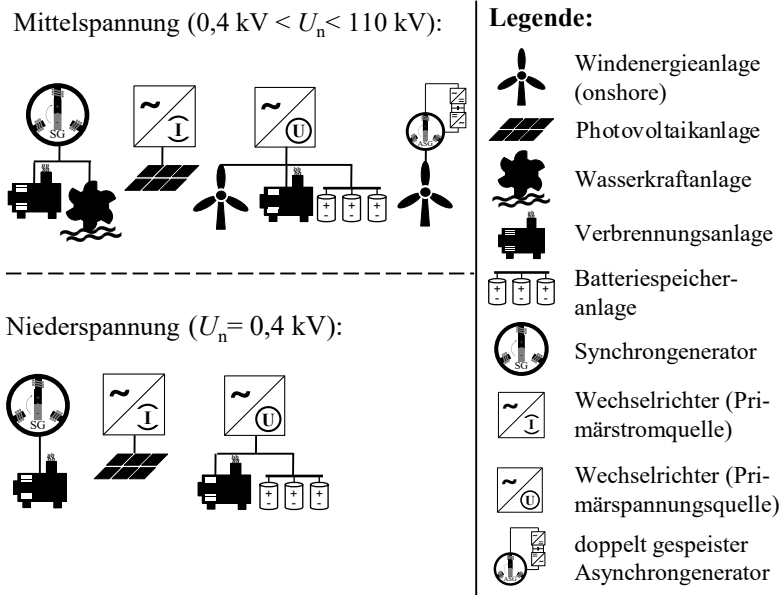


Abbildung 4-7: Mögliche Primärenergiequellen der Kopplungstechnologien strominjizierender Betriebsmittel in der Mittel- und Niederspannungsebene

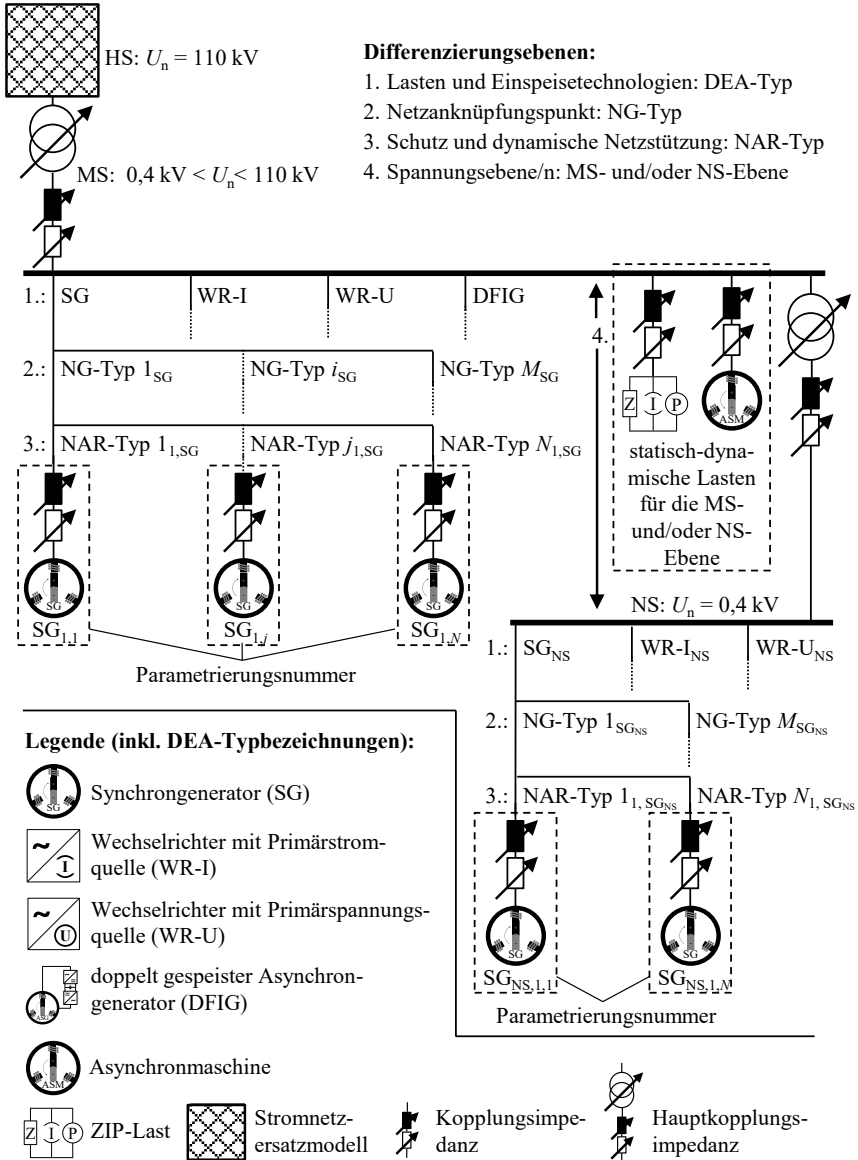


Abbildung 4-8: Gesamtmodell des Kohärenz-basierten Grey-Box-Ansatzes zur Äquivalenzmodellierung aktiver Verteilungsnetze

5 Parametrierungsvorschriften

Zur Ableitung von Parametrierungsvorschriften für das Gesamtmodell wird eine hinreichend große Menge möglichst diversitärer Referenzsysteme benötigt. Hierfür wird ein Variationsverfahren entwickelt, das die stochastischen, detaillierten Einzelkomponentenmodelle zu aktiven Verteilungsnetzen (AVN) möglichst unterschiedlicher Netz- und Komponentenausprägungen zusammensetzt. Hierbei müssen die nachfolgenden Rahmenbedingungen eingehalten werden:

- technische Netzanschlussrichtlinien (NAR)
- technische Betriebsmittelgrenzen: Spannungsbänder und thermische Überlastfähigkeit der Kabel, Freileitungen und Transformatoren
- reale Netztopologien: z. B. offene Ringnetze in der Mittelspannung (MS)
- reale Netzausprägungen: z. B. minimale und maximale Anzahl an Sammelschienenabgängen in der Niederspannung (NS)

Das Ziel des Variationsverfahrens ist *nicht*, eine möglichst große Schnittmenge mit realen AVN zu erhalten, sondern eine möglichst hohe Bandbreite unterschiedlicher Systeme zu erstellen: Reale Netzstrukturen sollen nicht möglichst häufig nachgebildet werden, sondern zur Erhöhung der Verfahrensrobustheit sollen möglichst unterschiedliche Netze erstellt werden. Durch eine hohe Anzahl erstellter AVN wird hierdurch unmittelbar die Robustheit in Bezug auf die Sensitivitäten der Eingangsparameter gewährleistet. Weiterhin können mithilfe des Verfahrens die zwei Forschungsfragen nach der generellen Gültigkeit von AVN-Äquivalenzmodellen sowie nach der notwendigen Granularität der Modellierung beantwortet werden (vgl. Kapitel 6.3.2).

Für die Ableitung optimierter Parameter wird der Pattern-Search-Algorithmus mit den in Tabelle A-11 in Anhang 4 dargestellten Einstellungen verwendet. Aus Voruntersuchungen ist bekannt, dass dieser Algorithmus für das hier formulierte Problem eine hinreichend genaue Lösungsgüte²⁸ bei deutlich schnellerem Konvergenzverhalten im Vergleich zu anderen, nichtlinearen Optimierungsalgorithmen hat, wie z. B. dem genetischen Algorithmus. Ferner werden exemplarisch die überarbeiteten NAR [VDE17a], [VDE17b] verwendet, da diese zukünftig in AVN Anwendung finden. Die vorgestellte Methode kann auf weitere existierende oder neue NAR angewendet werden.

²⁸ Die Auffindung des tatsächlichen bzw. globalen Optimums jeder Einzelparmetrierung ist aufgrund der hohen Variationsbandbreite nicht notwendig. Somit ist ein heuristischer Optimierungsalgorithmus zur Auffindung eines lokalen Minimums aufgrund eines robusteren Konvergenzverhaltens zielführender als ein analytischer bzw. geschlossener Optimierungsansatz.

5.1 Variationsverfahren

Das Verfahren variiert die nachfolgenden Netzgrößen auf Basis von gleichverteilten²⁹ stochastischen Zufallsentscheidungen:

- geografische Ausdehnung des Netzes: Leitungs- und Kabellängen
- Verkabelungsgrad und verwendete Freileitungs- und Kabeltypen
- installierte Maximalleistung (Peak-Leistung) dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) und Lasten
- Anteil der DEA-Kopplungstechnologien und statisch-dynamischen Lasten

Aufbauend auf einer grundlegenden Netztopologie wird der Variationsrahmen aufgespannt. Weiterhin werden für jede zufallsbasierte Netzausprägung Betriebsmittelgrenzen definiert und durch Leistungsflussberechnungen im Vorfehlerfall geprüft. Bei Spannungsbandverletzungen erfolgt eine Anpassung des Stelltransformators am Verknüpfungspunkt zum Hochspannungs (HS)-Netz oder eines regelbaren MS-NS-Ortsnetztransformators. Bei Überlastung von Transformatoren, Freileitungen oder Kabeln wird ein Betriebsmittel höherer Leistungsklasse gewählt und ggf. ein baugleiches Element parallelgeschaltet, sofern dies typischen Planungsgrundsätzen entspricht (vgl. z. B. [Har16]).

5.1.1 Netztopologie

Die MS- und NS-Netztopologien, die als Ausgangsszenario für die Variation dienen, sind in den Abbildungen 5-1 und 5-2 dargestellt. Die Topologieausprägung ist eine Zusammenstellung aus Expertenbefragungen mit regionalen sowie städtischen Verteilungsnetzbetreibern. Die Topologien können in Abhängigkeit der gewählten Bandbreite alle identifizierten sowie weitere Netzstrukturen abdecken und weisen die nachfolgenden Eigenschaften auf:

- starrer überlagerter HS-Netzknoten (engl.: slack): Trägheit $H \rightarrow \infty$
- zwei regelbare HS-MS- und ein bis zwei MS-NS-Transformatoren (ggf. regelbar)
- dedizierte MS-DEA-Stränge mit Sammelschienenanschluss: $i = 1, \dots, M$
- dedizierte MS-Industriellaststränge mit Sammelschienenanschluss: $j = 1, \dots, N$
- MS-Abgänge (ggf. mit Ringnetzschaltung oder Vermaschung): $k = 1, \dots, O$
- MS-Knoten an jedem k -ten MS-Abgang: $m = 1, \dots, U_k$
- NS-Abgänge (ggf. mit Ringnetzschaltung oder Vermaschung): $n = 1, \dots, P$
- NS-Knoten an jedem n -ten NS-Abgang: $o = 1, \dots, V_n$

²⁹ Andere Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen können in das Verfahren integriert werden. Da keine realen Wahrscheinlichkeiten bekannt sind, ist zur Erstellung möglichst diversitärer Netze eine Gleichverteilung aller Kenngrößen zielführend.

An jedem MS-Abgang können NS-Netze und MS-DEA angeschlossen werden. An jedem NS-Knoten können NS-DEA und -Lasten angeschlossen werden. Die Anzahl der Knoten sowie deren Abstände werden gemäß den gewählten Bandbreiten variiert. MS- oder NS-Stiche, also Strangabgänge, werden hierbei implizit durch eine Variation der Abgangs impedanzen modelliert.

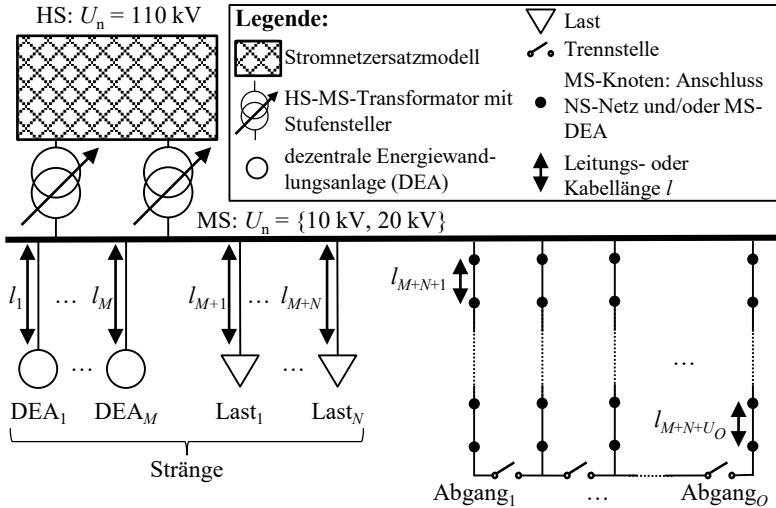


Abbildung 5-1: Mittelspannungs (MS)-Netztopologie des Variationsverfahrens

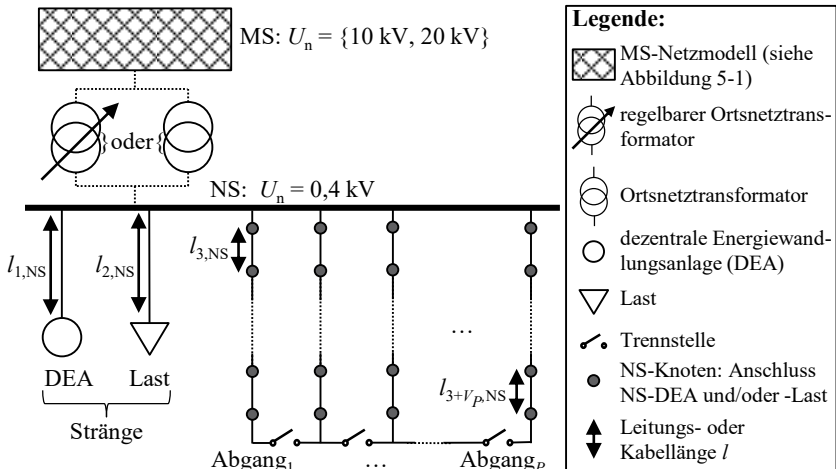


Abbildung 5-2: Niederspannungs (NS)-Netztopologie des Variationsverfahrens

5.1.2 Variationsrahmen

Die stochastische, gleichverteilte Zufallsauswahl der Netzelemente der MS- und NS-Netztopologien erfolgt in nachstehender Reihenfolge:

1. HS-MS-Transformatorscheinleistung: $S_{n,T}$
2. Anzahl der MS- und NS-Abgänge: $M, N, O, U_1 \dots U_O, P, V_1 \dots V_P$
3. Anzahl der MS- und NS-Knotenabstände: $l_1 \dots l_{M+N+U_O}, l_{1,NS} \dots l_{V_P,NS}$
4. installierte Maximalleistung aller DEA und Lasten: $S_{DEA} + S_{Last} \leq S_{n,T}$
5. Aufteilung der installierten Maximalleistungen S_{DEA} und S_{Last} auf:
 - MS- und NS-Ebene: $S_{DEA,MS} + S_{DEA,NS} \leq S_{DEA}$ und $S_{Last,MS} + S_{Last,NS} \leq S_{Last}$
 - Netzverknüpfungspunkte
 - DEA-Kopplungs- und Last-Technologien: ggf. mehrere pro Netzverknüpfungspunkt, sofern die Einzelsystemmaximalleistung überschritten wird

Hierbei determiniert die jeweils vorgelagerte Ebene die Grenzen der Zufallswahl der nachgelagerten Ebene: Beispielsweise werden die MS-NS-Transformator-nennleistungen in Abhängigkeit der gewählten NS-Strang- und -Abgangsanzahl P sowie der HS-MS-Transformatorscheinleistung $S_{n,T}$ gewählt. Es wird folglich ein Zufallsvektor s_{MS-NS} erstellt, für den unter Einhaltung der kleinsten und größten MS-NS-Transformator-nennleistung $S_{MS-NS,min}$ und $S_{MS-NS,max}$ gilt:

$$s_{MS-NS} = \begin{pmatrix} S_1 \\ \vdots \\ S_P \end{pmatrix} \text{ mit } S_{MS-NS,min} \leq s_i \leq S_{MS-NS,max} \forall i = 1, \dots, P \quad (5.1)$$

Die gewählten Variationsbandbreiten sowie das Standardszenario für die Netztopologien (Transformatoren, Freileitungen und Kabel) bzw. Netzelemente (DEA und Lasten) sind in den Tabellen 5-1 bzw. 5-2 aufgeführt. Die Bandbreiten sind anhand von öffentlich verfügbaren Daten (vgl. z. B. [Alt16]) sowie Expertenbefragungen mit regionalen sowie städtischen Verteilungsnetzbetreibern abgeleitet. Sie finden sich teilweise in Anschlussrichtlinien oder Orientierungswerten von Netzbetreibern für z. B. maximale MS- und NS-Anschlusskapazitäten wieder.

Sofern eine am Netzknoten festgelegte DEA- oder Lastleistung nicht durch eine Anlage gedeckt wird, werden mehrere Anlagen gleicher oder unterschiedlicher Leistungsklassen am Knotenpunkt angefügt. Ferner erfolgt jeweils eine zufällige Wahl der Blindleistungsstatik k für DEA des Typs 2 für die MS- und NS-DEA-Stränge sowie alle Netzabgänge. Es werden somit maximal vier unterschiedliche k -Faktoren pro Referenznetz festgelegt. Hierbei wird, abweichend von den verwendeten NAR in der NS-Ebene [VDE17a], zur Prüfung der Robustheit des Verfahrens zusätzlich die Möglichkeit einer vollständigen dynamischen Netzstützung mit einem starren Faktor von $k = 2$ [Boe13] angenommen.

Weiterhin wird für jede platzierte DEA und Last eine stochastische Einzelkomponentenparametrierung mit einer Gleichverteilung jedes Parameters in den identifizierten Bandbreiten durchgeführt. Ein Referenzsystem wird folglich aus bis zu ca.³⁰ 80.000 unterschiedlichen, individuell parametrisierten Betriebsmitteln gebildet. Die Gültigkeit eines zufallsgenerierten Referenznetzes wird anhand der technischen Grenzen überprüft. Die zu prüfenden Betriebsmittelgrenzen sind wie folgt definiert:

- MS- und NS-Spannungsband: $\pm 10\% \cdot U_n$ [DIN11] (Prüfung auf Einhaltung an allen Knoten bzw. in beiden Spannungsebenen im Vorfehlerfall)
- thermische Tragfähigkeit von Transformatoren, Kabeln und Freileitungen: gemäß den elektrischen Kenndaten für S_n und I_{th} (vgl. Anhang 5)

Parameter	Bandbreite	Standardwert
HS-MS-Transformatorscheinleistung	12,5 bis 63 MVA	40 MVA
MS-DEA-Stränge (M)	0 bis 3	1
MS-Industriellaststränge (N)	0 bis 3	1
MS-Abgänge (O)	2 bis 10	5
MS-Knoten für k -ten MS-Abgang (U_k)	5 bis 20	10
MS-DEA-Stranglänge (l_1 bis l_M)	1 m bis 15 km	10 km
MS-Industriellaststranglänge (l_{M+1} bis l_{M+N})	1 bis 1.500 m	500 m
MS-Knotendistanzen (l_{M+N+1} bis l_{M+N+UO})	50 bis 800 m	400 m
MS-NS-Transformatorscheinleistung	100 bis 2.500 kVA	400 kVA
NS-DEA-Strang (Anzahl)	0 bis 1	0
NS-Gewerbelaststrang (Anzahl)	0 bis 1	0
NS-Abgänge (P)	2 bis 8	5
NS-Knoten für n -ten NS-Abgang (V_n)	10 bis 40	25
NS-DEA-Stranglänge ($l_{1,NS}$)	1 bis 2.000 m	800 m
NS-Gewerbelaststranglänge ($l_{2,NS}$)	1 bis 500 m	200 m
NS-Knotendistanzen ($l_{3,NS}$ bis $l_{P,NS}$)	5 bis 50 m	15 m
MS- und NS-Verkabelungsgrad	0 bis 100%	50% MS, 75% NS
MS- und NS-Ring- und Vermaschungsgrad	0% (bis 100% ³¹)	0%

Tabelle 5-1: Variationsbandbreite und Standardszenario für MS- und NS-Netztopologien (elektrische Kenndaten vgl. Anhang 5)

³⁰ Diese Zahl ergibt sich aus der maximalen Anzahl an MS-Knoten multipliziert mit der maximalen Anzahl an NS-Knoten. Hierbei werden an jedem Knoten in Abhängigkeit der installierten Technologie/n keine oder mehrere Einzelkomponentenmodelle angeschlossen.

³¹ Der Ring- bzw. Vermaschungsgrad wird innerhalb der Arbeitspunktanalyse variiert (vgl. Kapitel 6.1.1).

Parameter	Bandbreite	Standardwert
MS-Leistung der Lasten	0 bis 250 kVA	150 kVA
MS-Leistung der Industrielasten	0 bis 500 kVA	350 kVA
MS-Leistung der DEA-Stränge	300 kVA bis 5 MVA	2,5 MVA
MS-Leistung der DEA im Netz	100 kVA bis 2,5 MVA	500 kVA
NS-Leistung der Lasten	0 bis 5 kVA	2 kVA
NS-Leistung der Gewerbelasten	0 bis 50 kVA	30 kVA
NS-Leistung des DEA-Strangs	10 bis 300 kVA	200 kVA
NS-Leistung der DEA im Netz	5 bis 100 kVA	15 kVA
MS- und NS-Lastdurchdringung (statisch:dynamisch)	0:100% bis 100:0%	50:50%
MS-DEA-Technologiedurchdringung (SG:WR:DFIG)	0:0:100% bis 0:100:0% bis 100:0:0%	20:60:20% ³²
NS-DEA-Technologiedurchdringung (SG:WR)	0:100% bis 100:0%	5:95% ²⁹
MS- und NS-cos φ für statische Lasten	$0,95_{\text{kap}} < \cos\varphi < 0,8_{\text{ind}}$	$0,95_{\text{ind}}$
MS- und NS-cos φ für dynamische Lasten	$1,00_{\text{kap}} < \cos\varphi < 0,75_{\text{ind}}$	$0,85_{\text{ind}}$
MS- und NS-cos φ für DEA	$0,95_{\text{kap}} < \cos\varphi < 0,95_{\text{ind}}$	$0,97_{\text{ind}}$
MS-Blindleistungsstatik	$k = 0$ oder $2 \leq k \leq 6$	$k = 2$
NS-Blindleistungsstatik	$k = 0$ oder $k = 2$	$k = 0$

Tabelle 5-2: Variationsbandbreite und Standardszenario für MS- und NS-Netzelemente

Mit dem Verfahren wird ein Stichprobenumfang von 20.000 synthetischen Netzen erstellt. Dies entspricht ca. dem Vier- bis Fünffachen der in Deutschland befindlichen MS-Netze und ist folglich eine ausreichend hohe Bandbreite möglicher Ausprägungen zur Ableitung allgemein gültiger Parametrierungsvorschriften. Im Ergebnis zeigen sich erwartungsgemäß hochgradig diversitäre Netztopologien, Technologiedurchdringungen, Anlagenverteilungen und -verhaltensweisen. Exemplarisch ist dies in Abbildung 5-3 an dem Verhalten von 320 im Standardszenario installierten SG unterschiedlicher Leistungsklassen bei einem Spannungseinbruch auf $50\% \cdot U_n$ für 150 ms dargestellt: Anhand der Generatordrehzahl wird deutlich, dass die Mehrheit der SG ein robustes, d. h. sowohl zeitlich schnelles als auch bezogen auf die Amplitudenhöhe niedriges Einschwingverhalten aufweist (Farbverlauf in Grautönen). Eine Minderheit der SG weist ein – gemäß den NAR festgelegten Vorgaben – grenzwertiges Verhalten hinsichtlich Ein- und Anschlagzeit auf, wie es die Validierungsmessungen bestätigen (**schwarz**).

³² Das Standardszenario orientiert sich an vorherrschenden Technologiedurchdringungsraten gemäß den Abbildungen 1-1 und 1-2.

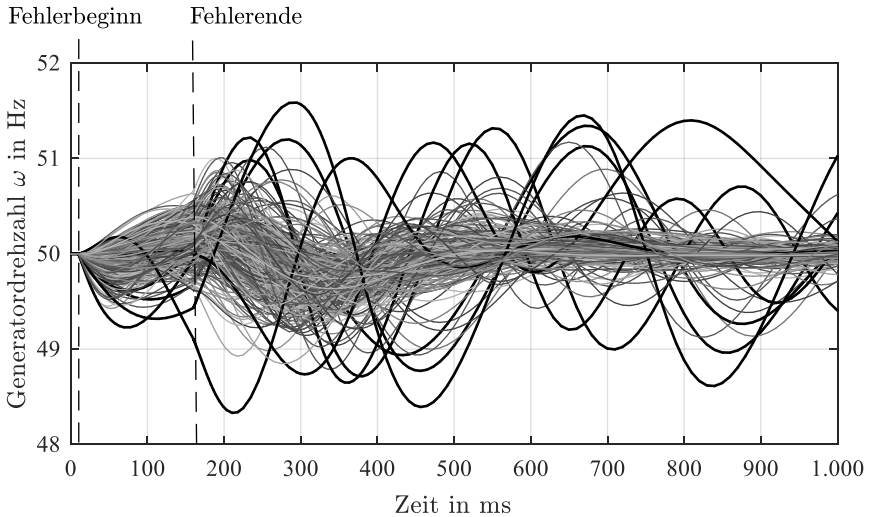


Abbildung 5-3: Exemplarische Darstellung des diversitären Verhaltens von 320 stochastisch parametrisierten Synchrongeneratoren inkl. Erregersystemen bei einem Spannungseinbruch auf $50\% \cdot U_n$ für 150 ms im Standardszenario (Grautöne: robustes Einschwingverhalten; schwarz: Grenzverhalten am Rande der NAR)

5.2 Initialparametrierung

Die Initialparametrierung ist die heuristische Wahl der Modellparameter als Ausgangspunkt für eine sich anschließende Verbesserung der Parameter, z. B. mithilfe eines Optimierungsverfahrens. Die Initialparametrierung erfolgt anhand von vorliegenden oder geschätzten Informationen über die Betriebsmittel im abzubildenden Netzgebiet. Die Initialparametrierung ist nicht notwendig, wenn keinerlei Vergleichswerte wie beispielsweise Messwerte über ein zu modellierendes Netzgebiet vorliegen, da hierfür unmittelbar die Vorschriften der dynamischen Parametrierung verwendet werden können. Sie bietet jedoch auch hierfür einen ersten Ansatzpunkt, um insbesondere den Vorfehlerfall des Modells für stationäre Analysen einfacher zu justieren. Weiterhin ist dieser heuristische Initialisierungsansatz für eine Modellparametrierung geeignet, sofern zu wenig Informationen für eine dynamische Parametrierung vorliegen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Initialparametrierung als Ausgangspunkt für die Optimierung der Äquivalenzmodelle verwendet. Aus den Optimierungsergebnissen werden die dynamischen Parametervorschriften abgeleitet. Die nachfolgenden Erläuterungen zeigen Strategien zur Initialparametrierung auf und motivieren die Wahl geeigneter Ansätze anhand von simulativen Analysen.

5.2.1 Allgemeine Regeln zur Initialparametrierung

Innerhalb der Initialparametrierung existieren die beiden nachfolgenden, grundlegenden Ansätze [Gal98], [Hon14], [Ish07a], [Per08]:

1. Mittelwertparametrierung
2. Dominanzwertparametrierung

Die Mittelwertparametrierung verwendet das arithmetische Mittel des im Grey-Box-Modell zu parametrierenden Parameters bzw. zu schätzenden Parameterwertes. Hierbei werden als Eingangsdaten die vorliegenden Informationen über die im abzubildenden Netzgebiet installierten Komponenten und Anlagen herangezogen. Alternativ kann eine Dominanzparametrierung verwendet werden, bei der ein oder mehrere im Netzgebiet installierte Anlagen oder Betriebsmittel den entsprechenden Parameter im Grey-Box-Modell determinieren. Ab welchem Grenzwert und mithilfe welcher Gewichtungsfaktoren der oder die Parameter in die Berechnung einbezogen werden, ist für jeden Parameter ex-ante festzulegen.

Hinsichtlich des stationären Vorfehlerzustandes erreichen beide Ansätze vergleichbare und hinreichend genaue Ergebnisse [Hon14], [Ish07a]. Anhand eines einfachen numerischen Beispiels lassen sich die Nachteile der Mittelwertparametrierung hinsichtlich des dynamischen Systemverhaltens aufzeigen: Die in Abbildung 5-4 dargestellten Sprungantworten der Polradwinkel δ zweier SG sowie deren äquivalentem System zeigen eine Verzerrung zuungunsten des elektrisch größeren Systems ($|A| > |B|$). Diese systemische Parameterverzerrung ist durch die nichtlinearen Zusammenhänge der physikalischen Größen (Reaktanzwerte und Zeitkonstanten) in Abhängigkeit der Leistungsklassen begründet (vgl. z. B. Formeln (3.15) bis (3.25)). Diese systemische Verzerrung wird verstärkt, je mehr Komponenten kleinerer Leistungsklassen im Verhältnis zu größeren Leistungsklassen im System installiert sind.

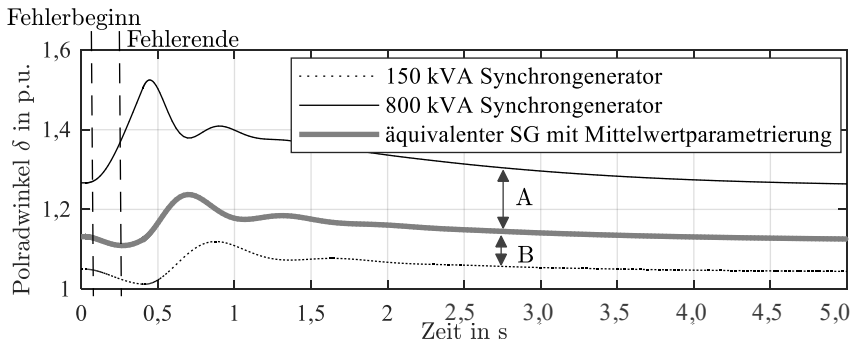


Abbildung 5-4: Beispiel der Parameterverzerrung durch Mittelwertbildung bei einem Zweimaschinensystem bei einem Spannungseinbruch auf $50\% \cdot U_n$ für 150 ms

Zur Vermeidung der systemischen Parameterverzerrung wird im Rahmen dieser Arbeit die Dominanzparametrierung verwendet. Es wird jeweils die im Netzgebiet installierte Komponente der jeweiligen Technologien mit der größten Nennleistung als Dominanzreferenzwert verwendet. Dies ist eine systematische Verzerrung zugunsten größerer Komponenten und stellt daher im Vergleich zur Mittelwertbildung eine Worst-Case-Abschätzung dar. Anhand der in Anhang 2 angegebenen Komponentenparameter lassen sich mithilfe der Anlagengröße hinreichend genaue Dominanzwerte zur Initialparametrierung ableiten.

5.2.2 Vorschriften für die Initialparametrierung

In den Tabellen 5-3 und 5-4 sind die Initialparametrierungsvorschriften für die Netz- und Komponentenparameter angegeben. Die Vorschriften basieren teilweise auf existierenden Vorarbeiten [Gal98], [Hon14], [Ish07a], [Per08]. Die Vorschriften der Komponentenparametrierung sind für alle vier Differenzierungsebenen gemäß dem Gesamtmodell (siehe Abbildung 4-7) anzuwenden. Für den nachgelagerten Optimierungsprozess stellen die dargestellten Vorschriften das beste stationäre und dynamische Verhalten innerhalb des Testpools von 20.000 Netzen dar: Die Übereinstimmung der stationären Werte mit den Referenzsystemen im Vorfehlerfall beträgt 100% bei einer maximalen Abweichung der Wirk- und Blindströme am Übergabepunkt zur 110 kV-Ebene von 0,1% der kumulierten Blind- und Nennstromwerte.

Die Parametrierung der Kopplungsimpedanzen ist hierbei besonders sensitiv im Vergleich zu den Komponentenwerten, da diese maßgeblich die Amplitudenhöhe und die Dämpfung des injizierten Fehlerstroms beeinflussen. Folglich sind die Kopplungsimpedanzen für eine exakte Abbildung anhand realer Netzkenndaten zu parametrieren. Alternativ kann eine Worst-Case-Abschätzung getroffen werden, z. B. durch eine Wahl der Impedanzwerte von $|\underline{Z}| \rightarrow 0$. Mithilfe der dargestellten Vorschrift wird ein äquivalenter Kopplungsimpedanzwert anhand vorliegender Netzdaten durch Summation der Transformator- und Leitungs- bzw. Kabelimpedanzen ermittelt.

Parameter Grey-Box (GB)-Initialparametrierungsvorschrift

Widerstände	$R_{GB} = \left(\sum_{i=1}^{N_{R,j}} \frac{1}{R_i} \right)^{-1} \forall j = 1 \dots M$ mit M : Menge der zu aggregierenden Impedanzen
Reaktanzen	$X_{GB} = \left(\sum_{i=1}^{N_{X,j}} \frac{1}{X_i} \right)^{-1} \forall j = 1 \dots M$ mit M : Menge der zu aggregierenden Impedanzen

Tabelle 5-3: Grey-Box-Initialparametrierungsvorschriften für Kopplungsimpedanzen

Komponentengruppe	Parameter	Grey-Box (GB)-Initialparametrierungsvorschrift
statische Lasten	Wirkleistung bei U_n	$P_{0,ZIP,GB} = \sum_{i=1}^{N_{ZIP}} P_{0,ZIP,i}$
	Blindleistung bei U_n	$Q_{0,ZIP,GB} = \sum_{i=1}^{N_{ZIP}} Q_{0,ZIP,i}$
	ZIP-Koeffizienten	$k_{P,Z,GB} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ZIP}} k_{P,Z,i}}{N_{ZIP}}, k_{Q,Z,GB} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ZIP}} k_{Q,Z,i}}{N_{ZIP}},$
		$k_{P,I,GB} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ZIP}} k_{P,I,i}}{N_{ZIP}}, k_{Q,I,GB} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ZIP}} k_{Q,I,i}}{N_{ZIP}},$ $k_{P,P,GB} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ZIP}} k_{P,P,i}}{N_{ZIP}}, k_{Q,P,GB} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ZIP}} k_{Q,P,i}}{N_{ZIP}}$
dynamische Lasten	Wirkleistung bei U_n	$P_{0,ASM,GB} = \sum_{i=1}^{N_{ASM}} P_{0,ASM,i}$
	verbleibende Parameter	Dominanzwertparametrierung
Synchron-generator (SG) und Erregersystem (ES)	Nennscheinleistung	$S_{n,SG,GB} = \sum_{i=1}^{N_{SG}} S_{n,SG,i}$
	Trägheitszeitkonstante	$H_{SG,GB} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SG}} H_{SG,i} \cdot S_{n,SG,i}}{S_{n,SG,GB}}$
	Reaktanzwerte	$X_{SG,GB} = \left(N_{SG} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{N_{SG}} X_{SG,i}^{-1} \cdot S_{n,SG,i}}{S_{n,SG,GB}} \right)^{-1}$
	Zeitkonstanten (Generator)	$T_{SG,GB} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SG}} T_{SG,i} \cdot S_{n,SG,i}}{S_{n,SG,GB}}$
	Proportionalfaktoren	$K_{ES,GB} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SG}} K_{ES,i} \cdot S_{n,SG,i}}{S_{n,SG,GB}}$
	Zeitkonstanten (Erregersystem)	$T_{ES,GB} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SG}} T_{ES,i} \cdot S_{n,SG,i}}{S_{n,SG,GB}}$
Wechselrichter (WR)	Nennscheinleistung	$S_{n,WR,GB} = \sum_{i=1}^{N_{WR}} S_{n,WR,i}$
	verbleibende Parameter	Dominanzwertparametrierung
doppelt gespeister Asynchron-generator (DFIG)	Nennscheinleistung	$S_{n,DFIG,GB} = \sum_{i=1}^{N_{DFIG}} S_{n,DFIG,i}$
	Impedanzen (ASM und Überschutz)	$Z_{DFIG,GB} = \left(N_{DFIG} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{N_{DFIG}} Z_{DFIG,i}^{-1} \cdot S_{n,DFIG,i}}{S_{n,DFIG,GB}} \right)^{-1}$
	verbleibende Parameter	Dominanzwertparametrierung

Tabelle 5-4: Grey-Box-Initialparametrierungsvorschriften für Lasten und Einspeiser

5.3 Dynamische Parametrierung

Die dynamische Parametrierung ist ein neuartiger, im Rahmen dieser Arbeit entwickelter Ansatz zur Parametrierung von Äquivalenzmodellen anhand möglichst weniger, systemischer Daten des zu modellierenden aktiven Verteilungsnetzgebietes. Die dargestellten Ergebnisse dienen der Beantwortung der folgenden Zielsetzungen:

1. Identifikation geeigneter systemischer Kenndaten
2. Ableitung von Vorschriften zur Parametrierung der Kopplungsimpedanzen
3. Ableitung von Vorschriften zur Parametrierung der Komponenten

Die Ableitung der Parametrierungsvorschriften erfolgt hierbei anhand der Datenbasis von 20.000 MS- mit unterlagerten NS-Netzen mit stochastisch parametrisierten Komponentenmodellen, die mithilfe des Netzvariationsverfahrens generiert wird. Für jedes Netz wird eine Parameteroptimierung für eine Grey Box durchgeführt, sodass jeweils ein Äquivalenzmodell möglichst hoher Lösungsgüte erstellt wird. Der Startpunkt für das Optimierungsverfahren wird durch die Initialparametrierungsvorschriften gewählt. Für die Komponentenparametrierung wird ein Fehlerzenario mit einem Spannungseinbruch auf $50\% \cdot U_n$ für eine Fehlerdauer von 150 ms angenommen. Für die Kopplungsimpedanzen werden zusätzlich Spannungseinbrüche auf $0\% \cdot U_n$ bis $90\% \cdot U_n$ in 10%-Schritten durchgeführt.

5.3.1 Identifikation notwendiger systemischer Kenndaten

Zur Identifikation notwendiger systemischer Kenndaten werden die in Tabelle 5-5 dargestellten Werte untersucht. Diese Kenndaten erfüllen die Anforderung, dass sie den Verteilungsnetzbetreibern unter heutigen Voraussetzungen (z. B. unter Einhaltung des Datenschutzes) zur Verfügung stehen. Für ausgewählte Grey-Box-Parameter (Reaktanzen, Zeitkonstanten und Regelparameter) wird ausgewertet, welche Eingangsparameter der Netztopologie und der Komponentenparametrierung den höchsten Einfluss auf eine Veränderung der Grey-Box-Parameter aufweisen. Hierfür wird eine globale, Varianz-basierte Sensitivitätsanalyse unter Anwendung des Extended-Fourier-Amplitude-Sensitivity-Tests [Cuk73], [Sal98] verwendet (Implementierung vgl. [Erl15c]).

Im Ergebnis zeigt sich bei allen Grey-Box-Parametern die höchste Abhängigkeit bei den installierten maximalen Einspeise- bzw. Lastleistungen mit mindestens 34% bzw. 28% des Totaleffektes $S_{T,\min}$ (vgl. z. B. [Sch05]). Die zweithöchste Abhängigkeit erreicht mit mindestens 22% bzw. 20% die Anlagengröße der Einspeiser bzw. Lasten. Nachgelagerte Analysen zeigen, dass diese zwei systemischen Kennwerte zur validen Parametrierung der Grey-Box-Modelle genügen.

Das Ergebnis dieser dominanten Eingangsparameter ist wie folgt interpretierbar: Da das Vergleichskriterium zwischen Referenz- und Äquivalenznetz der Fehlerstrom am Übergabepunkt zur 110 kV-Ebene ist, ist dessen Amplitude bei Vernachlässigung der Übertragungsverluste annähernd linear von der Anlagengröße abhängig. Der Einfluss der Impedanzen auf die Grey-Box-Parameter (exklusive der Kopplungsimpedanzen) ist folglich vernachlässigbar gering. Die Dynamik des Fehlerstroms bzw. dessen Einschwingverhalten ist wiederum maßgeblich von den physikalischen Maschinen- sowie den Regelparametern abhängig, welche mehrheitlich durch die Anlagengröße determiniert sind. Die Vorfehler- und Fehlersituation hat erwartungsgemäß nur einen geringen Einfluss auf die dynamischen Komponentenparameter, da die Grey-Box-Parametrierung andernfalls zu wenig robust gegenüber Änderungen dieser Arbeitspunkte wäre. Bemerkenswert ist hingegen, dass die Last- und Einspeise-Technologiedurchdringungen nur einen geringen Einfluss auf die Grey-Box-Komponentenparameter aufweisen. Eine mögliche Erklärung hierfür ist, dass die Durchdringungsrate im Variationsverfahren vollständig frei gewählt wird und sich hierdurch die Abhängigkeiten im Ergebnis negieren. Da auch ohne diese zusätzliche Information eine robuste Parametrierung erreicht werden kann, ist dies jedoch als unkritisch zu bewerten.

systemischer Kennwert	Beschreibung	$S_{T,min}$ 100 %
Leitungs- und Kabelimpedanzen	Einzelstrangwerte und kumulierte Werte für Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze	$\geq 3,0\%$
Transformatorimpedanzen	Einzelwerte pro Ortsnetzstation und kumulierte Parallelschaltung der Transformatorimpedanzen	$\geq 5,5\%$
installierte maximale Einspeiseleistung	Maximalleistung (Peak-Leistung) der jeweiligen Einspeisetechnologie	$\geq 34\%$
installierte maximale Lastleistung	Maximalleistung (Peak-Leistung) der jeweiligen Lasttechnologie (statisch und dynamisch)	$\geq 28\%$
Anlagengröße Einspeiser	Anzahl an Anlagen unterschiedlicher Nennscheinleistungen	$\geq 23\%$
Anlagengröße Lasten	Anzahl an Anlagen unterschiedlicher Nennscheinleistungen	$\geq 20\%$
Technologiedurchdringung Einspeiser	Prozentuale Durchdringung unterschiedlicher Einspeisetechnologien	$\geq 8,0\%$
Technologiedurchdringung Lasten	Prozentuale Durchdringung unterschiedlicher Lasttechnologien	$\geq 6,5\%$
Vorfehlersituation	Vorfehlerarbeitspunkt (Last-Einspeise-Verhältnis) und $\cos\varphi$ -Vorgabe der statischen Spannungshaltung	$\geq 5,0\%$
Fehlersituation	Fehlerarbeitspunkte (Spannungseinbruchtiefe, Fehlerdauer) und Blindleistungsstatik k der dynamischen Netzstützung	$\geq 7,0\%$

Tabelle 5-5: Untersuchte systemische Kenndaten ($S_{T,min}$: minimaler Totaleffekt aller Komponentenparameter; der Stichprobenumfang entspricht der gesamten Datenbasis)

5.3.2 Vorschriften für die Kopplungsimpedanzparametrierung

Für die Impedanzparametrierung wird eine Auswertung aller Kopplungsimpedanzen der gesamten Datenbasis durchgeführt. Da im Rahmen dieser Arbeit spannungsabhängige Kopplungsimpedanzen verwendet werden, wird die Abhängigkeit der Impedanzparametrierung von der Spannungseinbruchstiefe untersucht. Hierbei muss zwischen den drei nachfolgenden Kategorien differenziert werden:

1. Hauptkopplungsimpedanzen
2. Kopplungsimpedanzen der Lasten
3. Kopplungsimpedanzen der Einspeiser

In Abbildung 5-5 sind die Ergebnisse zusammenfassend dargestellt. Für die Spannungseinbrüche von $0\% \cdot U_n$ bis $90\% \cdot U_n$ ist jeweils das aus dem Datenbestand erfasste Minimum und Maximum dargestellt. Hieraus ergibt sich eine obere und untere Einhüllende (Hüllkurve) für die Widerstands- und Reaktanzwerte. Die dargestellten Einhüllenden ergeben sich aus der Interpolation der Maximal- und Minimalwerte und sind somit Worst-Case Abschätzungen für eine Extremwertbetrachtung. Zwischen den Einhüllenden kann eine Korrektur anhand des Betrags der Realimpedanzen $|Z|$ durchgeführt werden, sofern diese Information des zu modellierenden Netzgebiets verfügbar ist. Andernfalls wird empfohlen, den funktional approximierten Mittelwert³³ zu verwenden. Dieser liefert gemäß den Verifikationsergebnissen hinreichend genaue Ergebnisse. In den Ergebnisabbildungen ist jeweils die Korrekturrichtung in Abhängigkeit der Realimpedanzen angegeben. Die Einhüllenden stellen hierbei die jeweils kleinsten und größten Impedanzen der verwendeten Kabel-, Freileitungs- und Transformatortypen gemäß Anhang 5 dar.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein grundsätzlich ähnlicher Zusammenhang der Impedanzwerte von der Spannungseinbruchstiefe mit $r, x \sim e^u$ besteht. Dieser resultiert aus dem dominanten Blindanteil des Kurzschlussstromes im Fehlerfall. Hierdurch sinken die Reaktanzwerte überproportional im Vergleich zum Vorfehlerfall ($U_n = 100\%$). Dieser fehlerhafte Offset erhöht sich mit steigender Spannungseinbruchstiefe. Ferner steigen die Übertragungsverluste mit fallender Spannungshöhe. Diesen Effekten wirken die spannungsabhängigen Impedanzwerte entgegen. Deren Wertebereich stimmt mit jenem der aggregierten Impedanzmodellierung gemäß den Initialparametrierungsvorschriften überein und kann folglich als plausibel angenommen werden.

³³ Zur Mittelwertapproximation in Kapitel 5.3.2 und 5.3.3 wird aufgrund des exponentiellen Zusammenhangs und zur Reduktion des Informationsbedarfs eine einfache Exponentialfunktion der Form $f(x) = a \cdot e^{b \cdot x}$ oder $f(x) = a \cdot e^{b \cdot x} + c \cdot e^{d \cdot x}$ mit den zu bestimmenden Konstanten a, b, c und d gewählt.

Auffällig ist der Anstieg der Impedanzwerte der Einspeiser bei sinkenden Spannungseinbruchstiefen (siehe Abbildung 5-5: A und B). Dies ist insbesondere durch leistungselektronisch gekoppelte Einspeiser begründet: Die Impedanzen wirken hierbei der Strombegrenzung sowie, im Falle des doppelt gespeisten Asynchrongenerators, dem Überstrom- und Überspannungsschutz entgegen. Die größten Parametrierungsunsicherheiten ergeben sich erwartungsgemäß bei der Einspeiserreaktanz, welche maßgeblich den Blindstrom beeinflusst. Bei dieser Kopplungsimpedanz ist daher die Zuhilfenahme der Realimpedanzen zu empfehlen. Die Implementierung der spannungsabhängigen Impedanzen kann z. B. als Leitermodell mit einer nichtlinearen Kennlinie erfolgen. Die Zuhilfenahme der Korrekturfaktoren sowie -richtung ist grundsätzlich zu empfehlen.

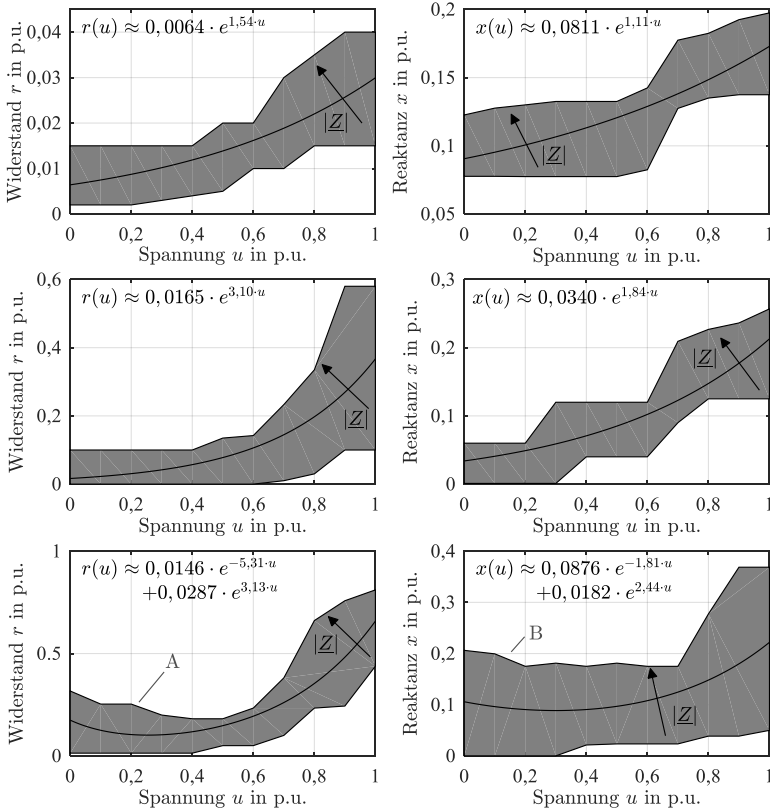


Abbildung 5-5: Parametrierungsvorschriften für spannungsabhängige Widerstands- (links) und Reaktanzwerte (rechts) für Hauptkopplungsimpedanzen (oben) sowie Kopplungsimpedanzen für Lasten (mittig) und Einspeiser (unten) (**schwarz:** Einhüllende und Mittelwertapproximation; **grau:** interpolierte Datenschar der gesamten Datenbasis)

5.3.3 Vorschriften für die Komponentenparametrierung

Die Ableitung der Vorschriften zur Komponentenparametrierung erfolgt anhand identifizierter Abhängigkeiten der zwei systemischen Kenndaten. Die installierte Maximalleistung der Anlagen $S_{\max, \text{Last}}$ bzw. $S_{\max, \text{DEA}}$ wird als primärer Indikator gewählt. Die Anlagengröße N_{Last} bzw. N_{DEA} dient als sekundärer Indikator bzw. als Korrekturfaktor. Im Ergebnis kann zwischen den drei nachfolgenden Kategorien genereller Abhängigkeiten differenziert werden, die am exemplarischen Beispiel des Synchrongenerators in Abbildung 5-6 dargestellt sind:

1. kein funktionaler Zusammenhang
2. (schwacher) linearer funktionaler Zusammenhang
3. nichtlinearer funktionaler Zusammenhang

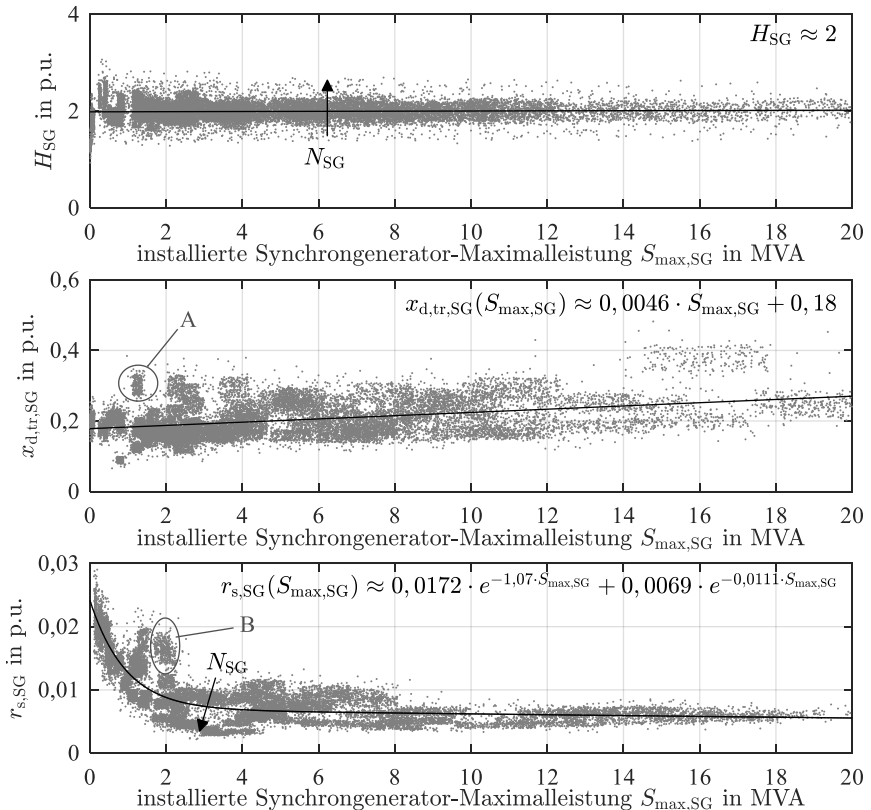


Abbildung 5-6: Exemplarische Kategorien der Komponentenparametrierungsvorschriften für die Kategorien 1. (oben), 2. (mittig) und 3. (unten) (**schwarz:** Mittelwertapproximation; **grau:** Datenschar der gesamten Datenbasis)

Die vollständigen Ergebnisse der Vorschriften aller Grey-Box-Komponentenparameter sind in Anhang 6 aufgeführt. Anhand der drei aufgeführten Beispiele werden die Ergebnisse im Folgenden analysiert: Wenngleich das Optimierungsverfahren eine Abweichung zuließe, stimmen die Wertebereiche für alle Parameter mit jenen der stochastischen Parameter überein und können folglich als plausibel angenommen werden. Bei allen Parametern nimmt die Stichprobenanzahl mit steigender, installierter Maximalleistung ab, da die Wahrscheinlichkeit der Realisierung aufgrund der Überprüfung bzw. Einhaltung der Betriebsmittelgrenzen im Variationsverfahren unwahrscheinlicher wird. Für die meisten Parameter existieren Datenschar-Bündelungen (siehe z. B. Abbildung 5-6: A und B). Diese sind zumeist zurückzuführen auf die im Variationsverfahren verwendeten, diskreten Impedanzwerte der Kabel-, Freileitungs- und Transformatortypen. Weitere Gründe für Ansammlungen in den Datenscharen sind die Verwendung diskreter Maschinenparameter und Stellgrößenbegrenzungen im Erregersystem sowie in den leistungselektronischen Komponenten. Zur Identifikation der funktionalen Zusammenhänge sind diese jedoch als unkritisch zu bewerten, da die Güte der Funktionsschätzung bei einer Interpolation nicht wesentlich erhöht würde.

Die Zuhilfenahme der Korrekturfaktoren und -richtung zur Verbesserung der Lösungsgüte ist grundsätzlich zu empfehlen. Hierbei sollten die Initialparametrierungsvorschriften zur Berechnung der Korrekturfaktoren verwendet werden. Es existieren jedoch Fälle, in denen keine eindeutige Korrekturrichtung bestimmbar ist. Die einzige Möglichkeit zur Verbesserung der Lösungsgüte stellen dann Validierungen dar, z. B. durch Störschriebe an den MS-NS-Übergabepunkten.

Zu 1.: kein funktionaler Zusammenhang

Sofern (näherungsweise) kein funktionaler Zusammenhang des jeweiligen Komponentenparameters mit der primären systemischen Kenngröße identifiziert werden kann, ist von einer Abhängigkeit zu einem oder mehreren anderen systemischen Daten (z. B. der Technologiedurchdringung) auszugehen. Alternativ ist es möglich, dass diese Parameter interdependent mit einem oder mehreren weiteren Parametern sind und hierdurch eine mehrdimensionale Abhängigkeit besteht. Um den Parametrierungsaufwand jedoch auf die zwei identifizierten systemischen Kenndaten beschränken zu können, wird die Verwendung des jeweiligen Mittelwerts empfohlen. Hierbei kann die Anlagengröße als zusätzlicher Korrekturfaktor zur Gewichtung des Mittelwertes dienen, sofern diese Information im zu modellierenden Netzgebiet vorliegt. Im Beispielfall ist die Korrekturrichtung der Trägheitszeitkonstante H eindeutig über empirische Daten bestimmbar (vgl. Tabelle A-5 in Anhang 2). Die Validität dieser Vorgehensweise wird in Kapitel 6 dargestellt.

Zu 2.: (schwacher) linearer funktionaler Zusammenhang

Im Falle der (schwachen) linearen funktionalen Zusammenhänge werden höhere Gütwerte bei der Funktionsschätzung erreicht als bei der Annahme von konstanten Werten (vgl. 1.) oder nichtlinearen Zusammenhängen (vgl. 3.). Dennoch besteht zumeist nur ein schwacher linearer Zusammenhang $f(x) = a \cdot x + b$ mit Werten von $|a| < 0,1$. Die Korrekturfaktoren der Anlagengröße N_{Last} bzw. N_{DEA} können zur linearen Verschiebung angewendet werden, sofern zusätzliche Informationen über das zu modellierende Netzgebiet vorliegen. Es existieren jedoch Fälle, in denen keine Korrekturrichtung angegeben ist, da diese nicht eindeutig bestimmt werden kann. Im dargestellten Beispiel ist dies die transiente Reaktanz der d-Achse des Synchrongenerators, welche nicht eindeutig mit der Generatorscheinleistung korreliert (vgl. Tabelle A-5 in Anhang 2). In diesen Fällen wird zur Verbesserung der Lösungsgüte die Verwendung weiterer Informationen der installierten Anlagen, z. B. mithilfe von Herstellerangaben, oder alternativ die Verwendung von Messwerten empfohlen. Wenngleich wie in dem aufgeführten Beispiel bisweilen große Differenzen zu manchen Datenpunkten existieren (siehe Abbildung 5-6: A), erreicht die Annahme einer linearen Skalierung mit der Maximalleistung hinreichend genaue Ergebnisse. Dies wird im Rahmen der Modellvalidierung belegt.

Zu 3.: nichtlinearer funktionaler Zusammenhang

Für nichtlineare funktionale Zusammenhänge wird, analog zur Impedanzparametrierung, zur Reduzierung des Parametrierungsaufwandes eine einfache Exponentialfunktion der Form $f(x) = a \cdot e^{b \cdot x}$ oder $f(x) = a \cdot e^{b \cdot x} + c \cdot e^{d \cdot x}$ gewählt. Die nichtlinearen Zusammenhänge ergeben sich zumeist durch die Physik der Maschinen und das Design der Regler innerhalb der leistungselektronischen Komponenten. Im vorliegenden Beispiel ist der Zusammenhang des Statorwiderstandes mit der installierten, kumulierten Maximalleistung der Synchrongeneratoren $r_s \sim 1/S_{\text{max,SG}}$ analog zu den empirischen Komponentenparametern (vgl. Tabelle A-5 in Anhang 2) und folglich plausibel. Mit einem steigenden Anteil von Anlagen mit geringeren Nennleistungen sinkt gemäß der Korrekturfaktorrichtung die Höhe des Statorwiderstandes. Sofern andere Grey-Box-Komponenten verwendet werden als die innerhalb dieser Arbeit beschriebenen, wird eine Überprüfung der dargestellten nichtlinearen Zusammenhänge empfohlen. Denn während sich die Parameter der Kategorien 1. und 2. bei einem Modellwechsel nicht wesentlich ändern, kann es aufgrund der modellinhärenten Zusammenhänge zu Abweichungen von den angegebenen Exponentialfunktionen kommen. Ein Vorteil des Verfahrens ist, dass die Regelung der dynamischen Netzstützung unabhängig von der grundlegenden Modellstruktur ist und folglich unberührt von Modellveränderungen bleibt.

6 Validierung und Diskussion

Die Validierung und Plausibilisierung des Modellierungsansatzes sowie der Parametrierungsvorschriften erfolgt in drei Stufen:

1. Überprüfung der **Robustheit** des generellen Grey-Box-Modellierungsansatzes durch Sensitivitätsbetrachtungen per Variation stationärer Vorfehler- und dynamischer Fehlerarbeitspunkte
2. Überprüfung der **Plausibilität** der dynamischen Parametrierungsvorschriften anhand synthetisch erstellter Verteilungsnetzregionen
3. Überprüfung der **Validität** des Modellierungsansatzes sowie der dynamischen Parametrierungsvorschriften anhand eines Realbeispiels eines dreiphasigen überlagerten Fehlers mit Erdberührung, aufgezeichnet in einem städtischen Verteilungsnetz

Anhand dieser Validierungsschritte werden anschließend die Modellpotentiale und -grenzen diskutiert. Abschließend findet eine Beantwortung beider zentraler Forschungsfragen statt. Die hierbei identifizierten, allgemeinen Erkenntnisse dienen weiterhin der Bewertung einer Übertragbarkeit auf abweichende Modelle.

6.1 Sensitivitätsbetrachtung

Zur Überprüfung der **Robustheit** der dargestellten Modelle sowie des Äquivalenzmodellierungsansatzes werden exemplarische Ergebnisse der Variation stationärer Vorfehler- und dynamischer Fehlerarbeitspunkte dargestellt und diskutiert. Eine Variation der Eingangsparameter wird nicht durchgeführt, da das dargestellte Netzvariationsverfahren bereits per Zieldefinition eine möglichst breite Topologie- und Komponentenbandbreite aufweisen muss. Eine weitergehende Variation, z. B. der Impedanzwerte durch Hinzunahme weiterer Transformator-, Kabel- und Freileitungstypen, würde zu einer Interpolation der Datenschar-Bündelungen der dynamischen Parametrierungsergebnisse führen. Dies würde jedoch keinen weiteren oder nur einen marginalen Erkenntnisgewinn bei der Ableitung funktionaler Zusammenhänge erbringen.

6.1.1 Stationäre Arbeitspunkte

Bei der Variation der stationären Arbeitspunkte in der Vorfehlersituation kann zwischen den drei nachfolgenden Kategorien differenziert werden:

1. Last-Einspeise-Situation
2. statische Spannungshaltung
3. Netztopologie bzw. Vermaschungsgrad

Zu 1. und 2.: Last-Einspeise-Situation und statische Spannungshaltung

Sofern Informationen über die aktuelle Gesamtlast und -einspeisung im zu betrachtenden Zeitpunkt vorliegen, ermöglichen die Vorschriften der Initialparametrierung eine exakte Bestimmung der Komponentenparameter. Gleiches gilt für die Vorgaben der statischen Spannungshaltung bzw. für den $\cos\varphi$ -Wert, differenziert nach Einspeisetechnologie. Ist letzterer heterogen innerhalb einer Technologie im Netzgebiet gewählt, sollte der jeweilige Extremwert für das äquivalente Ersatzmodell angenommen werden ($\cos\varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ oder $\cos\varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$). Da die Ergebnisse der Initialparametrierung innerhalb des Stichprobenumfangs von 20.000 Netzgebieten bereits hinreichend umfangreich variiert werden und kein Fall mit einer Abweichung von $> 0,1\%$ des Nennstromwerts am Übergabepunkt beobachtet werden kann (vgl. Kapitel 5.2), wird auf eine weitere Variation verzichtet. Die Restabweichungen sind zumeist in der relativen Ungenauigkeit der spannungsabhängigen Kopplungsimpedanzen begründet. Sie sind im Systemkontext als unkritisch zu bewerten.

Sofern keine Messdaten bzw. Informationen des zu betrachtenden Zeitpunkts vorliegen, werden für Folgeforschungsarbeiten und Praxisanwendungen die nachfolgenden drei Extremwertbetrachtungen der beiden stationären Arbeitspunkte zur Bewertung von Worst- und Best-Case-Szenarien empfohlen:

1. Last-Einspeise-Situation
 - Maximaleinspeisung ($S_{\text{DEA}} = S_{\text{DEA,max}}$) und Maximallast ($S_{\text{Last}} = S_{\text{Last,max}}$)
 - Maximaleinspeisung ($S_{\text{DEA}} = S_{\text{DEA,max}}$) und Minimallast ($S_{\text{Last}} = 0$)
 - Minimaleinspeisung ($S_{\text{DEA}} = 0$) und Maximallast ($S_{\text{Last}} = S_{\text{Last,max}}$)
2. statische Spannungshaltung:
 - Maximalwirkleistungsbetrieb: $\cos\varphi = 1$
 - untererregter Betrieb: $\cos\varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$
 - übererregter Betrieb: $\cos\varphi = 0,95_{\text{übererregt}}$

Zu 3.: Netztopologie bzw. Vermaschungsgrad

Zur Variation des Vermaschungsgrades wird die Normalschaltung des offenen Ringnetzbetriebes in der MS- und NS-Ebene durch eine vollständig vermaschte Verschaltung in der gesamten Datenbasis substituiert. Eine Auswertung aller 20.000 Netzgebiete zeigt, dass die Vorfehler- und Fehlerströme am Übergabepunkt nur marginal variieren (vgl. Tabelle 6-1): Die höchste Abweichung zeigt das Gütekriterium 1.iii mit $1,89\% \cdot I_n$. Das Zeitbereichsverhalten dieses Worst-Case-Falls ist in Abbildung 6-1 dargestellt. Die Abweichung der Dynamik ist selbst in diesem Fall als unkritisch zu bewerten. Folglich kann das vorgestellte Verfahren hinsichtlich des Vermaschungsgrades als robust angenommen werden.

Im Ergebnis zeigen sich die größten Abweichungen im Nachfehlerzeitraum. Die Abweichungen sind insbesondere durch das leicht angehobene Spannungsniveau aufgrund der Vermaschung erklärbar. Die veränderte Spannung wirkt auf die Spannungsregler und die Blindleistungsstatik ein. Da die Abweichungen der Äquivalenzmodelle bei Variation des Vermaschungsgrades gering sind ($< 2\% \cdot I_n$ bzw. < 5 ms), wird für Folgeforschungsarbeiten und Praxisanwendungen eine Parametrierung mithilfe spannungsabhängiger Kopplungsimpedanzen als hinreichend genaue Lösungsoption empfohlen.

Gütekriterium	Beschreibung	maximaler Wert*
1.i	durchschnittliche stationäre Abweichung im Vorfehlerzeitraum	0,18 %
1.ii	durchschnittliche stationäre Abweichung im Fehlerzeitraum	0,11 %
1.iii	durchschnittliche stationäre Abweichung im Nachfehlerzeitraum	1,89 %
2.i	maximale transiente Abweichung im Fehlerzeitraum	0,71 %
2.ii	maximale transiente Abweichung im Nachfehlerzeitraum	0,90 %
3.i	Einschwingzeit im Fehlerzeitraum	3,30 ms
3.ii	Einschwingzeit im Nachfehlerzeitraum	4,81 ms

Tabelle 6-1: Auswertung der Güteabweichung bei Variation des Vermaschungsgrades (*Auswertung aller Blind- und Wirkströme am HS-MS-Übergabepunkt der gesamten Datenbasis bei vollständiger Vermaschung der Netzgebiete)

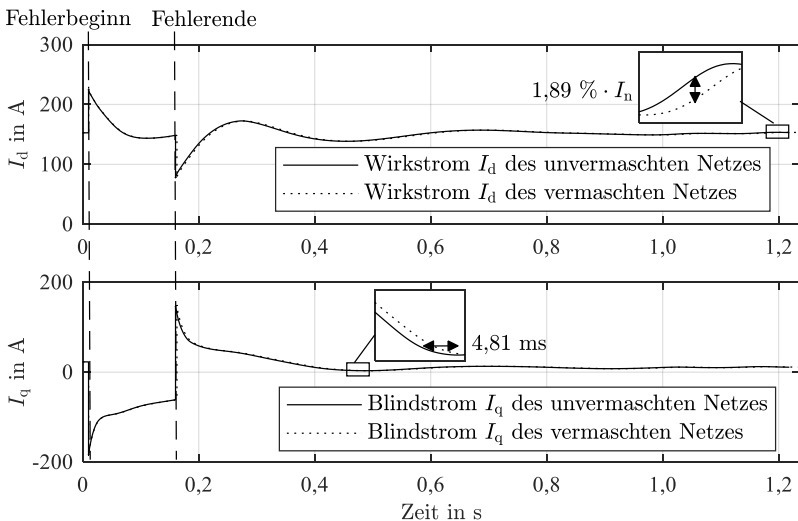


Abbildung 6-1: Darstellung des Worst-Case-Falls (Maximalabweichung) bei Variation des Vermaschungsgrades bei einem Spannungseinbruch auf $50\% \cdot U_n$ für 150 ms (unvermascht: detailliertes Referenzsystem; vermascht: Äquivalenzsystem)

6.1.2 Dynamische Arbeitspunkte

Als auslegungsrelevanter Standardfehlerfall (vgl. Kapitel 2.1.1) wird ein symmetrischer, dreipoliger Fehler mit Erdberührung mit einer Spannungseinbruchstiefe auf $50\% \cdot U_n$ für 150 ms ohne transiente Fehlerübergänge gewählt. Hiervon abweichend erfolgt zur Überprüfung der Modellrobustheit eine Variation der dynamischen Arbeitspunkte in der Fehlersituation innerhalb der nachfolgenden drei Kategorien:

1. Spannungseinbruchstiefe
2. Spannungseinbruchs-dauer
3. transiente Fehler: Veränderung der Fehlerimpedanz während des Fehlers sowie Mehrfachfehler

Zu 1. und 2.: Spannungseinbruchstiefe und -dauer

Die Robustheit gegenüber der Spannungseinbruchstiefe und -dauer wird anhand einer zufällig gewählten Anzahl von 1.000 Netzen bzw. 5 % der gesamten Datenbasis exemplarisch überprüft. Hierzu werden Spannungseinbruchstiefen von $10\% \cdot U_n$ bis $90\% \cdot U_n$ in 20%-Schritten sowie Fehlerdauern von 50 ms bis 1 s in 50 ms-Schritten auf die Netze eingeprägt. Zur Quantifizierung der Bewertung wird der Gesamtgütwert (engl.: fit) verwendet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6-2 zusammenfassend dargestellt: Erwartungsgemäß führt die Spannungseinbruchs-dauer zu keinen signifikanten Abweichungen der Referenzsysteme (ca. $< 0,1\%$), da die Regelungen unabhängig von der Einbruchstiefe ausgelegt sind. Daher erfolgt die Auswertung anhand der Einbruchstiefen. Hierbei zeigen sich Abweichungen von durchschnittlich bis zu 2,3 % und maximal von bis zu 10,4 %. Hierbei werden die Fehlerströme sowohl über- als auch unterschätzt. Da das Verfahren den 50%-Spannungseinbruch als Ausgangspunkt der Optimierung verwendet, werden die Abweichungen ausgeprägter, je weiter dieser Arbeitspunkt entfernt ist. Diese Abweichungen sind durch die Approximation der spannungsabhängigen Kopplungsimpedanzen begründet und müssen als Abschätzungsmarge in die Systemanalysen einbezogen werden. Eine Verbesserung dieser Approximation stellt einen Anknüpfungspunkt für Folgeforschungsarbeiten dar.

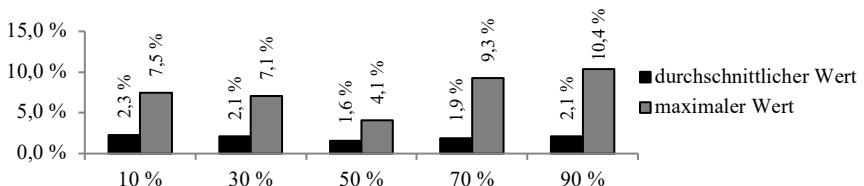


Abbildung 6-2: Auswertung der Gesamtgüte für 1.000 synthetische Netzgebiete (Auswertung aller Blind- und Wirkströme am HS-MS-Übergabepunkt in $\% \cdot U_n$)

Zu 3.: transiente Fehler

Die Robustheit gegenüber transienten Fehlern sowie Mehrfachfehlern wird exemplarisch anhand des Standardszenarios geprüft. Hierzu werden die Abweichungen zwischen dem Referenz- und dem Äquivalenzsystem bei einem transienten Fehler mit steigender Spannungsflanke sowie bei einem Mehrfachfehler (engl.: double dip) in einem Standardfall (zwei Spannungseinbrüche auf $40\% \cdot U_n$ für 50 ms im Abstand von 150 ms [Sun13]) untersucht. Der transiente Fehler ist durch diskrete Spannungseinbrüche in Abständen von 2 ms angenähert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6-3 dargestellt und zeigen, dass die Modelle selbst für Fehlerszenarien gültig sind, die stark von den Standardfehlern abweichen: Die Abweichungen der Gesamtgüte zwischen dem Referenz- und Äquivalenzsystem sind in beiden Fällen $< 2,5\%$. Dieses Ergebnis entspricht mit Blick auf die Ergebnisse der Einbruchtiefe und -dauer (vgl. 1. und 2. oben) den Erwartungen, da die Dynamik maßgeblich durch die dynamische Netzstützung determiniert wird. Ist folglich die Validität jedes Komponentenmodells innerhalb des Äquivalenzsystems gegeben, so kann im Allgemeinen dessen Robustheit gegenüber dynamischen Arbeitspunktverschiebungen angenommen werden.

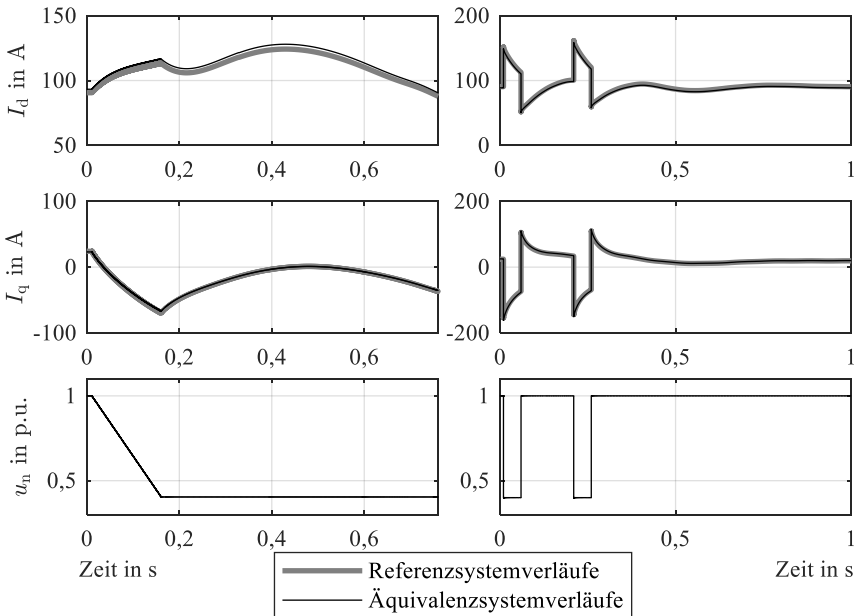


Abbildung 6-3: Exemplarische Modellrobustheitsprüfung bei einem transienten Fehler mit fallender Spannungsflanke (links) sowie bei einem Mehrfachfehler (rechts) (oben: Wirkstrom I_d ; mittig: Blindstrom I_q ; unten: Spannung u_n am HS-MS-Übergabepunkt)

6.2 Exemplarische Parametrierungsanwendung

Zur Plausibilisierung und Validierung der Parametrierungsvorschriften für den dargestellten Äquivalenzmodellansatz werden diese an neuen, d. h. durch ein anderes Verfahren erstellten, synthetischen Netzgebieten sowie an einem Realnetz angewendet. Diese exemplarische Anwendung soll die Übertragbarkeit des Verfahrens auf weitere Netzgebiete für Folgeforschungsarbeiten und Praxisanwendungen demonstrieren sowie die Verfahrensgrenzen aufzeigen.

6.2.1 Synthetische Referenznetze

Zur Überprüfung der **Plausibilität** der dargestellten Modelle sowie des Ansatzes der dynamischen Parametrierung wird das Verfahren auf eine neue Datenbasis von 2.000 synthetischen Netzen mit jeweils bis zu ca. 60.000 Knoten angewendet. Das verwendete Verfahren zur „Synthetisierung unbekannter Verteilungsnetze“ [Ins17] unterscheidet sich grundsätzlich von dem im Rahmen dieser Arbeit dargestellten Netzvariationsverfahren, da es eine Bottom-Up-Modellierung auf Basis demografischer Daten durchführt. Es dient folglich der Erstellung einer Netzanzahl mit einer möglichst großen Schnittmenge zu realen Netzgebieten. Die Komponenten der detaillierten Referenzsysteme werden ebenfalls individuell gemäß den im Rahmen dieser Arbeit identifizierten, stochastischen Parameterräumen parametriert. Wie in den vorherigen Kapiteln werden anhand der systemischen Kenndaten der synthetischen Netze und unter Verwendung der Parametrierungsvorschriften die Äquivalenzmodelle parametriert. Es erfolgt eine Auswertung der Lösungsgüte der detaillierten Referenzsysteme mit den Grey-Box-Modellen für das Standardfehlerszenario ($50\% \cdot U_n$ für 150 ms) anhand der Gütekriterien. Ferner wird nach Anwendung der dynamischen Parametrierungsvorschriften mit und ohne Korrekturfaktoren differenziert. Die Ergebnisse sind zusammenfassend in Abbildung 6-4 dargestellt.

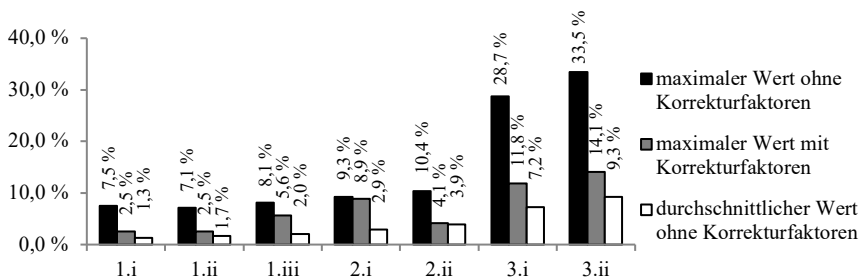


Abbildung 6-4: Auswertung der Gütekriterien (vgl. Kapitel 2.3) für 2.000 synthetische Netzgebiete (Auswertung aller Blind- und Wirkströme am HS-MS-Übergabepunkt je Gütekriterium; Kriterien 3.i und 3.ii in $100 \text{ ms}^{-1} \cdot 100\%$)

Die Ergebnisauswertung zeigt, dass die durchschnittlichen stationären Abweichungen (Gütekriterien 1.i, 1.ii und 1.iii) und die maximalen transienten Abweichungen (Gütekriterien 2.i und 2.ii), bezogen auf den jeweiligen Nennstrom am HS-MS-Übergabepunkt, geringer als 10% sind. Im Durchschnitt beträgt die Abweichung maximal 3,8% im Nachfehlerzeitraum (2.ii). Die Abweichungen der Einschwingzeiten (Gütekriterien 3.i und 3.ii) betragen im Maximum 33,5 ms im Nachfehlerzeitraum. Die Maximalwerte bzw. die von dem Durchschnitt deutlich abweichenden Werte („Ausnahmefälle“) können unter Verwendung der Korrekturfaktoren um bis zu ca. 65% des ursprünglichen Wertes verbessert werden.

Insgesamt kann das Verfahren der dynamischen Parametrierung als plausibel angenommen werden. Da jedoch keine Korrelationen der Ausnahmefälle mit Netzstruktur- oder Komponentendaten identifiziert werden können, wird für Folgeforschungsarbeiten sowie Praxisanwendungen die Verwendung der Korrekturfaktoren empfohlen, sofern die notwendigen Informationen vorliegen. Andernfalls müssen als Abschätzungsmargen ca. $\pm 10\%$ bei den Durchschnitts- und Maximalwerten sowie ca. + 30 ms bei den Einschwingzeiten einbezogen werden. Hiermit einhergehende, abweichende Systemdynamiken sind exemplarisch an einem Ausnahmefall in Abbildung 6-5 dargestellt. Wie in dem dargestellten Beispiel beschränken sich die höchsten Abweichungen pro Netzgebiet zumeist (in ca. 90% der Fälle) auf den Wirkstrom. Die Plausibilisierung des Verfahrens mithilfe anderer als in dieser Arbeit dargestellten Komponentenmodelle stellt einen Anknüpfungspunkt für Folgeforschungsarbeiten dar.

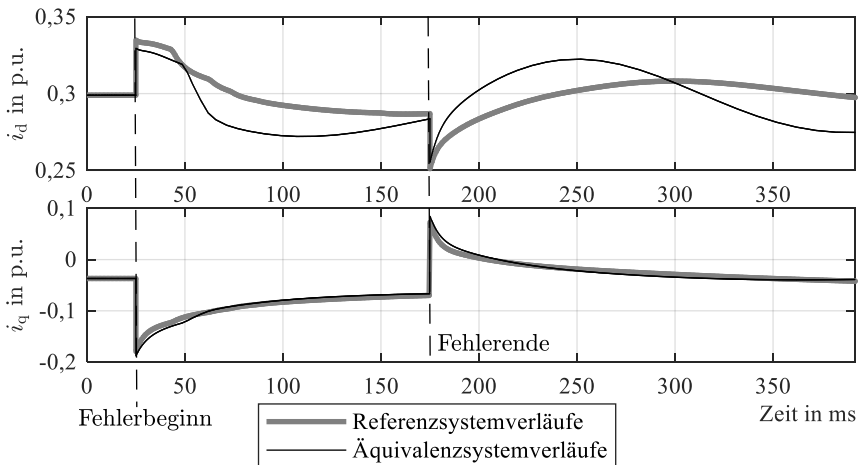


Abbildung 6-5: Exemplarische Darstellung eines Ausnahmefalls bei einem Spannungseinbruch auf $50\% \cdot U_n$ für 150 ms (oben: Wirkstrom i_d ; unten: Blindstrom i_q)

6.2.2 Reales Referenznetz

Zur Überprüfung der **Validität** der dargestellten Modelle sowie des Ansatzes der dynamischen Parametrierung wird die Störschriebmessung an der Sekundärseite eines städtischen HS-MS-Transformators bei einem dreipoligen Kurzschluss auf ca. $32\% \cdot U_n$ für ca. 155 ms verwendet. In Abbildung 6-6 ist das Netzgebiet schematisch dargestellt. Die systemischen Kenndaten zur Parametrierung des Äquivalenzmodells sind in Tabelle 6-2 aufgeführt. Mangels weiterer Informationen gehen keine Korrekturfaktoren in die Parametrierung der Kopplungsimpedanzen oder der Komponenten ein. Die in Tabelle 6-3 zusammengefassten Auswertungen der Gütekriterien zeigen eine weitgehend exakte Repräsentation des Fehlerverhaltens durch das Äquivalenzmodell. Die höchste Abweichung beträgt 3,8% des maximalen Wirkstroms im Nachfehlerfall, wobei das Modell das Realsystem hinsichtlich der Amplituden überschätzt. Aufgrund der geringen Komplexität des Netzgebietes, insbesondere bedingt durch die geringe DEA-Durchdringung, wird von einer allgemeinen Validitätsaussage abgesehen. Es wird jedoch die Hypothese aufgestellt, dass die entwickelte Methodik bis auf die zuvor diskutierten Ausnahmefälle valide ist. Folglich stellt die Validierung mithilfe weiterer Realnetzmessdaten einen Anknüpfungspunkt für Folgeforschungsarbeiten dar.

Beschreibung	Wert
Σ Maximalleistung WR-I-DEA (NS)	0,3 MW
Σ Maximalleistung WR-I-DEA (MS)	0,19 MW
Σ Maximalleistung SG-DEA (MS)	1,63 MW
Σ Maximallast (statisch:dynamisch*)	18,6 MW
Σ Ist-Einspeisung WR-I-DEA (NS)	0,24 MW
Σ Ist-Einspeisung WR-I-DEA (MS)	0,15 MW
Σ Ist-Einspeisung SG-DEA (MS)	1,63 MW
Σ Ist-Last (statisch:dynamisch*)	12,98 MW
statische Spannungshaltung: $\cos\varphi$	1
dynamische Netzstützung: k	2
HS-MS-Transformator: S_n	31,5 MVA
HS-MS-Transformator: u_k	11,8%

Tabelle 6-2: Kenndaten des Realnetzes (*Annahme mit 50:50%)

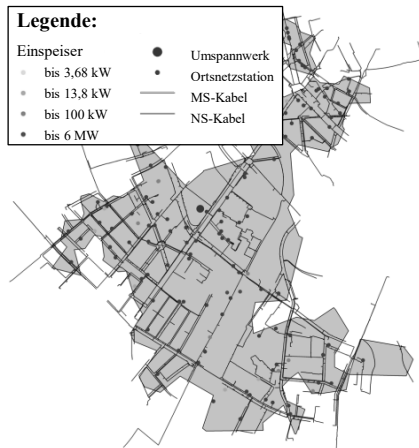


Abbildung 6-6: Realnetzgebiet

Bewertungsgröße	Gütekriterium						
	1.i	1.ii	1.iii	2.i	2.ii	3.i	3.ii
Wirkstrom	0,0%	2,1%	1,7%	3,4%	3,8%	4,2 ms	5,0 ms
Blindstrom	0,0%	0,4%	0,8%	0,2%	1,4%	3,8 ms	7,2 ms

Tabelle 6-3: Realnetzvalidierungsergebnisse bei einem Spannungseinbruch auf $32\% \cdot U_n$ für 155 ms

6.3 Modelldiskussion

6.3.1 Modellpotentiale und -grenzen

Modellpotentiale:

Der Ansatz der **stochastischen Komponentenmodellierung** wird für zukünftige, detaillierte Referenzmodellierung aktiver Verteilungsnetze empfohlen. Der Ansatz bietet die Möglichkeit, hochgradig diversitäres Anlagenverhalten innerhalb betrieblicher und baulicher Grenzen abzubilden. Das Resultat ist ein weitaus realistischeres Netzabbild als bei deterministischen Ansätzen. Der Ansatz kann auf beliebige andere Komponentenmodelle übertragen werden, sofern zuvor eine genaue Prüfung der zulässigen, stochastisch unabhängigen Parameterräume erfolgt.

Die Verwendung **reduzierter Komponentenmodelle** zur Äquivalenzmodellierung ist nicht zwingend notwendig, jedoch sinken mit der Modellordnung auch die festzulegenden Parameter. Zwar steigt zunächst der Zeitbedarf für eine valide Ordnungsreduktion, jedoch reduziert sich der Aufwand für nachfolgende Parametrierungsarbeiten. Die dargestellten Strategien zur Ordnungsreduktion können auf beliebige andere Komponentenmodelle übertragen werden, sofern die Interdependenzen der Modelle beachtet und in die Modellierung einbezogen werden.

Das **Gesamtäquivalenzmodell** ist eine Erweiterung bestehender Ansätze. Die Weiterentwicklungen ermöglichen mithilfe zusätzlicher Komponentendifferenzierungen nach Netzgruppen sowie nach Anschlussrichtlinien eine deutliche Erhöhung der Modellierungsflexibilität, z. B. für unterschiedlich zu parametrierende DEA-Parks oder zur Abbildung eines dominanten Herstelleraufkommens in einem Netzgebiet. Die Nutzung dieser Differenzierungen ist wiederum nur dann sinnvoll, sofern genügend Informationen über das Netzgebiet vorliegen.

Hinsichtlich der Parametrierung der Äquivalenzmodelle erweisen sich sowohl die **Initialparametrierungsvorschriften** als Erweiterung bestehender Ansätze als auch die **dynamischen Parametrierungsvorschriften** als neuartiger Ansatz als zielführend. Ersteres Verfahren ist in der dargestellten, weiterentwickelten Form nutzbar, sofern genügend Informationen vorliegen. Sind nur wenige systemische Informationen über das zu modellierende Netzgebiet verfügbar, kann die dynamische Parametrierung als Heuristik verwendet werden. Hierbei wird zur Erhöhung der Lösungsgüte die Nutzung der entwickelten, spannungsabhängigen Kopplungsimpedanzen sowie der entwickelten Korrekturfaktoren empfohlen.

Eine Übertragbarkeit aller dargestellten Verfahrensunterpunkte auf andere Modelle, z. B. auf Basis der CIGRE- oder WECC-Empfehlungen [Lam16], ist durchführbar und wird zur zusätzlichen Validierung empfohlen. Durch das dargestellte

Verfahren sinkt der Bedarf an detaillierten Informationen der zu modellierenden DEA. Alle Modelle sowie Verfahren sind ex-ante robust gegenüber Eingangsdatenänderungen sowie gegenüber Variationen der stationären und dynamischen Arbeitspunkte. Die Modelle sind im Ergebnis plausibel und valide.

Modellgrenzen:

Die getroffenen Annahmen einer elektromechanischen Effektivwertmodellierung implizieren, dass die verwendeten Modelle und vermutlich die gesamte Verfahrenskette nicht gültig ist für eine Modellierung hochfrequenter, elektromagnetischer Vorgänge. Die Validierung der Komponentenmodelle zeigt diesbezüglich Beispiele auf, die modellinhärent nicht abgebildet werden können. Insbesondere bei Wechselrichter-gekoppelten Anlagen bleibt zu untersuchen, ab welchem Zeitbereich die getroffenen Annahmen ihre Gültigkeit verlieren. Insbesondere im Hinblick auf ungewollte Inselnetzbildung bzw. schwache überlagerte Netze mit geringer Kurzschlussleistung ist die Gültigkeit der getroffenen Annahmen, z. B. hinsichtlich der idealen Phasenschleife, stets zu hinterfragen [Erl18].

Sofern die getroffenen Annahmen gültig sind, bleibt ein zentrales Problem des Kohärenz-basierten Grey-Box-Ansatzes bestehen: Bei einer Vielzahl unterschiedlicher nichtlinearer Verhaltensweisen in einem Netz steigt die Anzahl der Komponentenmodelle in dem Äquivalenzsystem linear an. Dies ist exemplarisch anhand des NH-Abschaltverhaltens gemäß bestehender Anschlussrichtlinien [VDE11] in Abbildung 6-7 dargestellt. Jeder der M NS-DEA wird ein stochastischer Abschaltzeitpunkt innerhalb der zulässigen 100 ms zugewiesen. Dieses Verhalten kann in den Extremfällen im Äquivalenzsystem entweder nur unzureichend genau durch eine Anlage (1. Grenzfall) oder mit erhöhtem Modellierungsaufwand durch M Anlagen (2. Grenzfall) approximiert werden. In derartigen Fällen wird die Verwendung linearer Approximationen des Verhaltens empfohlen, wodurch jedoch der (einmalige) Modellierungsaufwand steigt.

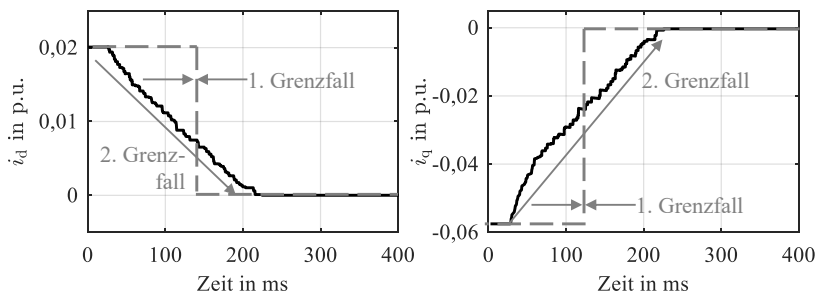


Abbildung 6-7: Stochastisches NH-Abschaltverhalten [VDE11] bei einem Spannungseinbruch auf 50% U_n für 150 ms (links: Wirkstrom i_d ; rechts: Blindstrom i_q)

6.3.2 Beantwortung der Forschungsfragen

1. Ist der Ansatz einer aggregierten elektromechanischen Äquivalenzmodellierung auch zur Abbildung diversitärer (stochastischer), interdependenter, aktiver Verteilungsnetze zur Bewertung der transienten Systemstabilität zulässig?
2. Welche Granularität der Äquivalenzmodellierung ist notwendig, um ausreichend genaue Ergebnisse durch aggregierte elektromechanische Modelle für eine Bewertung der transienten Stabilität zu erhalten?

Zu 1.: Zulässigkeit

Der in Vorforschungsarbeiten angewendete und im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelte Ansatz der Kohärenz-basierten Grey-Box-Modellierung ist zur Abbildung aktiver Verteilungsnetze geeignet. Dies gilt auch, wenn deren Komponenten sich innerhalb der technischen Netzanschlussrichtlinien hochgradig diversitär bzw. stochastisch verhalten. Weiterhin ist der Ansatz der dynamischen Parametrierung auf Basis zweier systemischer Kenndaten (installierte Maximalleistung sowie Anlagengröße) zulässig. Die Lösungsgüte des Ansatzes erhöht sich bei Verwendung spannungsabhängiger Kopplungsimpedanzen.

Zu 2.: Granularität

Die Granularität des Äquivalenzsystems richtet sich nach der kumulierten Residuallast (Notwendigkeit der Modellierung) sowie nach den vorliegenden Informationen (Lösungsgüte der Modellierung) des abzubildenden Netzgebiets.

1. **Notwendigkeit:** Sofern die kumulierte Last- oder Einspeiseleistung des abzubildenden Netzgebiets das relative Verhältnis eines zu unterschreitenden, tolerierbaren Fehlers überschreitet, muss eine Äquivalenzabbildung erfolgen.
2. **Lösungsgüte:** Sofern weitergehende Informationen über das Netzgebiet vorliegen, können die notwendigen Abschätzungsmargen reduziert werden. Hierzu ist eine granularere Aufteilung innerhalb der Äquivalenzmodelle gemäß dem Gesamtmodell notwendig.

Eine explizite Differenzierung nach MS- und NS-Ebene bei der Entscheidungsfindung wird folglich nicht empfohlen. Es muss stets die gesamte Residuallast des Netzgebietes betrachtet werden. Es sind die nachfolgenden **Abschätzungsmargen** bei der Prüfung von 1. und 2. zu beachten:

1. **durchschnittliche und maximale** Strom- sowie Leistungswerte: $\pm 10\%$ aufgrund dynamischer Arbeitspunktvariationen (vgl. Kapitel 6.1.2) und aufgrund der Approximation der dynamischen Parametrierung (vgl. Kapitel 6.2.1)
2. **Einschwingzeiten** der Strom- sowie Leistungswerte: $+ 30\text{ ms}$ aufgrund der Approximation der dynamischen Parametrierung (vgl. Kapitel 6.2.1)

7 Zusammenfassung und Ausblick

7.1 Zusammenfassung

Zur Einhaltung der weltweiten, klimapolitischen Ziele sowie dem hieraus bedingten Technologieausbau befindet sich das europäische elektrische Energiesystem in einem strukturellen Wandel: Während vormals zentrale, konventionelle Großkraftwerke die Markt- und Technologierahmenbedingungen dominierten, nimmt der Einfluss dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) auf beide Strukturebenen stetig zu. Da die zumeist durch erneuerbare Energien gespeisten DEA mehrheitlich in der Verteilungsnetzebene installiert sind bzw. zukünftig installiert werden, gilt es u. a., deren Einfluss auf die transiente Stabilität im Systemkontext zu untersuchen.

Forschungsbedarf und Zielsetzung:

Da der konventionelle, analytische Indikator transientscher Kurzzeitstabilität, der Polradwinkel, aufgrund mehrheitlich leistungselektronisch gekoppelter Anlagen zukünftig an Gültigkeit verliert, muss eine Spannungsebenen-übergreifende Modellierung zur Anwendung von Zeitbereichssimulationen erfolgen. In der Mittel (MS)- und Niederspannungs (NS)-Ebene stellen sich insbesondere aufgrund der hohen Diversität der installierten Anlagen, respektive aufgrund der vielfältigen baulichen und regelungstechnischen Konzepte, die nachfolgenden Forschungsbedarfe: Es gilt zum einen zu untersuchen, welcher Ansatz geeignet und ohne hohen Informationsbedarf parametrierbar ist. Ferner gilt es zu untersuchen, ob dieser im Kontext des stochastischen DEA- und Lastverhaltens gültig ist und in welcher Granularität die Systeme abzubilden sind.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein geeignetes Verfahren zur Abbildung stochastisch parametrierbarer, detaillierter Referenzsysteme (MS- mit unterlagerten NS-Netzgebieten) erstellt. Auf der Basis der Referenzsysteme wird untersucht, ob und in welchen Grenzen der gewählte Äquivalenzmodellierungsansatz gültig ist. Hierfür wird zunächst eine geeignete Struktur der Gesamtmodellkomposition erarbeitet. Diese wird auf Basis einer möglichst großen Datenbasis auf ihre Parametrierbarkeit anhand weniger, systemischer Kenndaten über das zu modellierende Netzgebiet untersucht. Diese Kenndaten müssen hierbei zunächst mit einem geeigneten Verfahren unter Berücksichtigung stochastischer Abhängigkeiten identifiziert werden. Die exemplarische Anwendung demonstriert die Gültigkeit des Verfahrens und zeigt Modellierungsgrenzen bzw. Anknüpfungspunkte für Folgeforschungsarbeiten auf.

Modellierungsansatz:

Hinsichtlich des Modellierungsansatzes erweist sich die Kohärenz-basierte Grey-Box-Modellierung als zielführendste Option. Andere Ansätze benötigen entweder eine vollständige Information des zu modellierenden Netzgebiets oder können nicht oder nur unter großen Unsicherheiten durch systemische Kenndaten parametrisiert werden. Der gewählte Modellierungsansatz wird hierbei hinsichtlich des Detaillierungsgrades, der Validität der verwendeten Komponentenmodelle sowie der Abbildbarkeit stochastischer Parameterräume weiterentwickelt. Ferner ist in den Ansatz die Möglichkeit einer Parametrisierung anhand systemischer Kenndaten integriert.

Stochastische Einzelkomponentenmodellierung:

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte, stochastische, elektromechanische Einzelkomponentenmodellierung ist erfolgreich an reinen Maschinen-, Maschinen-Regler-, Leistungselektronik- sowie Hybridsystemen getestet. Anhand von Low-Voltage-Ride-Through-Messungen im Rahmen von Laboruntersuchungen wird in Abhängigkeit der Technologie ein stochastischer Parameterraum identifiziert, welcher zusätzlich durch Netzanschlussrichtlinien zu begrenzen ist. Mithilfe dieses Ansatzes lassen sich weitaus realistischere Referenzsysteme als in Vorarbeiten erzeugen, in denen zumeist lediglich ein exemplarischer Netzausschnitt mit festgelegten Komponentenparametern modelliert wird. Der Ansatz kann auf andere Komponentenmodelle übertragen werden, sofern zuvor eine eingehende Prüfung der zulässigen Parameterräume erfolgt.

Äquivalenzmodellierung:

Für jeden Technologietyp werden Strategien aufgezeigt, mit deren Hilfe die Ordnungshöhe der Komponenten des Äquivalenzsystems zielführend unter Wahrung der Gesamtmodellgültigkeit reduziert werden kann. Im Ergebnis zeigt sich, dass eine Reduktion der ursprünglichen Modellhöhe um den Faktor zwei bis drei möglich ist. Letzteres gilt insbesondere für besonders komplexe Komponentenmodelle wie dem doppelt gespeisten Asynchrongenerator.

Hinsichtlich des Gesamtmodells wird eine Ergänzung des Detail- bzw. Differenzierungsgrades der Vorarbeiten durchgeführt. Hierdurch lässt sich die Modellgenauigkeit erhöhen, um beispielsweise unterschiedliche Vorgaben der Blindstromstatik innerhalb eines Netzgebiets abbilden zu können. Es wird eine weitere Differenzierungsebene zur Unterscheidung räumlicher oder baulicher Häufungen erarbeitet. Durch beide Detaillierungen wird die Modellgüte erhöht.

Beide Ansätze sind auf andere Modelle übertragbar. Das Gesamtmodell kann hierbei nur mithilfe entsprechender Zusatzinformationen detailliert werden.

Parametrierungsvorschriften:

Mithilfe einer Varianz-basierten Sensitivitätsanalyse werden systemische Kenndaten identifiziert, die eine Parametrierung der Grey-Box-Modelle anhand weniger Informationen ermöglichen: Hierbei wird als Primärindikator die maximale Einspeise- und Lastleistung, differenziert nach tatsächlichen oder angenommenen Technologietypen, empfohlen. Als Sekundärindikator kann zur Erhöhung der Lösungsgüte bzw. zur Verringerung von Abschätzungs- bzw. Sicherheitsmargen die kumulierte Häufigkeit der Anlagengröße, ebenfalls differenziert nach Technologietypen, verwendet werden.

Sofern weitere Informationen vorliegen, können die im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelten Ansätze zur Initialparametrierung angewendet werden. Hierbei wird aufgrund der hohen Sensitivität empfohlen, die Kopplungsimpedanzen mit besonderem Bedacht anhand der aggregierten Impedanzen der jeweiligen Technologie zu parametrieren. Die Initialparametrierungsvorschriften können weiterhin unterstützend zur dynamischen Parametrierung verwendet werden, sofern entsprechende Zusatzinformationen vorliegen.

Als zentraler, neuartiger Ansatz dieser Arbeit wird die dynamische Parametrierung dargestellt und erfolgreich validiert. Mithilfe eines hochgradig diversitären Netzportfolios von 20.000 Netzen mit jeweils bis zu 80.000 individuell parametrisierten Komponenten können funktionale Abhängigkeiten der Impedanz- und Komponentenparameter mit den identifizierten, systemischen Kenndaten abgeleitet werden. Im Ergebnis werden keine, (schwach) lineare sowie nichtlineare Zusammenhänge identifiziert, mit deren Hilfe die Komponenten parametrisiert werden können. Die nichtlinearen Zusammenhänge können durch einfache Exponentialfunktionen approximiert werden. Eine Ausnahme bilden hierbei die spannungsabhängigen Kopplungsimpedanzen, deren Parametrierung ausschließlich anhand der aktuellen, am Netzverknüpfungspunkt anliegenden Spannung empfohlen wird. Sie folgen einem nichtlinearen, exponentiell mit der Spannungshöhe ansteigenden Verlauf. Dieser ist insbesondere durch die erhöhten Übertragungsverluste bei geringeren Spannungen sowie durch leistungselektronische Begrenzungs- und Schutzsysteme begründet.

Robustheit, Validierung und Modellgrenzen:

Das Verfahren ist robust gegenüber Eingangsparametervariationen. Durch Hinzunahme weiterer Netztopologien oder -kenndaten wird lediglich eine geringe Verbesserung der Lösungsgüte der dynamischen Parametrierungsvorschriften erwartet. Weiterhin kann durch eine Variation der stationären Arbeitspunkte im

Vorfehler- sowie der transienten Arbeitspunkte im Fehlerfall der Modellierungsansatz hinsichtlich modellinhärenter Grenzen getestet werden. Im Ergebnis zeigt diese Sensitivitätsbetrachtung, dass der entwickelte Verfahrensansatz in fast allen Fällen zu maximalen Abweichungen $\leq 2,3\%$ der durchschnittlichen Strom- und Leistungsverläufe führt. In Ausnahmefällen werden Abweichungen von bis zu ca. $\pm 10\%$ beobachtet, die als Abstands- bzw. Sicherheitsmarge empfohlen werden.

Mithilfe eines abweichenden Verfahrens zur Erstellung synthetischer Verteilungsnetze sowie anhand eines Realnetzes sind die Modelle sowie die Gültigkeit der gesamten Verfahrenskette erfolgreich plausibilisiert und validiert. Insgesamt treten nur in Ausnahmefällen Abweichungen von bis zu ca. $\pm 10\%$ der Amplitudenhöhe bzw. bis zu ca. $+ 30$ ms der Einschwingzeiten zwischen dem Referenz- und dem Äquivalenzsystem auf.

Da bei den Durchschnitts- und Amplitudenhöhen kein dominierendes Vorzeichen identifizierbar ist und da ferner keine Korrelationen der Ausnahmefälle mit Netzstrukturdaten bestimmbar sind, werden die oben genannten Abstandsmargen von $\pm 10\%$ bzw. $+ 30$ ms für alle Modellierungen empfohlen. Diese Margen können mit zunehmenden Informationen verringert werden. Die Zuhilfenahme des Korrekturfaktors der Anlagengröße erreicht hierbei Verbesserungen um bis zu ca. 65% . Die Abweichungen betreffen mehrheitlich mit ca. 90% die Wirkstromverläufe, während die Blindströme zumeist exakt abgebildet werden.

7.2 Ausblick

Mithilfe der entwickelten Methodik können, unter Einbeziehung von Abschätzungsmargen, Analysen der transienten Systemstabilität unter Einbeziehung der MS- und NS-Ebene bei hoher DEA-Durchdringung durchgeführt werden. Aus den gewonnenen Erkenntnissen ergeben sich insbesondere die nachfolgenden Anknüpfungspunkte für weitere Forschungsarbeiten.

Die dargestellte Verfahrenskette sowie die Modelle können in den nachfolgenden Bereichen weiterentwickelt werden, um die **Robustheit und die Lösungsgüte zu erhöhen** bzw. die Abschätzungsmargen zu verringern: Insbesondere bezüglich der spannungsabhängigen Kopplungsimpedanzen stellt die dargestellte, funktionale Approximation derzeit lediglich eine grobe Abschätzung dar. Diese kann anhand weiterer Netzgebiete verfeinert und hinsichtlich der Differenzierung nach Technologiearten ausgeweitet werden, z. B. unter Einbeziehung leistungselektronisch gekoppelter Lasten [Col13]. Weiterhin wird empfohlen, die funktionalen Approximationen der dynamischen Parametrierungsvorschriften im Hinblick auf weitere, systemische Kenndaten zu untersuchen. Ziel sollte hierbei sein, jene Parameter, bei denen keine Korrekturfaktoren oder -richtungen identifiziert sind,

hinsichtlich weiterer Korrelationen mit Netzstrukturdaten zu analysieren. Weiterhin wird empfohlen, die Gleichverteilungen in realitätsnahe Verteilungen von Netzkenndaten und Komponenten zu überführen, um die Bandbreite der dynamischen Parametrierungsunsicherheiten zu verringern.

Ferner wird vorgeschlagen, die **Validierung** der Modelle und Verfahren auszuweiten: Hierbei wird insbesondere empfohlen, die gesamte Verfahrenskette einschließlich einer Ausweitung der bestehenden, stochastischen Parameterräume mit anderen Last- und Einspeisemodellen, z.B. auf Basis der CIGRE- oder WECC-Empfehlungen [Lam16], durchzuführen. Ferner sollte die Validierung auf Basis weiterer Störschriebe bzw. Messdaten aus Realnetzen ausgeweitet werden.

Die entwickelten Modelle sind für reine Maschinensysteme, reine leistungselektronisch gekoppelte Anlagen sowie Mischformen gültig. Hierdurch können alle derzeitigen und zukünftig zu erwartenden DEA abgebildet werden. Insbesondere hinsichtlich **Lastmodellen** besteht jedoch die Notwendigkeit einer Einbeziehung weiterer Lastarten. Mit Blick auf die beschleunigte, weltweite Entwicklung der Elektromobilität [Rol17] sind hierbei insbesondere leistungselektronische Lasten zu untersuchen und bestehende Modelle [Col13] in das Verfahren zu integrieren.

Die Verfahrenskette kann auf **weitere Stabilitätsuntersuchungsaspekte** angewendet werden: Insbesondere zeitlich gröber aufgelöste oder hinsichtlich des Komplexitätsgrades reduzierte Simulationsgebiete, z.B. transiente Langzeituntersuchungen oder Kleinsignalanalysen zur Spannungsstabilität [Pre14], können mithilfe der dargestellten Methode abgedeckt werden. Hierbei gilt es, die für den jeweiligen Stabilitätskontext notwendigen Grenzen im Zeit- oder Frequenzbereich bei der Komponentenmodellierung einzuhalten.

Die entwickelten Modelle und Verfahren weisen inhärente Grenzen auf: Subtransiente bzw. **hochfrequente, elektromagnetische Vorgänge** können nicht mithilfe der dargestellten Modelle abgebildet werden. Dies gilt ebenfalls für die Untersuchung von subtransienten Schwingungen innerhalb eines Verteilungsnetzgebiets und zwischen mehreren Netzgebieten. Ferner ist die gesamte Verfahrenskette zur Erstellung dynamischer Parametrierungsvorschriften aufgrund der hohen Modellordnung elektromagnetischer Modelle nur eingeschränkt oder in Gänze nicht anwendbar. Zur Erhöhung des Detailgrades besteht folglich Forschungsbedarf hinsichtlich der systemischen Anwendbarkeit im Übertragungsnetzkontext innerhalb von elektromechanisch-magnetischen Hybridsimulationen [van15] und der Gültigkeit der dargestellten Modelle in höher aufgelösten Zeitbereichen. Insbesondere gilt es zu untersuchen, ab welcher Kurzschlussleistung die für den Netzparallelbetrieb ausgelegten Modelle ihre Gültigkeit bewahren.

Quellenverzeichnis

- [50H15] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransetBW GmbH: Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes, 2015.
- [ACG17] ACG Generators: Datenblätter der ACG Generatoren. http://acg-technologies.at/index1766.html?page_id=21.
- [Ali13] Ali, M.; Ilie, I.-S.; Milanovic, J. V.; Chicco, G.: Wind Farm Model Aggregation Using Probabilistic Clustering. In IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28; S. 309–316.
- [Alt15a] Altschäffl, S.; Witzmann, R.: Effect of reduced rotating inertia on expansion of voltage dips caused by three-phase faults in the German Power Transmission Network: 23rd International Conference on Electricity Distribution, 2015.
- [Alt15b] Altschäffl, S.; Witzmann, R.: A modelling approach for dynamic short-circuit analysis of the German power system considering all voltage levels: International ETG Congress, 2015; S. 129–136.
- [Alt16] Altschäffl, S.: Einfluss zunehmender Einspeisung aus Wechselrichtersystemen auf Kurzschlussauswirkungen im deutschen Übertragungsnetz. Dissertation, München, 2016.
- [Alt76] Altalib, H. Y.; Krause, P. C.: Dynamic equivalents by combination of reduced order models of system components. In IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1976, 95; S. 1535–1544.
- [Ann09] Annakkage, U. D.; Nair, N.-K. C.; Gole, A. M. et al.: Dynamic system equivalents: A survey of available techniques: Energy Society General Meeting, 2009.
- [Ann12] Annakkage, U. D.; Nair, N.-K. C.; Liang, Y. et al.: Dynamic System Equivalents. A Survey of Available Techniques. In IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27; S. 411–420.
- [Ant05] Antoulas, A. C.: Approximation of Large-Scale Dynamical Systems. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2005.

- [Arb17] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2016, Berlin und Köln, 2017.
- [Asb05] Asber, D.; Lefebvre, S.; Huneault, M.: Transient behavior of a distribution network incorporating decentralized generation. In *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2005, 27; S. 195–203.
- [Azm04a] Azmy, A. M.; Erlich, I.: Identification of dynamic equivalents for distribution power networks using recurrent ANNs: IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004; S. 721–726.
- [Azm04b] Azmy, A. M.; Erlich, I.; Sowa, P.: Artificial neural network-based dynamic equivalents for distribution systems containing active sources. In *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 2004, 151; S. 681.
- [Bag08] Baghaee, H. R.; Mirsalim, M.; Sanjari, M. J.; Gharehpetian, G. B.: Effect of type and interconnection of DG units in the fault current level of distribution networks: 13th International Power Electronics and Motion Control Conference, 2008; S. 313–319.
- [Ban17] Bange, J.; Gerhard, N.; Bergmann, D. et al.: *Windenergie Report Deutschland 2016*. Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 2017.
- [Bar15] Barbosa, A. M.; Caldeira Takahashi, R. H.; Aguirre, L. A.: Equivalence of non-linear model structures based on Pareto uncertainty. In *IET Control Theory & Applications*, 2015, 9; S. 2423–2429.
- [BDE08] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, Berlin, 2008.
- [BDE09] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *1. Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, Berlin, 2009.

- [BDE10] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: 2. Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Berlin, 2010.
- [BDE11] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: 3. Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Berlin, 2011.
- [BDE13] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: 4. Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Berlin, 2013.
- [Ber07] Berndt, H.; Hermann, M.; Kreye, H. D. et al.: TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, 2007.
- [Bil13] Billings, S. A.: Nonlinear System Identification: NARMAX Methods in the Time, Frequency, and Spatio-Tempora Domains. John Wiley & Sons, Chichester, 2013.
- [Bin12] Binder, A.: Elektrische Maschinen und Antriebe. Grundlagen, Betriebsverhalten. Springer, Berlin, Heidelberg, 2012.
- [Boe09] Boemer, J. C.; Gibescu, M.; Kling, W. L.: Dynamic models for transient stability analysis of transmission and distribution systems with distributed generation: An overview: IEEE Bucharest PowerTech, 2009.
- [Boe13] Boemer, J. C.; Torres, J. L. R.; van Ruitenbeek, E. et al.: Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall - Systemsicherheitsaspekte, Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, 2013.
- [Boe16] Boemer, J. C.: On Stability of Sustainable Power Systems. Network Fault Response of Transmission Systems with Very High Penetration of Distributed Generation. Dissertation, Delft, 2016.

- [Bok14] Bokhari, A.; Alkan, A.; Dogan, R. et al.: Experimental Determination of the ZIP Coefficients for Modern Residential, Commercial, and Industrial Loads. In IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29; S. 1372–1381.
- [Bol11] Bollen, M. H. J.; Hassan, F.: Integration of distributed generation in the power system. Wiley IEEE Press, Hoboken, 2011.
- [Bon07] Bonvin, D.; Mellichamp, D. A.: A unified derivation and critical review of modal approaches to model reduction. In International Journal of Control, 2007, 35; S. 829–848.
- [Bor97] Bordonau, J.; Cosan, M.; Borojevic, D. et al.: A state-space model for the comprehensive dynamic analysis of three-level voltage-source inverters: Record 28th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Formerly Power Conditioning Specialists Conference 1970-71. Power Processing and Electronic Specialists Conference 1972. IEEE, 1997; S. 942–948.
- [Bun09] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen. Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV, 2009.
- [Bun10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, 2010.
- [Bun11] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, 2011.
- [Bun14] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, 2014.
- [Bun15a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berlin, 2015.
- [Bun15b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), 2015.
- [Bun15c] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Zweites Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, 2015.

- [Bun16a] Bundesnetzagentur: Installierte EE-Leistung 2015, 2016.
- [Bun16b] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen. Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV, 2016.
- [Cam06] Campero-Littlewood, E.; Espinosa-Perez, G.; Escarela-Perez, R.: Transient Analysis of a Synchronous Generator Using a High-Order State Space Representation: Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference, 2006; S. 258–263.
- [Cas96] Castro, R.M.G.; Ferreira de Jesus, J. M.: A wind park reduced-order model using singular perturbations theory. In IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996, 11; S. 735–741.
- [Cha05] Chaniotis, D.; Pai, M. A.: Model Reduction in Power Systems Using Krylov Subspace Methods. In IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20; S. 888–894.
- [Cha14] Chandrasekaran, S.: Grid Connected Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbine under LVRT. Alma Mater Studiorum - Università di Bologna, 2014.
- [Che10] Chen, C. L.; Lai, J.-S.; Martin, D.; Lee, Y.-S.: State-space modeling, analysis, and implementation of paralleled inverters for microgrid applications: Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). IEEE, 2010; S. 619–626.
- [Che15] Cheng, X.; Lee, W.-J.; Sahni, M. et al.: Dynamic equivalent model development to improve the operation efficiency of wind farm: IEEE/IAS 51st Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference, 2015.
- [Che16] Cheng, X.; Lee, W.-J.; Sahni, M. et al.: Dynamic Equivalent Model Development to Improve the Operation Efficiency of Wind Farm. In IEEE Transactions on Industry Applications, 2016, 52; S. 2759–2767.
- [Chi92] Chibani, A.; Nakaoka, M.: A new state-feedback control based 3 phase PWM inverter with improved parallel resonant DC link: Conference Record of the 1992 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. IEEE, 1992; S. 801–808.

- [Cho06] Choi, B.-K.; Chiang, H.-D.; Li, Y. et al.: Development of composite load models of power systems using on-line measurement data: IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006; S. 8.
- [Cho95] Chow, J. H.; Galarza, R.; Accari, P.; Price, W. W.: Inertial and slow coherency aggregation algorithms for power system dynamic model reduction. In IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10; S. 680–685.
- [Col13] Collin, A. J.: Advanced Load Modelling for Power System Studies. Dissertation, Edinburgh, 2013.
- [Cra12] Crastan, V.; Westermann, D.: Elektrische Energieversorgung 3. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2012.
- [Cuk73] Cukier, R. I.: Study of the sensitivity of coupled reaction systems to uncertainties in rate coefficients. I Theory. In The Journal of Chemical Physics, 1973, 59; S. 3873.
- [Cut08] Cutsem, T.; Vournas, C.: Voltage Stability of Electric Power Systems. Springer US, Berlin, 2008.
- [daC11] da Costa, J. P.; Pinheiro, H.; Degner, T.; Arnold, G.: Robust Controller for DFIGs of Grid-Connected Wind Turbines. In IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58; S. 4023–4038.
- [Dan12] Dannehl, J.: Regelung von Netzpulsstromrichtern mit LCL-Filter für Antriebe mit kleiner Kapazität im Zwischenkreis. Dissertation, Kiel, 2012.
- [Deh07] Dehghani, M.; Karrari, M.: Nonlinear Robust Modeling of Synchronous Generators. In Iranian Journal of Science & Technology, 2007, 31; S. 629–640.
- [Deu12] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt (Integration EE). Endbericht, Berlin, 2012.
- [DIN11] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2011.

- [DIN16] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.; VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: DIN EN 61400-27-1 (VDE 0127-27-1) - Windenergieanlagen - Teil 27-1: Elektrische Simulationsmodelle (IEC 61400-27-1 2015). VDE-Verlag, Berlin, 2016.
- [Dja07] Djapic, P.; Ramsay, C.; Pudjianto, D. et al.: Taking an active approach. In IEEE Power and Energy Magazine, 2007, 5; S. 68–77.
- [Don96] Donnelly, M. K.; Dagle, J. E.; Trudnowski, D. J.; Rogers, G. J.: Impacts of the distributed utility on transmission system stability. In IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11; S. 741–746.
- [Ede14] Edenhofer, O. Hrsg.: Climate change 2014. Mitigation of climate change ; Working Group III contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, New York, 2014.
- [Eng11a] Engel, B.; Mallwitz, R.; Victor, M.: Leistungselektronik bei dezentralen erneuerbaren Energien - insbesondere bei Photovoltaik-Wechselrichtern: Bauelemente der Leistungselektronik und ihre Anwendungen - 6. ETG-Fachtagung, Bad Nauheim, 2011.
- [Eng11b] Engel, B.; Zeitler, G.: Dezentrale Energieeinspeisung - Systemdienstleistungen aus dem Niederspannungsnetz: Die Dynamik des Netzes - Konsequenzen für Erzeugung, Übertragung und Verteilung im sich verändernden Umfeld - 10. ETG/GMM-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“, München, 2011.
- [EPR04] EPRI Electric Power Research Institute: Advanced Load Modeling. Entergy Pilot Study. Technischer Bericht 1011391, Palo Alto, 2004.
- [Ere13] Eremia, M.; Shahidepour, M.: Handbook of Electrical Power System Dynamics. John Wiley & Sons, Hoboken, 2013.
- [Erl06] Erlich, I.; Shewarega, F.: Modeling of Wind Turbines Equipped with Doubly-Fed Induction Machines for Power System Stability Studies: IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. IEEE, 2006; S. 978–985.

- [Erl07] Erlich, I.; Kretschmann, J.; Fortmann, J. et al.: Modeling of Wind Turbines Based on Doubly-Fed Induction Generators for Power System Stability Studies. In IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22; S. 909–919.
- [Erl15a] Erlinghagen, P.; Wippenbeck, T.; Schnettler, A.: Modelling and sensitivity analyses of equivalent models of low voltage distribution grids with high penetration of distributed generation: 50th International Universities Power Engineering Conference, 2015.
- [Erl15b] Erlinghagen, P.; Wippenbeck, T.; Glinka, F.; Schnettler, A.: Comparison of Dynamic Simulations and Steady-State Calculations of Fault Currents in Distribution Grids with high DG Penetration: International ETG Congress, 2015; S. 14–19.
- [Erl15c] Erlinghagen, P.; Wippenbeck, T.; Glinka, F.; Schnettler, A.: Application of Variance-Based Sensitivity Analysis to Issues of Stability and Protection in Distribution Grids - Two Case Studies: 23rd International Conference on Electricity Distribution, 2015.
- [Erl17] Erlinghagen, P.; Knaak, M.; Wippenbeck, T.; Schnettler, A.: Development of a modular CHP test stand for the analysis of the dynamic behaviour of small synchronous generators. In CIRED - Open Access Proceedings Journal, 2017; S. 1695–1698.
- [Erl18] Erlinghagen, P.; Erkens, S.; Schnettler, A.: Backup power supply concepts for low-voltage microgrids with directly coupled or inverter-interfaced grid-forming generators. In Electrical Engineering, 2018; S. 1–12.
- [Ern12] Ernst, B.; Engel, B.: Grid integration of distributed PV-generation: IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, 2012.
- [Eur16] Europäischen Union: Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, 2016.
- [Fan13] Fan, R.; Zhao, D.; Tan, Z. et al.: State space based modeling and sensitivity analysis of DFIG in an unbalanced network: North American Power Symposium (NAPS). IEEE, 2013.

- [Fel10] Feltes, C.; Engelhardt, S.; Kretschmann, J. et al.: Dynamic performance evaluation of DFIG-based wind turbines regarding new German grid code requirements: IEEE PES General Meeting. IEEE, 2010.
- [Fen06] Feng, X.; Lubosny, Z.; Bialek, J.: Dynamic Equivalencing of Distribution Network with High Penetration of Distributed Generation: 41st International Universities Power Engineering Conference, 2006; S. 467–471.
- [Fen07a] Feng, X.; Lubosny, Z.; Bialek, J. W.: Identification based Dynamic Equivalencing: IEEE Power Tech, 2007; S. 267–272.
- [Fen07b] Feng, W.; Xiao-Ping, Z.; Ping, J.: Impact of wind turbines on power system stability: iREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability, 2007.
- [FGW13] FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien: Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten und -anlagen - Teil 3 - Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, Berlin, 2013.
- [FGW14] FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien: Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten - Teil 4 - Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Berlin, 2014.
- [For10] Fachausschuss Nachhaltiges Energiesystem 2050: Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien, ForschungsVerbund Erneuerbare Energien, Berlin, 2010.
- [For16] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN): rONT - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb, Berlin, 2016.
- [Fuc14] Fuchs, F.; Dietz, R.; Garske, S. et al.: Challenges of Grid Integration of Distributed Generation in the Interdisciplinary Research Project Smart Nord, 2014.

- [Gal98] Galarza, R. J.; Chow, J. H.; Price, W. W. et al.: Aggregation of exciter models for constructing power system dynamic equivalents. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 1998, 13; S. 782–788.
- [Gan15] Gan, C.; Todd, R.; Apsley, J. M.: Drive System Dynamics Compensator for a Mechanical System Emulator. In *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2015, 62; S. 70–78.
- [Gök12] Göksu, Ö.: Control of wind turbines during symmetrical and asymmetrical grid faults. Dissertation, Aalborg University, Department of Energy Technology, Aalborg, 2012.
- [Gol15] Golpîra, H.; Haghifam, M.-R.; Seifi, H.: Dynamic power system equivalence considering distributed energy resources using Prony analysis. In *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2015, 25; S. 1539–1551.
- [Gon13] González-Morán, C.; Viescas, C.; Díaz, G.: State-space representation of DFIG-based wind power plants. In *IET Renewable Power Generation*, 2013, 7; S. 254–264.
- [Gön14] Gönen, T.: *Electric power distribution engineering*. CRC Press, Boca Raton, FL, 2014.
- [Gu12] Gu, B.: *Model Order Reduction of Nonlinear Dynamical Systems*. Dissertation, Berkeley, 2012.
- [Guo12] Guo, W.; Xiao, L.; Dai, S.: Enhancing Low-Voltage Ride-Through Capability and Smoothing Output Power of DFIG With a Superconducting Fault-Current Limiter-Magnetic Energy Storage System. In *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2012, 27; S. 277–295.
- [Gut02] Guttromson, R. T.: Modeling distributed energy resource dynamics on the transmission system. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 2002, 17; S. 1148–1153.
- [Haj98] Hajagos, L. M.; Danai, B.: Laboratory measurements and models of modern loads and their effect on voltage stability studies. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 1998, 13; S. 584–592.

- [Har16] Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H. H. et al.: Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze. Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen, Universität Wuppertal, 2016.
- [Her09] Herman, L.; Blazic, B.; Papic, I.: Voltage profile support in LV distribution networks with distributed generation. In Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International, 2009.
- [Hof03] Hofmann, L.: Effiziente Berechnung von Ausgleichsvorgängen in ausgedehnten Elektroenergiesystemen. Habilitationsschrift, Universität Hannover, 2003.
- [Hof17] Hoffrichter, A.; Barrios, H.; Massmann, J.; Venkataramanachar, B.: Impact of Considering 110 kV Grid Structures on the Congestion Management in the German Transmission Grid: International Conference on Power Grid Modelling, 2017.
- [Hol16] Hollinger, R.; Diazgranados, L. M.; Braam, F.; Erge, T.; Bopp, G.; Engel, B.: Distributed solar battery systems providing primary control reserve. In IET Renewable Power Generation, 2016, 10; S. 63–70.
- [Hon14] Hong, B.; Hu, H.; Chen, T.; Li, Q.: Dynamic Equivalent Method of Motor Loads for Power Systems Based on the Weighted. In Journal of Power and Energy Engineering, 2014, 02; S. 416–422.
- [Hus16] Hussein, D. N.; Matar, M.; Iravani, R.: A Wideband Equivalent Model of Type-3 Wind Power Plants for EMT Studies. In IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31; S. 2322–2331.
- [Hyu13] Hyun, D.-Y.; Lim, C.-S.; Kim, R.-Y.; Hyun, D.-S.: Averaged modeling and control of a single-phase grid-connected two-stage inverter for battery application: 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2013; S. 489–494.
- [IEE05] IEEE Power Engineering Society: IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE, Piscataway, USA, 2005.
- [IEE92] IEEE Power Engineering Society: IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE, Piscataway, USA, 1992.

- [IEE93] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Models: Load representation for dynamic performance analysis (of power systems). In IEEE Transactions on Power Systems, 1993, 8; S. 472–482.
- [IEE95] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance: Standard load models for power flow and dynamic performance simulation. In IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10; S. 1302–1313.
- [Ili14] Ilic, M.; Nazari, M. H.: Dynamic modelling and control of distribution energy systems: comparison with transmission power systems. In IET Generation, Transmission & Distribution, 2014, 8; S. 26–34.
- [Ili74] Iliceto, F.; Capasso, A.: Dynamic Equivalents of Asynchronous Motor Loads in System Stability Studies. In IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1974, PAS-93; S. 1650–1659.
- [Ins17] Institut für Hochspannungstechnik: Rückblick 2016. Jahresbericht 2016/17, Aachen, 2017.
- [Ish05] Ishchenko, A.; Jokic, A.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W. L.: Dynamic reduction of distribution networks with dispersed generation: International Conference on Future Power Systems, 2005; S. 7.
- [Ish06] Ishchenko, A.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W. L.: Dynamic equivalencing of distribution networks with dispersed generation: IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006; S. 8.
- [Ish07a] Ishchenko, A.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W. L.: Dynamic equivalencing of distribution networks with dispersed generation using Hankel norm approximation. In IET Generation, Transmission & Distribution, 2007, 1; S. 818–825.
- [Ish07b] Ishchenko, A.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W. L.: Dynamic Equivalencing of Distribution Networks with Dispersed Generation Using Krylov Methods: IEEE Power Tech, 2007; S. 2023–2028.
- [Ish08] Ishchenko, A.: Dynamics and Stability of Distribution Networks with Dispersed Generation. Dissertation, Eindhoven, 2008.

- [Jin17] Jinxin, O.; Yanbo, D.; Di, Z. et al.: Dynamic equivalent model of doubly fed wind farm during electromagnetic transient process. In IET Renewable Power Generation, 2017, 11; S. 100–106.
- [Kal87] Kalaitzakis, K. C.; Vachtsevanos, G. J.: On the Control and Stability of Grid Connected Photovoltaic Sources. In IEEE Transactions on Energy Conversion, 1987, EC-2; S. 556–562.
- [Kan03] Kanellos, F. D.; Hatzargyriou, N. D.: Dynamic equivalents of distribution networks with embedded wind parks: IEEE Bologna Power Tech, 2003; S. 642–649.
- [Kar09] Karanayil, B.; Rahman, M. F.; Grantham, C.: Identification of Induction Motor Parameters in Industrial Drives with Artificial Neural Networks. In Advances in Fuzzy Systems, 2009.
- [Kav12] Kaviani, A. K.; Mirafzal, B.: Dynamic model of the three-phase single-stage boost inverter for grid-connected applications: IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, 2012; S. 4627–4634.
- [Kha13] Khajeh, A.; Ghazi, R.: Control of DFIG Wind Turbines Based on Indirect Matrix Converters in Short Circuit Mode to Improve the LVRT Capability. In Advances in Power Electronics, 2013.
- [Kho10] Khosravi, A.; Jazaeri, M.; Mousavi, S. A.: Transient stability evaluation of power systems with large amounts of distributed generation: 45th International Universities Power Engineering Conference, 2010.
- [Kim15] Kim, D.-E.; El-Sharkawi, M. A.: Dynamic Equivalent Model of Wind Power Plant Using an Aggregation Technique. In IEEE Transactions on Energy Conversion, 2015, 30; S. 1639–1649.
- [Kim16] Kim, D.-E.; El-Sharkawi, M. A.: Dynamic Equivalent Model of Wind Power Plant Using Parameter Identification. In IEEE Transactions on Energy Conversion, 2016, 31; S. 37–45.
- [Kla10] Klaus, T.; Vollmer, C.; Werner, K. et al.: Energieziel 2050. 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau, 2010.
- [Krä00] Krämer, A.: On-load tap changers for power transformers. Operation principles, applications and selection. Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg, 2000.

- [Kro07] Kroutikova, N.; Hernandez-Aramburo, C. A.; Green, T. C.: State-space model of grid-connected inverters under current control mode. In IET Electric Power Applications, 2007, 1; S. 329.
- [Kro14] Kronthaler, F.: Statistik angewandt. Datenanalyse ist (k)eine Kunst. Springer Spektrum, Berlin, 2014.
- [Kun04] Kundur, P.; Paserba, J.; Ajarapu, V. 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, 2004, 19; S. 1387–1401.
- [Kun94] Kundur, P.; Balu, N. J.: Power system stability and control. McGraw-Hill, New York, NY, 1994.
- [Lam16] Lammert, G.; Ospina, L. D. P.; Pourbeik, P. et al.: Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DlgSILENT PowerFactory: IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016.
- [Lau15] Laudahn, S.; Engel, B.; Buelo, T.; Sakschewski, V.; Bettenwort, G.; Knopf, H.: Parameterization of Inverter-Based Distributed Energy Resources regarding typical Grid Protection Schemes: International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age, Bonn, 2015.
- [Ler17] Leroy Somer: Low Voltage Industrial Alternators. <http://www.emersonindustrial.com/en-EN/Electric-Power-Generation/Products/Leroy-Somer-Alternators/industrial/TAL/Pages/default.aspx>.
- [Lia13] Liang, J.; Howard, D.; Restrepo, J.; Harley, R.: Feedforward Transient Compensation Control for DFIG Wind Turbines During Both Balanced and Unbalanced Grid Disturbances. In IEEE Transactions on Industry Applications, 2013, 49; S. 1452–1463.
- [Lia16] Liao, G.; Li, M.; Xiao, S. et al.: Measurement-based dynamic equivalent modeling for small and medium hydropower generator group: International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies, 2016; S. 348–353.

- [Lin13] Lin, Z.; Ma, H.: Modeling and analysis of three-phase inverter based on generalized state space averaging method: 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IEEE, 2013; S. 1007–1012.
- [Lju87] Ljung, L.: System identification. Theory for the user. Prentice-Hall PTR, Upper Saddle River, 1987.
- [Lop09] Lopez, J.; Gubia, E.; Olea, E. et al.: Ride Through of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator Under Symmetrical Voltage Dips. In IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2009, 56; S. 4246–4254.
- [Lot05] Lotter, O.: Minimale Zustandsform asymmetrischer dreiphasiger Energieversorgungsnetze. Zugl.: Hamburg, Helmut-Schmidt-Univ., Diss., 2005. Cuvillier, Göttingen, 2005.
- [Lu08] Lu, N.; Xie, Y.; Huang, Z. et al.: Load component database of household appliances and small office equipment: IEEE Power and Energy Society General Meeting. Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. IEEE, 2008.
- [Lun14] Lunze, J.: Regelungstechnik. Springer Vieweg, Berlin, 2014.
- [Lun16] Lunze, J.: Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen. Springer-Verlag, Berlin und Heidelberg, 2016.
- [Ma11] Ma, F.; Vittal, V.: Right-Sized Power System Dynamic Equivalents for Power System Operation. In IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26; S. 1998–2005.
- [Mac08] Machowski, J.; Bialek, J. W.; Bumby, J. R.: Power system dynamics. Stability and control. Wiley, Chichester, 2008.
- [Mac85] Machowski, J.: Dynamic equivalents for transient stability studies of electrical power systems. In International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 1985, 7; S. 215–224.
- [Mac88] Machowski, J.; Cichy, A.; Gubina, F.; Omahen, P.: External subsystem equivalent model for steady-state and dynamic security assessment. In IEEE Transactions on Power Systems, 1988, 3; S. 1456–1463.

- [Mal01] Maljkovic, Z.; Cettolo, M.; Pavlica, M.: The impact of the induction motor on short-circuit current. In IEEE Industry Applications Magazine, 2001, 7; S. 11–17.
- [Mal10] Mallwitz, R.; Engel, B.: Solar power inverters: 6th International Conference on Integrated Power Electronics Systems, Nürnberg, 2010.
- [Mar05] Marelli Generators: Data Sheet Three Phase Synchronous Generators. <http://www.powertechengines.com/MarelliData/Data%20Sheet/COMM.DSG.001.6%20GB.pdf>.
- [Mar10] Marinescu, B.; Mallem, B.; Rouco, L.: Large-Scale Power System Dynamic Equivalents Based on Standard and Border Synchrony. In IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25; S. 1873–1882.
- [Mas16] Massmann, J.; Roehder, A.; Schnettler, A.: Modeling approaches for considering active distribution grids in power system stability studies. In Electrical Engineering, 2016, 99; S. 697–706.
- [Mat17a] MathWorks Inc.: Simulink Asynchronous Motor Library, Natick, 2017.
- [Mer02] Merkle, M.: Dynamische Modellierung von Verbrauchergruppen und statischer Blindleistungskompensatoren zur Untersuchung der Spannungsstabilität in Netzen. Dissertation, Karlsruhe, 2002.
- [Mia11] Miah, A. M.: Study of a coherency-based simple dynamic equivalent for transient stability assessment. In IET Generation, Transmission & Distribution, 2011, 5; S. 405.
- [Mia98] Miah, A. M.: Simple dynamic equivalent for fast online transient stability assessment. In IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, 1998, 145; S. 49.
- [Mil09] Milano, F.; Srivastava, K.: Dynamic REI equivalents for short circuit and transient stability analyses. In Electric Power Systems Research, 2009, 79; S. 878–887.
- [Mil10] Milano, F.: Power System Modelling and Scripting. Springer-Verlag, Berlin und Heidelberg, 2010.
- [Mil13] Milanovic, J. V.; Mat Zali, S.: Validation of Equivalent Dynamic Model of Active Distribution Network Cell. In IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28; S. 2101–2110.

- [Moh03] Mohd. Zin, A. A.; Kok, B. C.; Lo, K. L.; Ariffin, A. E.: Time domain dynamic aggregation of generating unit based on structure preserving approach: National Power Engineering Conference, 2003; S. 154–160.
- [Muu15] Muuß, F.; Hemdan, N. G. A.; Kurrat, M.; Unger, D.; Engel, B.: Dynamic virtual reactive power plant in active distribution networks: IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015.
- [Nee12] Neely, J. C.; Pekarek, S.; Glover, S. et al.: An economical diesel engine emulator for micro-grid research: International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2012; S. 175–179.
- [Nel09] Nelles, D.: Netzynamik. Elektromechanische Ausgleichvorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen. VDE-Verlag, Berlin, 2009.
- [Nun04] Nunes, M.V.A.; PecasLopes, J. A.; Zurn, H. H. et al.: Influence of the Variable-Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids. In IEEE Transactions on Energy Conversion, 2004, 19; S. 692–701.
- [Oed11] Oeding, D.; Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer-Verlag, Berlin und Heidelberg, 2011.
- [Oli16] Oliveira, F.; Amorim, A.; Encarnação, L. et al.: Enhancing LVRT of DFIG by Using a Superconducting Current Limiter on Rotor Circuit. In Energies, 2016, 9; S. 16.
- [Our04] Ourari, M. L.; Dessaint, L. A.; Do, V. Q.: Generating units aggregation for dynamic equivalent of large power systems: IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004; S. 1535–1541.
- [Our06] Ourari, M. L.; Dessaint, L.-A.; Do, V.-Q.: Dynamic Equivalent Modeling of Large Power Systems Using Structure Preservation Technique. In IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21; S. 1284–1295.
- [Pac15] Pachauri, R. K.; Mayer, L.: Climate change 2014. Synthesis report. Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva, 2015.

- [Pad04] Padiyar, K. R.: Power system dynamics. Stability and control. Anshan, Kent, 2004.
- [Pan05] Pannell, G.; Atkinson, D.; Kemsley, R. et al.: DFIG control performance under fault conditions for offshore wind applications: 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2005). IEE, 2005.
- [Pan10] Pannell, G.; Atkinson, D. J.; Zahawi, B.: Minimum-Threshold Crowbar for a Fault-Ride-Through Grid-Code-Compliant DFIG Wind Turbine. In IEEE Transactions on Energy Conversion, 2010, 25; S. 750–759.
- [Per08] Perdana, A.: Dynamic models of wind turbines. A contribution towards the establishment of standardized models of wind turbines for power system stability studies. Zugl.: Göteborg, Univ., Diss., 2009. Chalmers Univ. of Technology, Göteborg, 2008.
- [Pod78] Podmore, R.: Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents. In IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1978, PAS-97; S. 1344–1354.
- [Pog07] Pogaku, N.; Prodanovic, M.; Green, T. C.: Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid. In IEEE Transactions on Power Electronics, 2007, 22; S. 613–625.
- [Pop10] Popescu, M.; Botileanu, A.; Dobricianu, M.: On the AC-Side Interface Filter in Three-Phase Shunt Active Power Filter Systems. In International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering, 2010, Vol. 10; S. 1553–1558.
- [Pot03] Potamianakis, E. G.; Vournas, C. D.: Aggregation of Wind Farms in Distribution Networks: European Wind Energy Conference, 2003.
- [Pre13] Preda, T. N.; Uhlen, K.; Nordgard, D. E.; Toftevaag, T.: Dynamic equivalents of active distribution power systems for investigation of transient stability: 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2013; S. 724.

- [Pre14] Preda, T. N.; Hadjsaid, N.: Dynamic equivalents of active distribution grids based on model parameters identification: IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2014.
- [Pre16] Preda, T. N.: Modelling of Active Distribution Grids for Stability Analysis. Dissertation, Trondheim, 2016.
- [Qia08] Qiao, W.; Harley, R. G.: Effect of grid-connected DFIG wind turbines on power system transient stability: Energy Society General Meeting, 2008.
- [Qia09] Qiao, W.; Venayagamoorthy, G. K.; Harley, R. G.: Real-Time Implementation of a STATCOM on a Wind Farm Equipped With Doubly Fed Induction Generators. In IEEE Transactions on Industry Applications, 2009, 45; S. 98–107.
- [Ram07] Ramirez, J. M.; Benitez, V. H.: Dynamic Equivalents by RHONN. In Electric Power Components and Systems, 2007, 35; S. 377–391.
- [Ram96] Ramaswamy, G. N.; Rouco, L.; Fillatre, O. et al.: Synchronic modal equivalencing (SME) for structure-preserving dynamic equivalents. In IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11; S. 19–29.
- [Ram97] Ramaswamy, G. N.; Evrard, C.; Verghese, G. C. et al.: Extensions, simplifications, and tests of synchronic modal equivalencing (SME). In IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12; S. 896–905.
- [Rem16] Remon, D.; Cantarellas, A. M.; Rodriguez, P.: Equivalent Model of Large-Scale Synchronous Photovoltaic Power Plants. In IEEE Transactions on Industry Applications, 2016, 52; S. 5029–5040.
- [Ren06] Renmu, H.; Jin, M.; Hill, D. J.: Composite Load Modeling via Measurement Approach. In IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21; S. 663–672.
- [Ren09] Ren-Mu, H.; Ji-Li, W.; Jin, M. et al.: Impacts of DFIG-based wind farm on load modeling: Energy Society General Meeting, 2009.

- [Res07] Resende, F. O.; Lopes, J. A. P.: Development of Dynamic Equivalents for MicroGrids using System Identification Theory: IEEE Power Tech, 2007; S. 1033–1038.
- [Res13] Resende, F. O.; Matevosyan, J.; Milanovic, J. V.: Application of dynamic equivalence techniques to derive aggregated models of active distribution network cells and microgrids: IEEE Grenoble PowerTech, 2013.
- [Roe17] Roehder, A.; Fuchs, B.; Massmann, J. et al.: Transmission system stability assessment within an integrated grid development process. In CIGRE Science & Engineering, 2017; S. 67–84.
- [Rol17] Roland Berger GmbH; Forschungsgesellschaft Kraftfahrwesen mbH Aachen: Index Elektromobilität Q1 2017, Aachen, 2017.
- [Rue15] Rueda, J. L.; Gonzalez-Longatt, F.; Erlich, I.: Online estimation of Equivalent Model for cluster of induction generators: A MVMO-based approach: 18th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems, 2015.
- [Sal16] Salman, A.; Dallmer-Zerbe, K.; Singer, R. et al.: Large-disturbance voltage stability of SG applying FGW TR4-models in distribution grids: IEEE International Energy Conference, 2016.
- [Sal98] Saltelli, A.; Bolado, R.: An alternative way to compute Fourier amplitude sensitivity test (FAST). In Computational Statistics & Data Analysis, 1998, 26; S. 445–460.
- [Sav81] Savulescu, S.: Equivalents for Security Analysis of Power Systems. In IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1981, PAS-100; S. 2672–2682.
- [Sax16] Saxena, N. K.; Kumar, A.: Investigation of STATCOM performance with different participation of dynamic and static load in isolated hybrid power system: IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES). IEEE, 2016.
- [Sch05] Schwieger, V.: Nicht-lineare Sensitivitätsanalyse gezeigt an Beispielen zu bewegten Objekten. Habilitationsschrift, Stuttgart, 2005.

- [Sch15] Schwab, A. J.: Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Springer Vieweg, Berlin, 2015.
- [Sed08] Sedighzadeh, M.; Rezazadeh, A.: A Wind Farm Reduced Order Model Using Integral Manifold Theory: World Academy of Science, Engineering and Technology, International Science Index 13, 2008; S. 255–260.
- [Sei15] Seifi, H.; Golpîra, H.; Haghifam, M. R.: Dynamic equivalencing of an active distribution network for large-scale power system frequency stability studies. In IET Generation, Transmission & Distribution, 2015, 9; S. 2245–2254.
- [Sgu12] Sguarezi Filho, A. J.; Filho, E. R.: Model-Based Predictive Control Applied to the Doubly-Fed Induction Generator Direct Power Control. In IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3; S. 398–406.
- [Ska14] Skaloumpakas, K.; Boemer, J. C.; van Ruitenbeek, E. et al.: Response of Low Voltage Networks with High Penetration of Photovoltaic Systems to Transmission Network Faults: 3rd Renewable Power Generation Conference, 2014.
- [Sta03a] Stankovic, A. M.; Saric, A. T.: An integrative approach to transient power system analysis with standard and ANN-based dynamic models: IEEE Bologna Power Tech, 2003; S. 358–363.
- [Sta03b] Stankovic, A. M.; Saric, A. T.; Milosevic, M.: Identification of nonparametric dynamic power system equivalents with artificial neural networks. In IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18; S. 1478–1486.
- [Sta04] Stankovic, A. M.; Saric, A. T.: Transient Power System Analysis With Measurement-Based Gray Box and Hybrid Dynamic Equivalents. In IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19; S. 455–462.
- [Sta32] Starr, F. M.: Equivalent Circuits-I. In Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 1932, 51; S. 287–298.

- [Su11] Su, L.; Li, G.; Jin, Z.: Modeling, control and testing of a voltage-source-inverter-based microgrid: 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT). IEEE, 2011; S. 724–729.
- [Sun13] Sun, Y.; Chen, C.; Wang, R. M. et al.: Behavior Analysis of the DFIG Wind Turbine in Voltage Double-Dip. In *Advanced Materials Research*, 2013, 805-806; S. 382–386.
- [Sun93] Sun, S.; Dawson, F. P.; Iravani, M. R.: Modelling and control of a series dual bridge GTO voltage source converter: Record of the Power Conversion Conference, 1993; S. 17–25.
- [Tan13] Tan, Z.; Sun, L.; Zhao, D.; Meliopoulos, A. P.: Dynamic modeling of doubly fed induction machine during balanced voltage dips with control effects formulation: IEEE Power & Energy Society General Meeting. IEEE, 2013.
- [Tei13] Teigelkötter, J.: *Energieeffiziente elektrische Antriebe. Grundlagen, Leistungselektronik, Betriebsverhalten und Regelung von Drehstrommotoren.* Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2013.
- [Teo11] Teodorescu, R.; Liserre, M.; Rodriguez, P.: *Grid converters for photovoltaic and wind power systems.* Wiley, Chichester, 2011.
- [Uga10] Ugalde-Loo, C. E.; Ekanayake, J. B.: State-space modelling of variable-speed wind turbines. A systematic approach: IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET). IEEE, 2010.
- [Uga13] Ugalde-Loo, C. E.; Ekanayake, J. B.; Jenkins, N.: State-Space Modeling of Wind Turbine Generators for Power System Studies. In *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2013, 49; S. 223–232.
- [Und71a] Undrill, J.; Casazza, J.; Gulachenski, E.; Kirchmayer, L.: Electro-mechanical Equivalent for Use in Power System Stability Studies. In *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1971, PAS-90; S. 2060–2071.
- [Und71b] Undrill, J.; Turner, A.: Construction of Power System Electromechanical Equivalents by Modal Analysis. In *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1971, PAS-90; S. 2049–2059.

- [van15] van der Meer, A. A.; Gibescu, M.; van der Meijden, M. A. M. M. et al.: Advanced Hybrid Transient Stability and EMT Simulation for VSC-HVDC Systems. In IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30; S. 1057–1066.
- [VDE11] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE-AR-N 4105. VDE-Verlag, Berlin, 2011.
- [VDE17a] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE-AR-N 4105. VDE-Verlag, Berlin, 2017.
- [VDE17b] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung). VDE-AR-N 4110. VDE-Verlag, Berlin, 2017.
- [Vel05] Veliz, F. C.; Gomes, S.; Varricchio, S. L.; Junior, S. C.: Dynamic equivalents for large ac networks using modal analysis for s-domain models: IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005; S. 2803–2809.
- [Wan13] Wang, C.; Yu, H.; Li, P. et al.: Krylov subspace based model reduction method for transient simulation of active distribution grid: IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2013.
- [Wan17] Wang, P.; Zhang, Z.; Huang, Q. et al.: A novel approach to improve model generalization ability in dynamic equivalent of active distribution network: IEEE/IAS 53rd Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 2017.
- [Wan97] Wang, L.; Klein, M.; Yirga, S.; Kundur, P.: Dynamic reduction of large power systems for stability studies. In IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12; S. 889–895.
- [War49a] Ward, J. B.: Equivalent circuits for power-flow studies. In Electrical Engineering, 1949, 68; S. 794.

- [War49b] Ward, J. B.: Equivalent Circuits for Power-Flow Studies. In Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 1949, 68; S. 373–382.
- [Wip17] Wippenbeck, T.: Voraussetzungen des Überstromzeitschutzes in wechselrichterbasierten gewollten Inselnetzen unter Berücksichtigung von Strombegrenzung und transienter Stabilität. Dissertation, Aachen, 2017.
- [Wu08] Wu, F.; Zhang, X.-P.; Ju, P.: Modeling and control of the wind turbine with the Direct Drive Permanent Magnet Generator integrated to power grid: Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008; S. 57–60.
- [Wu15] Wu, F.; Chen, Y.-X.; Gong, G.-J.; Shi, L.: Non-mechanism equivalent model of wind farm for transient stability analysis: 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2015; S. 183–186.
- [Wu16] Wu, X.: New Approaches to Dynamic Equivalent of Active Distribution Network for Transient Analysis. Dissertation, Aachen, 2016.
- [Xie13] Xie, D.; Xu, Z.; Yang, L. et al.: A Comprehensive LVRT Control Strategy for DFIG Wind Turbines With Enhanced Reactive Power Support. In IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28; S. 3302–3310.
- [Yan07] Yang, J. P.; Zhang, J.; Pan, W.: Dynamic Equivalents of Power System Based on Extended Two Particle Swarm Optimization: Third International Conference on Natural Computation, 2007; S. 609–613.
- [Yan10] Yang, Z.; Yao, D.; Buhan, Z. et al.: Study of Coherency-based Dynamic Equivalent Method for Power System with HVDC: International Conference on Electrical and Control Engineering, 2010; S. 2013–2016.
- [Yan11] Yang, Z.; Kui, W.; Buhan, Z.: A real-time dynamic equivalent solution for large interconnected power systems: 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2011; S. 871–875.

- [Yu09] Yu, X.; Jiang, Z.; Abbasi, A.: Dynamic modeling and control design of microturbine distributed generation systems: IEEE International Electric Machines and Drives Conference, 2009; S. 1239–1243.
- [Yua16] Yuan, Z.; Du, Z.; Li, C.; An, T.: Dynamic equivalent model of VSC based on singular perturbation. In IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10; S. 3413–3422.
- [Zal09] Zali, S. M.; Milanovic, J. V.: Dynamic equivalent model of Distribution Network Cell using Prony analysis and Nonlinear least square optimization: IEEE Bucharest PowerTech, 2009.
- [Zal12] Zali, S. M.: Equivalent Dynamic Model of Distribution Network with Distributed Generation. Dissertation, Manchester, 2012.
- [Zal13] Zali, S. M.; Milanovic, J.: Generic Model of Active Distribution Network for Large Power System Stability Studies. In IEEE Transactions on Power Systems, 2013; S. 3126–3133.
- [Zen12] Zeng, H.; Zhu, Y.; Liu, J.: Verification of DFIG and PMSG wind turbines' LVRT characteristics through field testing: IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON). IEEE, 2012.
- [Zhe16] Zheng, Y.; Zhu, W.; Li, C.; Zhou, J.: Precise equivalent model of small hydro generator cluster and its parameter identification using improved Grey Wolf optimiser. In IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10; S. 2108–2117.
- [Zho13] Zhou, M.; Nie, L.; Zhang, D. et al.: Study on dynamic equivalence and modeling of regional power grid based on RTDS: IEEE Grenoble PowerTech, 2013.
- [Zhu13] Zhu, M.; Li, H.; Li, X.: Improved state-space model and analysis of islanding inverter-based microgrid: IEEE International Symposium on Industrial Electronics. IEEE, 2013.
- [Zou15] Zou, J.; Peng, C.; Xu, H.; Yan, Y.: A Fuzzy Clustering Algorithm-Based Dynamic Equivalent Modeling Method for Wind Farm With DFIG. In IEEE Transactions on Energy Conversion, 2015, 30; S. 1329–1337.

Nomenklatur

Abkürzungen

bzw. beziehungsweise

ca. circa

d. h. das heißt

engl. Englisch

ggf. gegebenenfalls

i. d. R. in der Regel

inkl. inklusive

u. a. unter anderem

vgl. vergleiche

vs. versus

z. B. zum Beispiel

AC Wechselstrom (engl.: alternating current)

AR Anstellwinkelregelung

ARX Autoregressive with External Input

ASG Asynchrongenerator

ASM Asynchronmotor/en

AVN aktive/s Verteilungsnetz/e

AVR Spannungsregler (engl.: automatic voltage regulator)

DC Gleichstrom (engl.: direct current)

DEA dezentrale Energiewandlungsanlage/n

DFIG doppelt gespeiste/r Asynchrongenerator/en (engl.: doubly fed induction generator)

DR Drehzahlregelung

EKM Einzelkomponentenmodell/e

EMT elektromagnetische Transiente/n (engl.: electromagnetic transient)

ES Erregersystem

FRT	Fault Ride Through
GB	Grey Box
HS	Hochspannung(s)
IGBT	Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode (engl.: insulated-gate bipolar transistor)
LCD	Flüssigkristallbildschirm (engl.: liquid crystal display)
LVRT	Low Voltage Ride Through
MOR	Modellordnungsreduktion
MS	Mittelspannung(s)
NA	Netz und Anlagen
NAR	Netzanschlussrichtlinie/n
NG	Netzgruppe/n
NR	Netzregelung bzw. netzseitige Regelung
NS	Niederspannung(s)
PC	Heimcomputer (engl.: personal computer)
PI	Proportional-Integral-Regler (engl.: proportional-integral controller)
PLL	Phasenregelschleife (engl.: phase locked loop)
PV	Photovoltaik
RMS	Effektivwert (engl.: root mean square)
RR	Rotorregelung bzw. rotorseitige Regelung
SDL	statisch-dynamische Last/en
SG	Synchrongenerator/en
SI	Systemidentifikation
SMIB	Einmaschinensystem (engl.: single machine infinite bus)
WEA	Windenergieanlage/n
WR	Wechselrichter
WR-I	Wechselrichter mit Primärstromenergiequelle
WR-U	Wechselrichter mit Primärspannungsenergiequelle
ZIP	statisches Lastmodell bzw. Polynommodell (Impedanz Z , Strom I , Leistung P)

Definitionen

Begriffsdefinitionen

Aktive Verteilungsnetze:

Verteilungsnetze der Mittel- und Niederspannungsebene mit aktiv an dem Netzverhalten partizipierenden Komponenten, insbesondere dezentrale Energiewandlungsanlagen, welche durch dezentrale Regelmechanismen und/oder zentrale Steuervorgaben einen Beitrag zur stationären und/oder transienten Stabilität eines elektrischen Verbundnetzes liefern können

Äquivalenzmodell:

elektrisches Ersatzmodell zur Abbildung einer elektrischen Anlage, einer Einheit oder eines Teilsystems, mithilfe dessen eine hinreichend genaue Lösungsgüte im Vergleich zum abzubildenden Referenzsystem in einem zu definierenden Arbeitspunkt und Parameterraum erreicht werden kann

Dezentrale Energiewandlungsanlage:

eine zumeist in der Verteilungsnetzebene angeschlossene Erzeugungs- oder Speicheranlage, die die technischen Netzanschlussrichtlinien erfüllt und grundsätzlich die Möglichkeit bietet, einen Strom in das Energienetz zu injizieren

Generisches, elektromechanisches Einzelkomponentenmodell:

generisches Modell einer spezifischen elektrotechnischen Komponente (z. B. die Kopplungstechnologie einer dezentralen Energiewandlungsanlage), dessen Effektivwertverhalten durch eine Parameterwahl unterschiedliche Verhaltensweisen abbilden kann

Kohärenz-basierte Grey-Box-Modellierung:

Modellierung einer elektrotechnischen Grey Box, in deren Systemstruktur nicht alle Parameter bekannt sind, bestehend aus Einzelkomponentenmodellen, die kohärente (gleichartige) Gruppen von Last- und Erzeugungstechnologien eines zu modellierenden elektrischen (Teil-)Netzgebietes äquivalent und vollständig (d. h. Arbeitspunkt-unabhängig) abbilden sollen

Stochastische, elektromechanische Einzelkomponentenmodellierung:

Modellierung von Lasten und Erzeugungsanlagen durch eine zufallsbasierte Wahl dynamischer Modellparameter innerhalb betrieblicher Grenzen sowie unter Einhaltung der Einzelsystemstabilität im stochastischen Parameterraum

Mathematische Definitionen

Symbol oder Operator	Beispiele	Definition
*	I^*	konjugiert komplexe Variable
' ... ⁿ '	$x(t)', \delta''(t)$	Ableitung 1. bis n -ter Ordnung von der angegebenen abhängigen Größe
'	$\dot{e}, \dot{\omega}$	Zeitliche Ableitung 1. Ordnung
:	0:100%	Verhältnisangabe
	$ r , \underline{k} $	Betragsfunktion (z. B. Betrag der reellen Zahl r oder der komplexen Zahl \underline{k})
[]	$\left\lceil \frac{\sum P_{PV}}{N_{DEA}} \right\rceil$	Aufrundungsfunktion
[]	$\left\lfloor \frac{\sum P_{WEA}}{N_{NS}} \right\rfloor$	Abrundungsfunktion (Gaußklammer)
Δ	$\Delta I_B, \Delta U$	Differenzbetrag
$f()$	$y = f(x)$	Funktionaler Zusammenhang (z. B. y ist eine Funktion von x)
max ()	max (M)	Maximum von (z. B. Maximum der Menge M)
min ()	min (M)	Minimum von (z. B. Minimum der Menge M)
Im (\underline{z})	$\text{Im}(\underline{i}) = i_q$	Imaginäranteil einer komplexen Zahl \underline{z} (z. B. Blindstromanteil)
Re (\underline{z})	$\text{Re}(\underline{i}) = i_d$	Realanteil einer komplexen Zahl \underline{z} (z. B. Wirkstromanteil)

Notationen

Schriftart	Beispiele	Definition
fett	x, Y	Vektoren (Kleinbuchstaben) oder Matrizen (Großbuchstaben)
geradestehend	$\sin, kV, \text{mech}, \frac{df}{dt}, \pi$	explizite Funktionen, Einheitenzeichen, deskriptive Terme (z. B. feststehende Indizes), mathematische Konstanten oder einfache sowie partielle Ableitungen
GROSSBUCHSTABEN	I, N	absolute Größen in physikalischen Einheiten oder Mengen
hochgestellt	" ²	hochgestellte Indizes oder numerische Werte von Potenzen
kleinbuchstaben	z, i, p	normalisierte oder bezogene Größen (ggf. in p.u.)
<i>kursiv</i>	$Y, i, f(x)$	Skalare, Variablen oder allgemeine Funktionen sowie Definitionen im Fließtext
tiefgestellt	mech	tiefgestellte Indizes
<u>unterstrichen</u>	$\underline{L}, \underline{z}$	Phasoren oder komplexe Variablen

Einheiten

μ	Mikro
Ω	Ohm
g	Gramm
h	Stunde/n
k	Kilo
m	Meter oder Milli
m ²	Quadratmeter
p.u.	bezogene, dimensionale Größe bzw. Hilfsmaßeinheit (engl.: per unit)
rad	Radian
s	Sekunde/n
var	Voltampere reaktiv
A	Ampere
Ar	Ampere reaktiv
F	Farad
Hz	Hertz
M	Mega
T	Terra
V	Volt
VA	Voltampere
W	Watt

Symbole

Die im Folgenden definierten Symbole können auch als Indizes (*kursiv* ausgeschrieben) verwendet werden.

Allgemein

Symbol	Definition	Einheit
ε	Variable der Epsilontik	-
ϕ	Hilfsvariable (z. B. für Differentialterme)	-
Δ	Delta oder Differenz (siehe mathematische Definitionen)	-
i	Laufindex oder Strom (vgl. Symbole der Elektrotechnik)	-
j	Laufindex oder imaginäre Einheit ($j^2 = -1$)	-
k	Laufindex oder Blindleistungsstatik (vgl. Symbole der Elektrotechnik)	-
l	Länge	m
m	Laufindex	-
n	Laufindex	-
o	Laufindex	-
s	komplexe Frequenz oder Schlupf (vgl. Symbole der Mechanik)	-
t	Zeit (Laufwert)	s
v	Geschwindigkeit (z. B. Windgeschwindigkeit)	$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$
x	generische Variable oder Datenreihe (z. B. Zeitreihe)	-
A	Fläche	m^2
K	Verstärkungsfaktor	-
M	Menge oder Anzahl	-
N	Menge oder Anzahl oder Anlagengröße	-
O	Menge oder Anzahl	-
P	Menge oder Anzahl	-
S	Sättigungsfunktion oder Sensitivitätsindex	-
T	Zeit (stationärer Wert) oder Zeitkonstante	s
U	Menge oder Anzahl	-
V	Menge oder Anzahl	-

Elektrotechnik

Symbol	Definition	Einheit
δ	Polradwinkel oder Drehwinkel (vgl. Symbole der Mechanik)	rad
φ	Phasenverschiebungswinkel	rad
e	innere Spannung	p.u.
i	Strom oder Laufindex (vgl. allgemeine Symbole)	p.u.
k	Verstärkungsfaktor (Linearfaktor) der Blindleistungsstatik oder Konstante (z. B. Federzeitkonstante) oder Laufindex (vgl. allgemeine Symbole)	p.u., -
p	Wirkleistung	p.u.
q	Blindleistung	p.u.
r	Wirkwiderstand (Realanteil der komplexen Impedanz)	p.u.
u	Spannung	p.u.
\bar{u}	begrenzte Spannungsregelgröße	p.u.
x	Blindwiderstand (Imaginäranteil der komplexen Impedanz)	p.u.
A	Sättigungskoeffizient	-
B	Sättigungskoeffizient	-
C	Kapazität	F
I	Strom	A
P	Wirkleistung oder Leistung (vgl. Symbole der Mechanik) oder Menge (vgl. allgemeine Symbole)	W
Q	Blindleistung	V·Ar
R	Wirkwiderstand (Realanteil der komplexen Impedanz)	Ω
S	Scheinleistung oder Sättigung (vgl. allgemeine Symbole)	V·A
U	Spannung oder Menge (vgl. allgemeine Symbole)	V
X	Blindwiderstand (Imaginäranteil der komplexen Impedanz)	Ω
Z	Impedanz	Ω

Mechanik

Symbol	Definition	Einheit
β	Anstellwinkel	°
δ	Drehwinkel oder Polradwinkel (vgl. Symbole der Elektrotechnik)	rad
λ	Schnelllaufzahl	-
ρ	Luftdichte	kg·m ⁻³
ω	Winkelgeschwindigkeit bzw. Drehzahl	Hz, p.u.
s	Schlupf oder komplexe Frequenz (vgl. allgemeine Symbole)	%
C	Leistungsbeiwert	-
D	Dämpfungskoeffizient	N·m·s
H	Trägheitszeitkonstante	s
M	Drehmoment oder Menge (vgl. allgemeine Symbole)	N·m
P	Leistung oder Wirkleistung (vgl. Symbole der Elektrotechnik) oder Menge (vgl. allgemeine Symbole)	W

Indizes

Die im Folgenden definierten Indizes stellen feststehende Indizes dar und werden nicht kursiv ausgeschrieben.

'	längenbezogene Größe (hochgestellter Index)
''	subtransient (hochgestellter Index)
0	Initial-, Ausgangs- bzw. Start-, Leerlauf- oder Zwischenwert
an	Anschwingung (z. B. Anschwingzeit)
d	Längsachse (engl.: direct axis), i. d. R. Wirkanteil
ein	Einregelung (z. B. Einregelzeit)
el	elektrisch
err	Regelabweichung (engl.: error)
f	Feld (z. B. Felderregung) oder Federung (z. B. Federzeitkonstante)
ind	induktiv
k	Kurzschluss
kap	kapazitiv
m	Hauptmagnetisierung
max	Maximum bzw. maximal
mech	mechanisch
min	Minimum bzw. minimal
mot	Motor
n	Nennwert (z. B. Nennspannung oder -strom)
q	Querachse (engl.: quadrature axis), i. d. R. Blindanteil
r	Rotor
ref	Referenz (z. B. Referenzregelspannung oder -strom)
res	Resynchronisation (z. B. Resynchronisationsdauer)
s	Synchronisation (synchronisierend) oder Stator
st	stationär
str	subtransient
t	Turbine
th	thermisch
tr	transient

AR	Anstellwinkelregelung
ASM	Asynchronmotor
AVR	Spannungsregler (engl.: automatic voltage regulator)
B	Blindwert (z. B. Blindstrom)
DC	Gleichstrom (engl.: direct current)
DEA	dezentrale Energiewandlungsanlagen
DFIG	doppelt gespeister Asynchrongenerator (engl.: doubly fed induction generator)
DR	Drehzahlregelung
E	Einschwingwert (z. B. Einschwingzeit)
ES	Erregersystem
F	Fehler
GB	Grey Box
I	Integralanteil eines Regelkreises
K	Kabel oder Kopplung (z. B. Kabel- oder Kopplungsimpedanz)
KS	Kurzschluss (z. B. Kurzschlussimpedanz)
L	längs (z. B. Längsimpedanz)
Last	Lasten
NR	Netzregelung bzw. netzseitige Regelung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
P	Prüfling oder Proportionalanteil eines Regelkreises
PLL	Phasenregelschleife (engl.: phase locked loop)
R	Referenz
RR	Rotorregelung bzw. rotorseitige Regelung
SG	Synchrongenerator
T	Transformator oder Totaleffekt
V	Vergleich oder Varistor
WR	Wechselrichter
ZIP	statische Last/en (Impedanz Z , Strom I , Leistung P)

Anhang

Anhang 1: LVRT-Kenndaten

Kategorie	Parameter	Einheit	Wert
Kabelimpedanz Z_K	C^*	$\mu\text{F}\cdot\text{m}^{-1}$	360
	R^*	$\Omega\cdot\text{m}^{-1}$	104
	X^*	$\Omega\cdot\text{m}^{-1}$	111
	l	m	350
Längsimpedanz Z_L	X_L	Ω	vgl. Tabelle A-2
	R_L	Ω	0,44
Kurzschlussimpedanz Z_{KS}	X_{KS}	Ω	vgl. Tabelle A-2
	R_{KS}	Ω	0,44
630 kVA-Transformator	$X_{T,630}$	m Ω	15
	$R_{T,630}$	m Ω	2,405
1.250 kVA-Transformator	$X_{T,1250}$	m Ω	8,7
	$R_{T,1250}$	m Ω	1,521
Lastwiderstand	R_L	Ω	0,59

Tabelle A-1: Elektrische Kenndaten des Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)-Testaufbaus

Spannungseinbruchtiefe	Parameterwerte in Ω	
	X_L	X_{KS}
32,8%· U_n	17,99	9,02
33,1%· U_n	43,65	21,88
36,9%· U_n	43,65	25,78
49,4%· U_n	17,99	18,04
49,6%· U_n	25,71	25,78
49,8%· U_n	43,65	43,75
69,8%· U_n	21,82	51,56
70,3%· U_n	17,99	43,75
73,6%· U_n	17,99	51,56

Tabelle A-2: Längs- und Kurzschlussreaktanzwerte durchgeführter LVRT-Test unterschiedlicher Spannungseinbruchstiefen (teilweise variierende Reaktanzkombination für ähnliche Einbruchstiefe in Abhängigkeit des Prüflings zur Dämpfung von Oberschwingungen)

Anhang 2: Einzelkomponentenparameter

Spg.- Ebene	aggregierte Lasttypen	Parametrierung						Quelle	
		$k_{P,Z}$	$k_{P,I}$	$k_{P,P}$	$k_{Q,Z}$	$k_{Q,I}$	$k_{Q,P}$		
MS	Haushalte	0,29	0,10	0,61	3,22	-4,53	2,31	[EPR04]	
		0,39	0,13	0,48	4,74	-6,19	2,45	[EPR04]	
		0,26	0,00	0,75	0,93	-0,76	0,83	[Col13]*	
		0,72	0,00	0,28	1,33	-1,09	0,76	[Col13]*	
	Gewerbe	0,21	0,15	0,64	3,20	-4,50	2,30	[EPR04]	
		0,29	0,15	0,56	4,74	-6,19	2,45	[EPR04]	
	Industrie	0,20	0,08	0,72	2,76	-4,03	2,27	[EPR04]	
		0,28	0,11	0,61	4,59	-5,99	2,40	[EPR04]	
		0,36	0,50	0,14	0,43	0,71	-0,14	[Cho06]	
	Mischform	0,35	0,05	0,60	3,04	-4,34	2,30	[EPR04]	
		0,45	0,09	0,46	4,64	-6,05	2,42	[EPR04]	
		0,39	0,32	0,29	3,16	-3,94	1,78	[Haj98]	
		0,56	0,13	0,31	2,97	-3,57	1,60	[Haj98]	
		0,66	-0,03	0,37	2,97	-3,56	1,59	[Haj98]	
		1,31	-1,14	0,83	3,20	-3,88	1,68	[Haj98]	
		0,27	0,44	0,29	3,40	-4,37	1,97	[Haj98]	
		0,67	-0,07	0,39	3,04	-3,68	1,64	[Haj98]	
	NS	Haushalte	1,50	-2,31	1,81	7,41	-11,97	5,55	[Bok14]
			1,57	-2,47	1,91	9,28	-15,29	7,01	[Bok14]
			1,56	-2,49	1,93	10,10	-16,75	7,65	[Bok14]
			1,31	-1,94	1,63	9,20	-15,27	7,07	[Bok14]
			0,96	-1,17	1,21	6,28	-10,16	4,88	[Bok14]
			1,18	-1,64	1,47	8,29	-13,67	6,38	[Bok14]
			0,23	0,11	0,66	0,85	-0,50	0,65	[Col13]*
0,72		0,08	0,20	1,46	-1,13	0,67	[Col13]*		
Gewerbe		0,27	-0,33	1,06	5,48	-9,7	5,22	[Bok14]	
		0,69	0,04	0,27	1,82	-2,24	1,43	[Bok14]	
		0,77	-0,84	1,07	8,09	-13,65	6,56	[Bok14]	
		0,40	-0,41	1,01	4,43	-7,98	4,56	[Bok14]	
		0,76	-0,52	0,76	6,92	-11,75	5,83	[Bok14]	
		0,00	0,76	0,23	2,69	-3,77	2,08	[Col13]*	
	0,42	0,58	0,00	2,67	-3,20	1,54	[Col13]*		
Industrie	1,21	-1,61	1,41	4,35	7,08	3,72	[Bok14]		

Tabelle A-3: Parametersätze des **statischen ZIP-Lastmodells** für aggregierte Mittel (MS)- und Niederspannungs (NS)-Lasttypen (*Minimal- und Maximalparametersatz des jeweiligen Lasttyps)

Leistung in kW	Parametrierung (in p.u. sofern nicht anders vermerkt)						Quelle
	H in s	x_s	x_m	x_r	r_s	r_r	
1,1	0,0995	0,06948	1,1367	0,06942	0,04463	0,04503	[Kar09]
3,7	0,2000	0,07990	1,3367	0,07979	0,03562	0,06059	[Kar09]
4,0	0,0400	0,04590	1,3520	0,04590	0,03510	0,03490	[Mat17a]
7,5	0,0560	0,04480	1,8270	0,04480	0,03470	0,03470	[Mat17a]
15	0,0840	0,02920	1,8900	0,02920	0,02010	0,02070	[Mat17a]
26	0,4000	0,03900	3,9975	0,05720	0,01790	0,03330	[Mal01]
30	0,4000	0,05470	2,9710	0,14790	0,02454	0,02196	[Zal12]
37	0,1230	0,05260	1,9700	0,05260	0,01900	0,11630	[Mat17a]
75	0,2060	0,04930	2,2240	0,04930	0,01670	0,00980	[Mat17a]
100	0,5000	0,06500	2,6700	0,04900	0,07800	0,04400	[Kun94]
122	0,4400	0,05340	2,1579	0,05340	0,00763	0,01930	[Mal01]
160	0,2240	0,04770	2,4160	0,04780	0,01370	0,00770	[Mat17a]
200	0,4650	0,07580	2,4251	0,17240	0,01162	0,01290	[Zal12]
500	1,9453	0,05560	3,5306	0,05560	0,09000	0,02720	[Sax16]

Tabelle A-4: Parametersätze des dynamischen Lastmodells unterschiedlicher Leistungsklassen von **Asynchronmotoren**

Leistung in kVA	Parametrierung in p.u. bzw. in s (Zeitkonstanten)									Quelle
	x_d	$x_{d,tr}$	$x_{d,str}$	x_q	$x_{q,tr}$	$x_{q,str}$	r_s	$T_{d,0,tr}$	$T_{d,0,str}$	
12,5	2,1000	0,0730	0,0682	0,9190	0,1640	0,0783	0,0370	0,0500	0,0050	*
15	1,9100	0,1690	0,0840	2,0500	0,2000	0,1690	0,0450	0,0740	0,0074	[Ler17]
30	2,1540	0,1400	0,1190	1,0110	0,3000	0,1590	0,0454	0,0340	0,0010	[ACG17]
40	2,0830	0,1280	0,1070	0,9740	0,2900	0,1450	0,0377	0,0380	0,0010	[ACG17]
42	2,7500	0,2330	0,1190	1,5500	0,2500	0,1370	0,0540	0,0550	0,0100	[Mar05]
62,5	2,5230	0,1110	0,1030	1,1560	0,3200	0,1670	0,0344	0,0460	0,0020	[ACG17]
87,5	2,2933	0,1146	0,1020	1,1786	0,1970	0,1130	0,0369	0,0635	0,0092	*
100	2,5090	0,0940	0,0870	1,1420	0,1430	0,1470	0,0291	0,0470	0,0020	[ACG17]
121	2,2200	0,1540	0,0760	1,3600	0,2000	0,1500	0,0160	0,0390	0,0085	*
132	2,6500	0,1930	0,1010	1,4500	0,2000	0,1060	0,0370	0,0870	0,0060	[Mar05]
150	2,7920	0,0980	0,0900	1,2680	0,3000	0,1560	0,2240	0,0500	0,0020	[ACG17]
176	3,0500	0,2400	0,1130	1,5000	0,2000	0,1260	0,0200	0,1000	0,0100	[Mar05]
250	3,3020	0,1000	0,0970	1,5420	0,3200	0,1610	0,0200	0,0500	0,0020	[ACG17]
275	3,6320	0,1120	0,1060	1,6330	0,3200	0,1770	0,0211	0,0500	0,0020	[ACG17]
300	3,6000	0,3200	0,1550	1,8000	0,2500	0,1755	0,0200	0,1450	0,0140	[Ler17]
312,5	3,1640	0,1395	0,0981	1,9600	0,1600	0,0923	0,0165	0,1000	0,0100	*
350	3,1220	0,1190	0,1080	1,4210	0,3000	0,1620	0,1840	0,0760	0,0020	[ACG17]
375	2,9510	0,1090	0,0990	1,3990	0,3000	0,1500	0,0160	0,0760	0,0020	[ACG17]
400	3,3200	0,1210	0,1100	1,5030	0,3200	0,1670	0,0180	0,0840	0,0020	[ACG17]
456	3,2251	0,2356	0,1277	1,4240	0,3000	0,1293	0,0167	0,0800	0,0190	[ACG17]
700	2,6970	0,1230	0,0960	1,2040	0,2600	0,1330	0,0140	0,1040	0,0030	*
800	2,8980	0,1350	0,1010	1,2870	0,2500	0,1280	0,0145	0,1050	0,0030	[ACG17]
910	4,0200	0,1900	0,1500	2,0500	0,2000	0,1690	0,0110	0,1000	0,0100	[ACG17]
1.000	2,0460	0,0880	0,0640	0,9120	0,2000	0,0820	0,0119	0,1070	0,0030	[Ler17]
1.125	2,3220	0,0990	0,7200	1,0260	0,2000	0,0980	0,0091	0,1200	0,0030	[ACG17]
1.250	2,6240	0,1110	0,0810	1,1580	0,2000	0,1030	0,0133	0,1170	0,0030	[ACG17]
1.500	3,3700	0,1440	0,1150	1,4920	0,3000	0,1480	0,0094	0,1310	0,0040	[ACG17]
1.688	3,2650	0,1350	0,1070	1,4410	0,2000	0,1070	0,0095	0,1220	0,0030	[ACG17]
1.875	3,0000	0,2700	0,1410	1,7000	0,2000	0,1410	0,0075	0,3000	0,0180	[Mar05]
2.250	3,2060	0,1220	0,0950	1,4020	0,2000	0,1230	0,0084	0,1420	0,0030	[ACG17]
2.500	3,2990	0,1840	0,1430	1,4520	0,3000	0,1430	0,0078	0,2190	0,0020	[ACG17]

Tabelle A-5: Parametersätze des dynamischen Einspeisermodells unterschiedlicher Leistungsklassen eines **Synchrongenerators**; Parametrierung bei Annahme der Leerlaufzeitkonstanten der q-Achse $T_{q,0,tr} = 0,06$ s und $T_{q,0,str} = 0,005$ s, des Dämpfungskoeffizienten $D = 0$ sowie der stochastischen Trägheitszeitkonstanten $H \in [1; 3]$ in s (*Ableitung anhand von Labormessungen; Laborumgebung vgl. [Erl17])

Parameter	Variable	Einheit	Standardwert
Nennscheinleistung	S_n	kW	10 bis $15 \cdot 10^6$
Nennspannung	U_n	V	400
initiale DC-Spannung	$U_{0,DC}$	V	400
Kapazität	C	p.u.	$1 \cdot 10^{-9} \cdot U_n^2 / S_n$
netzseitiger Widerstand	R_2	p.u.	$1 \cdot 10^{-7} \cdot S_n / U_n^2$
wechselrichterseitiger Wi- derstand	R_1	p.u.	$1 \cdot 10^{-7} \cdot S_n / U_n^2$
netzseitige Induktivität	L_2	p.u.	$3 \cdot 10^{-8} \cdot S_n / U_n^2$
wechselrichterseitige In- duktivität	L_1	p.u.	$1 \cdot 10^{-11} \cdot S_n / U_n^2$ für $S_n \leq 0,3$ MVA $10 \cdot 10^{-11} \cdot S_n / U_n^2$ für $S_n > 0,3$ MVA $100 \cdot 10^{-11} \cdot S_n / U_n^2$ für $S_n > 1$ MVA

Tabelle A-6: Deterministische Parameter des dynamischen Einspeisermodells des **Wechselrichters**

Leistung		Parametrierung (in p.u. sofern nicht anders vermerkt)						Quelle
in kW	U_n in V	H_r in s	x_s	x_m	x_r	r_s	r_r	
1.500	575	-	0,128	2,18	0,117	0,0064	0,0045	[Cha14]
1.500	575	0,685	0,180	2,90	0,160	0,0230	0,0160	[Mat17a]
1.500	575	0,500	0,171	3,50	0,156	0,0071	0,0050	[Xie13]
1.500	690	0,283	0,110	2,50	0,070	0,0030	0,0030	[Guo12]
1.500	690	0,420	0,280	2,69	0,117	0,0320	0,0260	[Kha13]
2.250	690	1,665	0,100	3,50	0,100	0,0000	0,0100	*
2.500	690	-	0,115	3,30	0,115	0,0110	0,0120	[Oli16]
2.500	690	3,500	0,100	3,95	0,092	0,0049	0,0055	[Uga13]

Tabelle A-7: Parametersätze des dynamischen Einspeisemodells unterschiedlicher Leistungsklassen von **doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren**; stochastische Trägheitszeitkonstante $H \in [3,3; 7,1]$ (Maschinenparameter, *Ableitung anhand von Messdaten)

Parameter	Einheit	Standardwert	Parameter	Einheit	Standardwert
H_t	s	3,5541	T_{DR}	s	0,1
k_δ	-	-1,745	$K_{i,RR}$	-	4
D_r	N·m·s	1,3262	$T_{i,RR}$	s	0,1
k_r	-	70,9679	$K_{u,RR}$	-	0,0496
ρ	kg·m ⁻³	1,25	$T_{u,RR}$	s	0,0128
λ	-	5,5738	$i_{d,NR,max}$	p.u.	0,3663
v	m·s ⁻¹	12,06	$i_{q,NR,max}$	p.u.	0,333
β_{min}	°	0	$K_{d,I,NR}$	p.u.	80
β_{max}	°	27	$K_{d,P,NR}$	p.u.	2
$\Delta\beta_{min}$	-	-10	$K_{q,I,NR}$	p.u.	25
$\Delta\beta_{max}$	-	10	$K_{q,P,NR}$	p.u.	0,5
T_{mot}	s	0,01	$K_{P,NR}$	p.u.	0,8
$p_{t,min}$	p.u.	0,1	$T_{P,NR}$	s	0,025
$p_{t,max}$	p.u.	1,1	X	p.u.	0,8
$\Delta p_{t,min}$	p.u.	-99	R	p.u.	0,1
$\Delta p_{t,max}$	p.u.	99	$T_{0,i}$	s	0,06
$K_{I,AR}$	-	25	$u_{DC,max}$	p.u.	1,1
$K_{P,AR}$	-	150	Δp	-	0,12
$K_{I,DR}$	-	0,1	C	p.u.	0,0318
$K_{P,DR}$	-	1	R_0	p.u.	1,776

Tabelle A-8: Deterministische Parameter des dynamischen Einspeisemodells des **doppelt gespeisten Asynchrongenerators** (Regelparameter)

Anhang 3: Stochastische Parameterräume

Leistung in kVA	Definitionsbereich der Parameter des Erregersystems			
	K_{AVR}	T_{AVR}	K_e	T_e
12,5	[11,00; 407,05]	[0,00; 0,49]	[0,34; 1,00]	[0,08; 0,90]
15	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,01]	[0,83; 0,90]	[0,16; 0,90]
30	[11,00; 369,21]	[0,00; 0,07]	[0,45; 0,90]	[0,16; 0,90]
40	[11,00; 334,88]	[0,00; 0,04]	[0,41; 0,90]	[0,14; 0,90]
42	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,03]	[0,41; 0,90]	[0,11; 0,90]
62,5	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,13; 0,79]	[0,01; 0,90]
87,5	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,84; 0,90]	[0,16; 0,90]
100	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,11; 0,90]	[0,01; 0,90]
121	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,09; 0,79]	[0,01; 0,90]
132	[11,00; 500,00]	[0,00; 0,90]	[0,01; 0,79]	[0,01; 0,90]
150	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,17]	[0,21; 0,79]	[0,02; 0,90]
176	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,00; 0,79]	[0,01; 0,90]
250	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,41; 0,79]	[0,01; 0,90]
275	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,32; 1,00]	[0,01; 0,90]
300	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,56]	[0,12; 1,00]	[0,01; 0,90]
312,5	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,00; 0,79]	[0,01; 0,90]
350	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,18]	[0,10; 0,83]	[0,01; 0,90]
375	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,04; 0,88]	[0,01; 0,90]
400	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,26]	[0,01; 0,79]	[0,02; 0,90]
456	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,00; 0,79]	[0,01; 0,90]
700	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,00; 0,79]	[0,01; 0,90]
800	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,18; 0,88]	[0,01; 0,90]
910	[11,00; 450,00]	[0,01; 0,90]	[0,01; 0,79]	[0,01; 0,90]
1.000	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,39; 0,90]	[0,03; 0,90]
1.125	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,27; 1,00]	[0,01; 0,90]
1.250	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,41; 1,00]	[0,01; 0,90]
1.500	[11,00; 271,37]	[0,00; 0,90]	[0,04; 0,79]	[0,01; 0,90]
1.688	[11,00; 450,00]	[0,00; 0,90]	[0,08; 0,79]	[0,01; 0,90]
1.875	[11,00; 337,50]	[0,02; 0,90]	[0,10; 0,90]	[0,10; 0,51]
2.250	[11,00; 334,88]	[0,00; 0,90]	[0,05; 0,83]	[0,01; 0,90]
2.500	[11,00; 223,26]	[0,00; 0,90]	[0,03; 0,79]	[0,01; 0,90]

Tabelle A-9: Stochastischer Parameterraum der Eingangsparameter K_{AVR} , T_{AVR} , K_e und T_e des generischen **DC1A- bzw. Typ 1-Erregersystemmodells für Synchrongeneratoren** unterschiedlicher Leistungsklassen (Vorgehen zur Ermittlung siehe Abbildung 3-12)

Leistung in kVA	Definitionsbereich der Parameter des Erregersystems			
	K_f	T_f	u_{\max}	u_{\min}
12,5	[0,01; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,01; 18,00]	[3,33; 14,88]
15	[0,01; 0,27]	[0,03; 1,35]	[16,85; 18,00]	[2,80; 20,00]
30	[0,02; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,53; 18,00]	[3,10; 20,00]
40	[0,01; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,03; 18,00]	[2,94; 20,00]
42	[0,00; 0,27]	[0,05; 1,50]	[0,77; 18,00]	[3,61; 20,00]
62,5	[0,15; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,22; 18,00]	[3,00; 18,00]
87,5	[0,00; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,26; 20,00]
100	[0,09; 0,27]	[0,03; 1,00]	[0,00; 18,00]	[3,33; 18,00]
121	[0,06; 0,27]	[0,03; 1,35]	[1,75; 18,00]	[2,71; 18,00]
132	[0,12; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,55; 18,00]	[3,16; 18,00]
150	[0,08; 0,27]	[0,03; 1,35]	[6,65; 18,00]	[3,33; 18,00]
176	[0,04; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,50; 18,00]
250	[0,05; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,69; 18,00]
275	[0,02; 0,27]	[0,03; 0,47]	[2,94; 18,00]	[4,91; 18,00]
300	[0,00; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,82; 18,00]	[4,91; 18,00]
312,5	[0,04; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,06; 18,00]	[3,50; 18,00]
350	[0,05; 0,27]	[0,03; 1,35]	[1,58; 18,00]	[3,69; 18,00]
375	[0,03; 0,27]	[0,03; 0,74]	[0,00; 18,00]	[3,69; 18,00]
400	[0,04; 0,27]	[0,03; 1,35]	[12,64; 18,00]	[3,69; 18,00]
456	[0,03; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,01; 18,00]	[3,69; 18,00]
700	[0,04; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,18; 18,00]	[3,16; 18,00]
800	[0,03; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,69; 18,00]
910	[0,00; 0,27]	[0,03; 1,35]	[14,74; 18,00]	[4,41; 18,00]
1.000	[0,00; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,00; 18,00]
1.125	[0,00; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,50; 18,00]
1.250	[0,00; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,88; 18,00]
1.500	[0,00; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,69; 18,00]
1.680	[0,00; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,69; 18,00]
1.875	[0,01; 0,27]	[0,06; 1,35]	[0,46; 18,00]	[3,88; 18,00]
2.250	[0,00; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,69; 20,00]
2.500	[0,00; 0,27]	[0,03; 1,35]	[0,00; 18,00]	[3,69; 18,00]

Tabelle A-10: Stochastischer Parameterraum der Eingangsparameter K_f , T_f , u_{\max} und u_{\min} des generischen DC1A- bzw. Typ 1-Erregersystemmodells für Synchrongeneratoren unterschiedlicher Leistungsklassen (Vorgehen zur Ermittlung siehe Abbildung 3-12)

Anhang 4: Einstellungen des Optimierungsverfahrens

Optionsbezeichnung ³⁴	Beschreibung	Wert
completePoll	Evaluationsart der Testpunkte des Netzes: Evaluation aller Testpunkte pro Iteration	,on‘
initialMeshSize	Betrag der initialen Netzgröße	0,2 (initial) 0,1 (dynamisch)
meshExpansionFactor	Netz-Expansionsfaktor bei erfolgreicher Suche	1,5 (initial) 1,1 (dynamisch)
meshContractionFactor	Netz-Kontraktionsfaktor bei nicht erfolgreicher Suche	0,5
maxMeshSize	maximale Spannweite des Netzes	1,0 (initial) 0,1 (dynamisch)
meshAccelerator	Netz -Kontraktionsfaktor in der Nähe eines Optimums zur Konvergenzerhöhung halbieren	,off‘
cache	Speichern der bereits ausgewerteten Testpunkte	,off‘
lower bounds, upper bounds	Einschränkung des Lösungsraumes, um die Degeneration ³⁵ von einzelnen Parameterwerten zu vermeiden ³⁶	-1 bis ∞
maxIterations	Anzahl Iterationen (Abbruchkriterium) ³⁷	≥ 50 (initial) ≥ 100 (dynamisch)
useParallel	Verwendung paralleler Prozessorrechnerkerne	,on‘

Tabelle A-11: Verwendete Einstellungen des Pattern-Search-Optimierungsverfahrens mit Differenzierung nach Initialparameter- und dynamischer Parameteroptimierung

³⁴ Die Optionsbezeichnungen beziehen sich auf die in der Software MATLAB R2017a integrierte Pattern-Search-Methode aus der Global Optimization Toolbox. Nicht aufgeführte Werte nehmen den Standardwert an [Mat17b].

³⁵ Die Degeneration von Parameterwerten ist die wiederholte Anpassung eines Parameterwertes in eine Vorzeichenrichtung. Hierdurch kommt es zur Überanpassung des Parameterwertes. Dies hat ggf. die Konvergenz in ein lokales Minimum mit unzureichender Lösungsgüte zur Folge, z.B. aufgrund einer unrealistisch hohen Dämpfung durch Kopplungsimpedanzen.

³⁶ Ausnahme für Kopplungsimpedanzen: $r \in [0 \text{ p.u.}; 10 \text{ p.u.}]$ und $x \in [-5 \text{ p.u.}; 10 \text{ p.u.}]$

³⁷ Je höher die Dimension des Parameterraums des Äquivalenzsystems ist, desto mehr Optimierungsiterationen sind durchzuführen.

Anhang 5: Netzkenndaten

Scheinleistung	Kenndaten			
	u_k in %	R_T in $m\Omega$	X_T in $m\Omega$	Stufensteller
100 kVA	4,28	24	64	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
160 kVA	4,00	12	38	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
250 kVA	4,00	7,4	24	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
400 kVA	4,10	5	15	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
630 kVA	4,84	2,4	11	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
630 kVA	6,00	2,27	14,99	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
800 kVA	5,00	2,1	10	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
1.000 kVA	5,00	1,8	9	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
1.250 kVA	6,26	1,5	7,5	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
1.600 kVA	6,00	1,2	6	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
2.000 kVA	6,00	0,75	5	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
2.500 kVA	6,00	0,68	3,78	bis zu $\pm 10\%$ [For16]
12,5 MVA	12,0	0,0	960	bis zu $\pm 20\%$ [Krä00]
25,0 MVA	12,0	0,0	480	bis zu $\pm 20\%$ [Krä00]
31,5 MVA	12,0	0,0	381	bis zu $\pm 20\%$ [Krä00]
40,0 MVA	12,0	0,0	300	bis zu $\pm 20\%$ [Krä00]
63,0 MVA	13,0	0,0	210	bis zu $\pm 20\%$ [Krä00]

Tabelle A-12: **Transformatordaten** unterschiedlicher Hersteller (u_k : relative Kurzschlussspannung, R_T bzw. X_T : Transformatorlängswiderstand bzw. -reaktanz), vgl. z. B. [Oed11]

Typbezeichnung	Kenndaten			
	U_n in kV	R^+ in $\Omega \cdot \text{km}^{-1}$	X^+ in $\Omega \cdot \text{km}^{-1}$	I_{th} in A
N2XS(F)2Y (120 mm ²)	10	0,153	0,119	367
NA2XS2Y (150 mm ²)	10	0,206	0,116	319
N2XS2Y (185 mm ²)	10	0,099	0,102	360*
N2XS2Y (240 mm ²)	10	0,076	0,099	435*
N2XS2Y (300 mm ²)	10	0,060	0,097	530*
N2XS2Y (120 mm ²)	20	0,156	0,117	385*
NA2XS2Y (185 mm ²)	20	0,164	0,113	361
N2XS2Y (240 mm ²)	20	0,081	0,106	470*
N2XS2Y (500 mm ²)	20	0,036	0,094	754
AL1/11-ST1A (70 mm ²)	20	0,410	0,302	290
AL1/15-ST1A (94 mm ²)	20	0,306	0,330	350
NYY-J (35 mm ²)	0,4	0,524	0,085	126
NYY-J (70 mm ²)	0,4	0,268	0,082	193
NYY-J (150 mm ²)	0,4	0,124	0,081	315
NAYY (150mm ²)	0,4	0,206	0,080	275
NYY-J (300 mm ²)	0,4	0,060	0,080	493
CU (35 mm ²)	0,4	0,524	0,323	230*
AL (35 mm ²)	0,4	0,830	0,323	195*
CU (70 mm ²)	0,4	0,276	0,302	365*
AL (70 mm ²)	0,4	0,410	0,302	290
CU (120 mm ²)	0,4	0,195	0,284	420*
AL (120 mm ²)	0,4	0,155	0,284	385*

Tabelle A-13: **Mittel- und Niederspannungskabel- und -freileitungskennndaten** unterschiedlicher Hersteller (U_n : Nennspannung, R^+ : Mitsystemlängswiderstand, X^+ : Mitsystemlängsreaktanzen, C^+ : Mitsystemkapazität, I_{th} : thermische Stromtragfähigkeit, *approximierte Werte), vgl. z. B. [Oed11]

Anhang 6: Dynamische Parametrierungsvorschriften

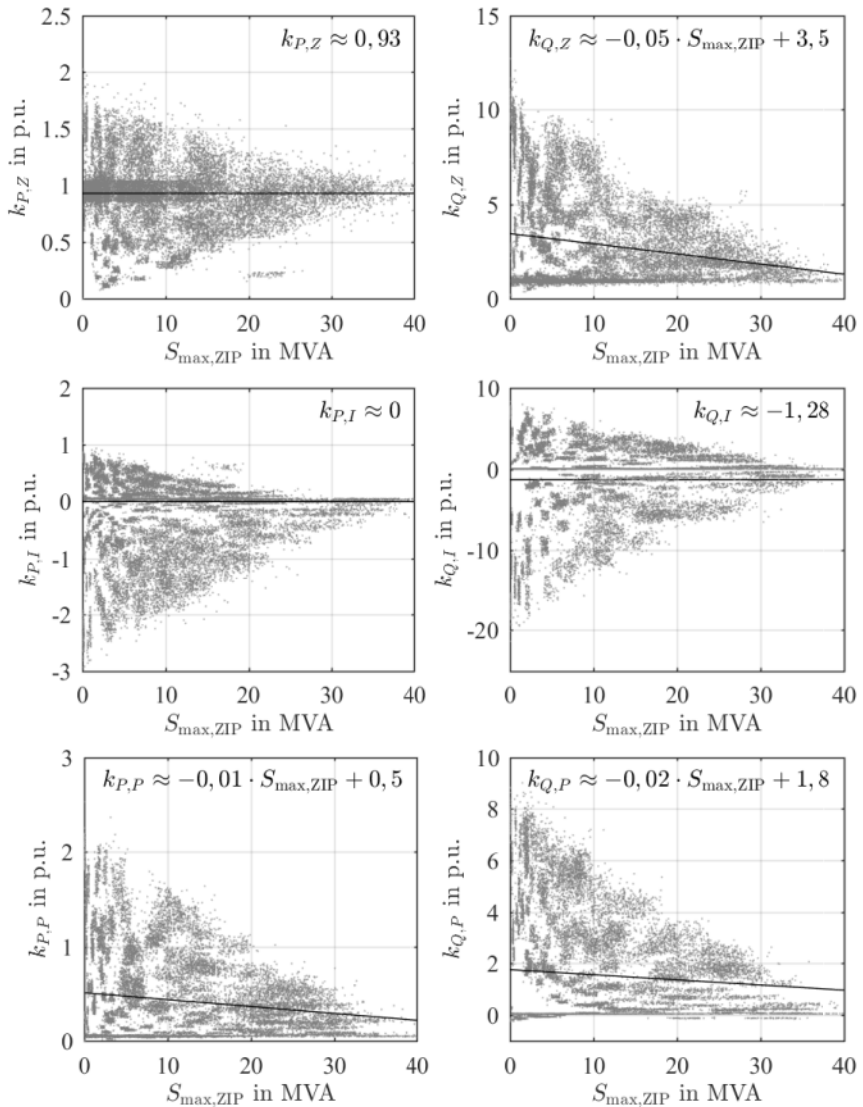


Abbildung A-1: Komponentenparametrierungsvorschriften des **statischen ZIP-Lastmodells** für die Mittel- und Niederspannungsebene ($S_{\max,ZIP}$: kumulierte installierte ZIP-Maximallast; **schwarz**: Mittelwertapproximation; **grau**: Datenschar der gesamten Datenbasis)

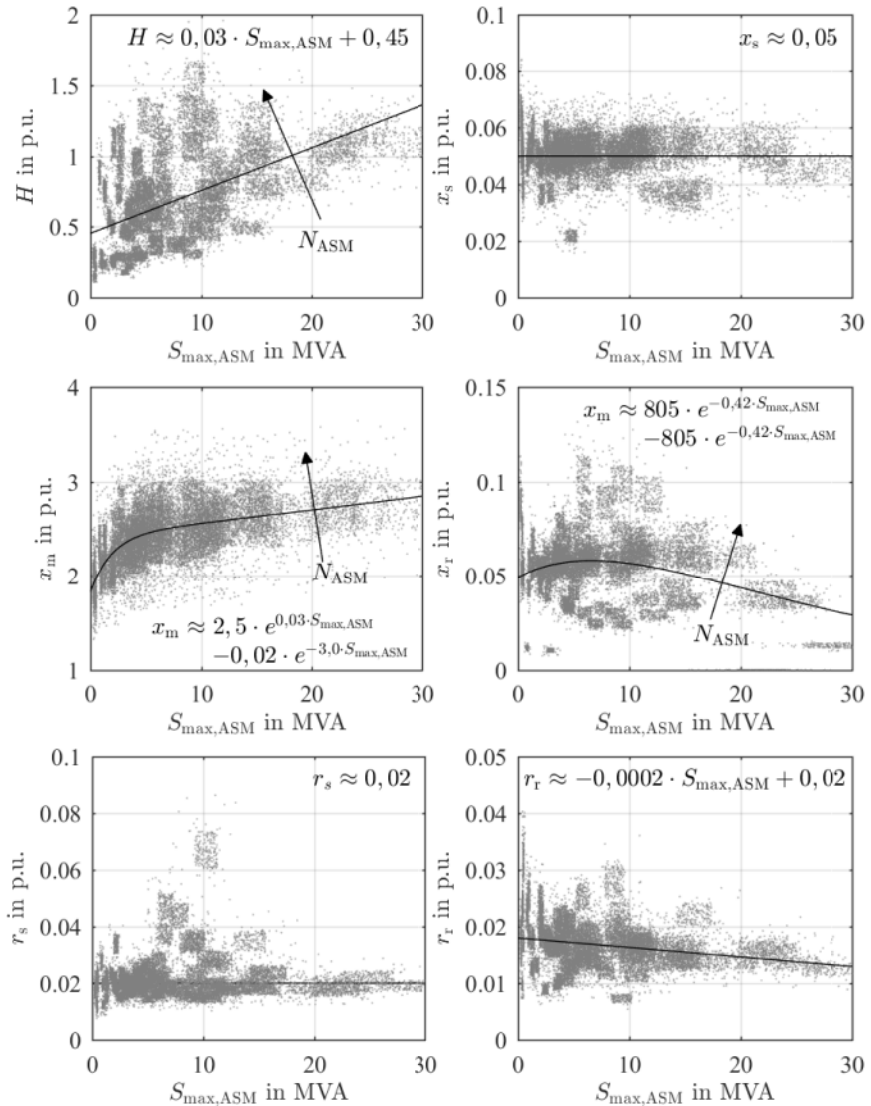


Abbildung A-2: Komponentenparametrierungsvorschriften des **dynamischen ASM-Lastmodells** für die Mittel- und Niederspannungsebene ($S_{\max,ASM}$: kumulierte installierte ASM-Maximallast; **schwarz**: Mittelwertapproximation; **grau**: Datenschar der gesamten Datenbasis)

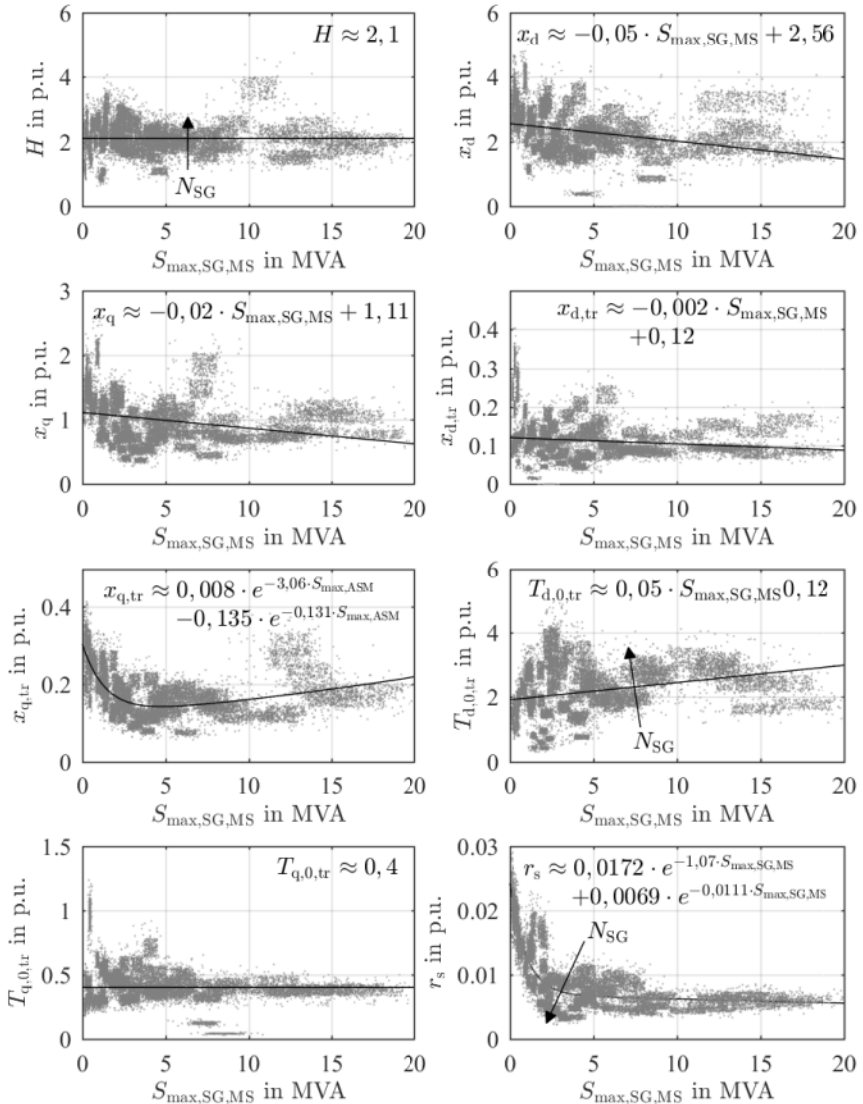


Abbildung A-3: Komponentenparametrierungsvorschriften des **reduzierten Synchrongeneratormodells** für die Mittelspannungsebene ($S_{max,SG,MS}$: kumulierte installierte SG-Maximalleistung in der MS-Ebene; **schwarz**: Mittelwertapproximation; **grau**: Datenschar der gesamten Datenbasis)

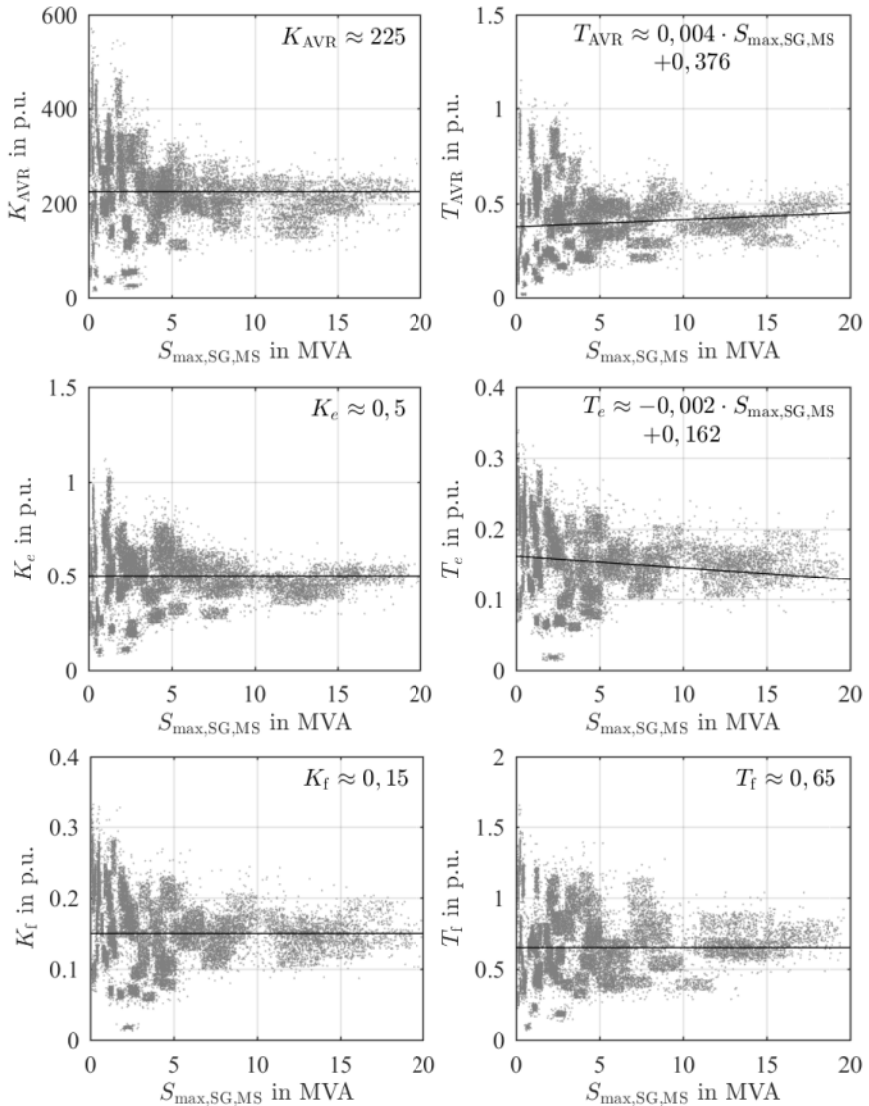


Abbildung A-4: Komponentenparametrierungsvorschriften des **DC1A- bzw. Typ 1-Erregersystemmodells für Synchrongeneratoren** für die Mittelspannungsebene ($S_{\max,SG,MS}$: kumulierte installierte SG-Maximaleistung in der MS-Ebene; **schwarz**: Mittelwertapproximation; **grau**: Datenschar der gesamten Datenbasis)

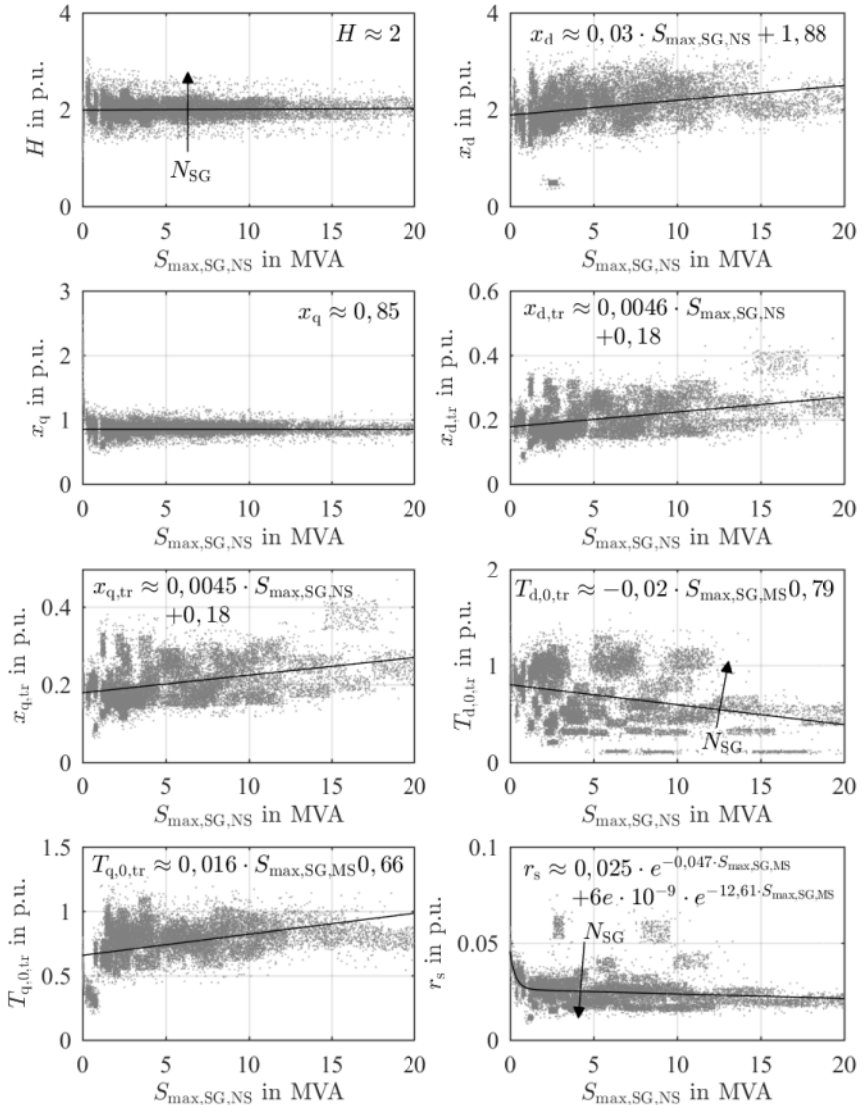


Abbildung A-5: Komponentenparametrierungsvorschriften des **reduzierten Synchrongenerator-modells** für die Niederspannungsebene ($S_{\max,SG,NS}$: kumulierte installierte SG-Maximalleistung in der NS-Ebene; **schwarz**: Mittelwertapproximation; grau: Daten-schar der gesamten Datenbasis)

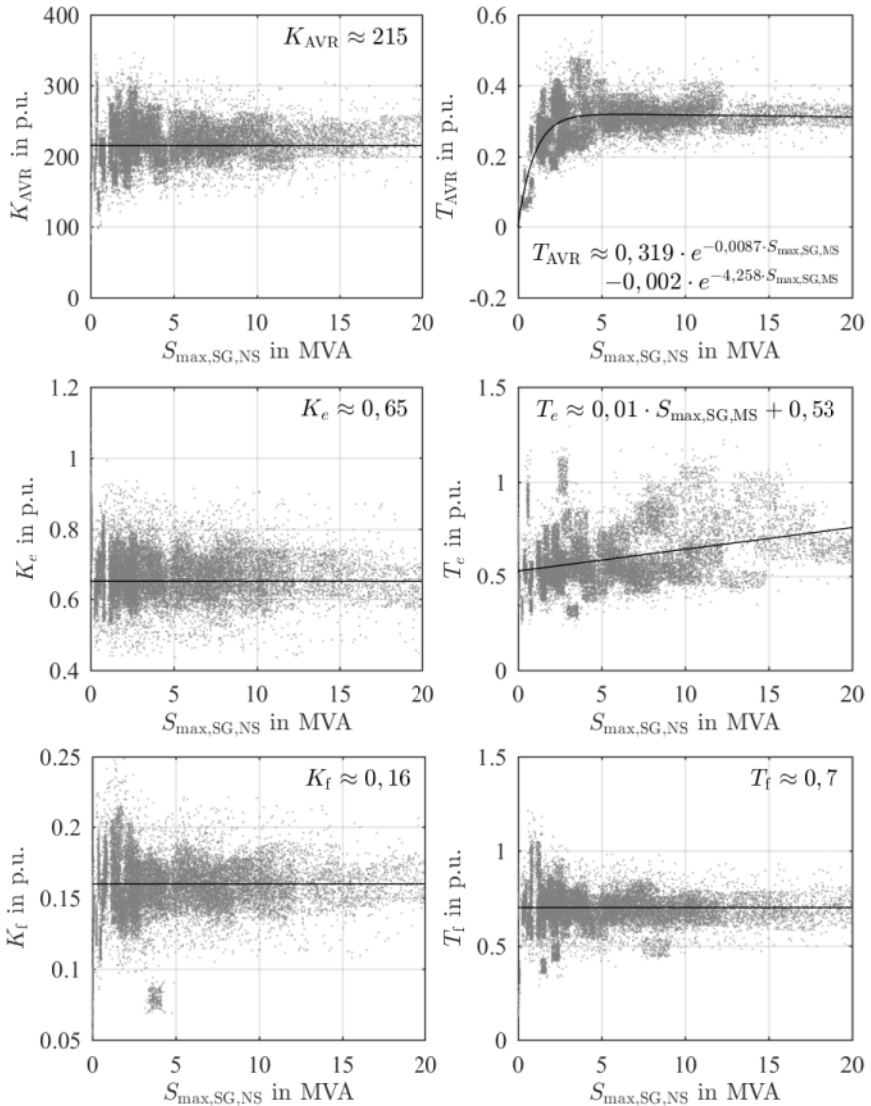


Abbildung A-6: Komponentenparametrierungsvorschriften des **DC1A- bzw. Typ 1-Erregersystemmodells für Synchrongeneratoren** für die Niederspannungsebene ($S_{\max,SG,NS}$: kumulierte installierte SG-Maximaleistung in der NS-Ebene; **schwarz**: Mittelwertapproximation; **grau**: Datenschar der gesamten Datenbasis)

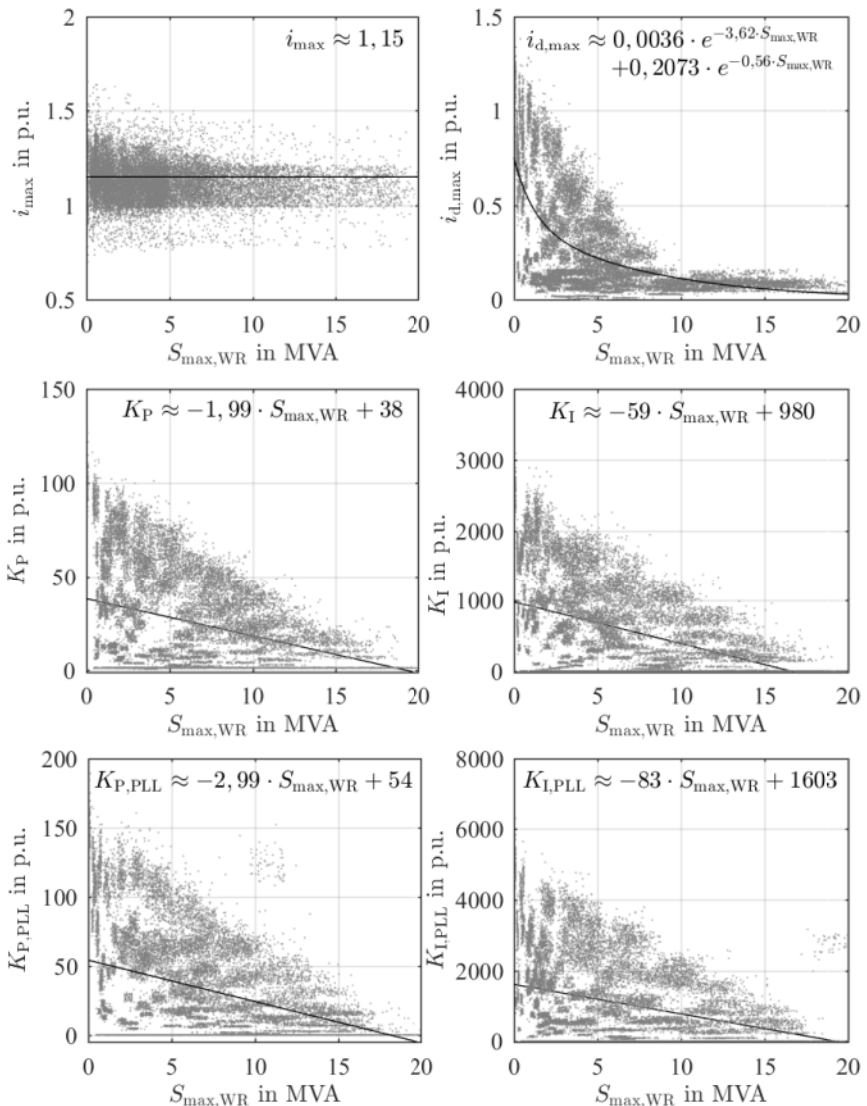


Abbildung A-7: Komponentenparametrierungsvorschriften der **reduzierten Wechselrichtermodele** für Mittel- und Niederspannungsebene ($S_{\max,WR}$: kumulierte installierte WR-Maximalleistung; **schwarz**: Mittelwertapproximation; **grau**: Datenschar der gesamten Datenbasis)

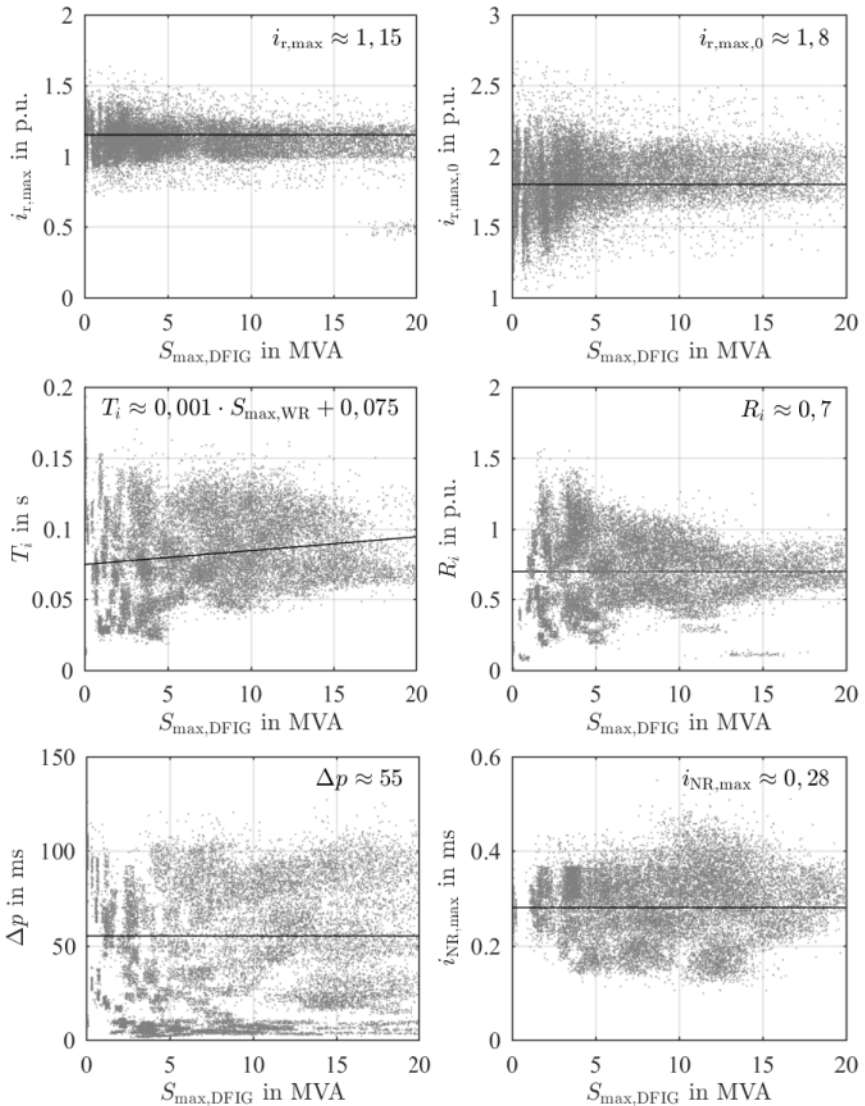


Abbildung A-8: Komponentenparametrierungsvorschriften des **reduzierten Modells doppelt gespeister Asynchrongeneratoren** für die Mittelspannungsebene ($S_{\max,DFIG}$: kumulierte installierte DFIG-Maximalleistung in der MS-Ebene; **schwarz**: Mittelwertapproximation; **grau**: Datenschar der gesamten Datenbasis)