

# RANDNETZMODELLIERUNG FÜR DYNAMISCHE FREQUENZUNTERSUCHUNGEN IM VERTEILNETZ

**Anna PFENDLER, Lukas JUNG, Jutta HANSON**

Technische Universität Darmstadt,  
Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik,  
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5), Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, Deutschland, +49 6151 16 24673, anna.pfendler@tu-darmstadt.de, www.e5.tu-darmstadt.de

**Kurzfassung:** Der Großteil an Erneuerbare-Energien-Anlagen ist im Verteilnetz angeschlossen. Mit der Abschaltung konventioneller Kraftwerke müssen die dezentralen, meist umrichter-basierten Anlagen einen Beitrag zur Wahrung der Systemstabilität liefern. Der Beitrag zur Frequenzstabilität bedingt für Untersuchungen im Verteilnetz die Modellierung des externen überlagerten Netzes. Für die Randnetzmodellierung werden ein Ward-Äquivalent und ein aggregierter Synchrongenerator verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass das Ward-Äquivalent nicht geeignet ist, um die Netzstärke sowie das Trägheitsverhalten des Verbundsystems zu modellieren. Insbesondere sorgt die starre Spannungsquelle des Ward-Äquivalents dafür, dass der Zusammenhang zwischen Wirkleistung und Spannung, welcher im Verteilnetz aufgrund des geringen  $X/R$ -Verhältnisses besteht, nicht berücksichtigt wird.

**Keywords:** Aggregation, Dynamisches Äquivalent, EMT Simulation, Frequenzstabilität

## 1 Einleitung und Motivation

Im elektrischen Energiesystem ist die Frequenz ein zentraler Parameter für das Gleichgewicht aus Wirkleistungserzeugung und -verbrauch. Die Frequenzstabilität ist damit ein wesentlicher Aspekt zur Wahrung eines stabilen Netzbetriebs. Im eingeschwungenen Zustand ist die Frequenz des kontinentaleuropäischen Verbundsystems näherungsweise im gesamten Netzgebiet identisch und wird in einem engen Toleranzband gehalten. Das Wirkleistungsgleichgewicht kann durch Ereignisse im System gestört werden, z.B. durch den Ausfall von Erzeugungsanlagen. Transiente Vorgänge beeinflussen nach der Störung die Frequenz, und Regelmechanismen, die einer Frequenzabweichung entgegenwirken, werden aktiv. [1]

Mit dem zunehmenden Anteil von dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichern, etc. und den verbundenen leistungselektronischen Komponenten auf der Verteilnetzebene und dem gleichzeitigen Abschalten konventioneller Kraftwerke basierend auf Synchrongeneratoren im Übertragungsnetz wird die Frequenzregelung anspruchsvoller: Das inhärente Trägheitsverhalten von rotierenden Maschinen, welches durch Ein- oder Ausspeichern kinetischer Energie einer Frequenzänderung entgegenwirkt, nimmt ab. Zahlreiche umrichterbasierte Anlagen müssen mit ihrer Regelung zur Systemstabilität beitragen und Systemdienstleistungen erbringen, die zuvor durch wenige konventionelle Kraftwerke bereitgestellt wurden. Um diese Regelungen und den Beitrag umrichterbasierter Anlagen zur Frequenzstabilität zu untersuchen, müssen dynamische Frequenzuntersuchungen im Verteilnetz durchgeführt werden. Zur Durchführung dieser Untersuchungen muss in Netz-simulationen das überlagerte Netz mit seinen Frequenzcharakteristiken modelliert werden.

In der Literatur finden sich zur Untersuchung der Frequenzstabilität verschiedene Ansätze für die Nachbildung des überlagerten Netzes:

- 1) Aggregierte Modellierung der Verteilnetze: Die umrichterbasierten Anlagen werden zu einer Anlage zusammengefasst und auf Übertragungsnetzebene angeschlossen. Dadurch ist eine Modellierung des überlagerten Netzes nicht notwendig, z.B. in [2,3].
- 2) Simulation eines Phasensprungs: Statt der Frequenz wird die Reaktion von umrichterbasierten Anlagen auf einen Phasensprung der Netzspannung untersucht. Hierzu kann das externe Netz als Spannungsquelle abgebildet werden, z.B. in [4].
- 3) Spannungsquelle mit Frequenzrampe: Mithilfe einer regelbaren Spannungsquelle wird eine synthetische Frequenz als Rampe mit konstanter Steigung simuliert, z.B. in [4].
- 4) Synchrongenerator: Das externe Netz wird als Synchrongenerator mit Last nachgebildet, sodass das dynamische Frequenzverhalten, insbesondere die Trägheit, nachgebildet werden können. Der Ausfall eines Generators oder das Zuschalten einer Last rufen in diesem Fall eine Frequenzänderung hervor, z.B. in [5].

Der Fokus dieser Studie liegt auf dynamischen Simulationen im Zeitbereich und umfasst daher die letzten beiden Ansätze.

## 2 Low-Inertia-Systeme

Die Frequenz ist eine globale Größe des Energiesystems und Frequenzstabilität eine Grundvoraussetzung zur Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs. Mit zunehmendem Anteil von umrichterbasierten Anlagen im Verbundsystem wird die Frequenzregelung dieser Anlagen zunehmend wichtig und anspruchsvoll, da das inhärente Trägheitsverhalten der Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke sinkt. Dies führt zu sogenannten Low-Inertia-Systemen, welche nur auf einem geringen Anteil an rotierenden Maschinen basieren. Von den zahlreichen Phänomenen, die zu Untersuchungen der Frequenz in diesen Low-Inertia-Systemen zählen, etwa Harmonische oder subfrequente Oszillationen, konzentriert sich diese Untersuchung auf die Bewertung der Grundschiebungsfrequenz.

### 2.1 Zunehmende Dezentralität

Das Stromnetz erfährt einen bemerkenswerten Wandel hin zur Dezentralisierung. Eine wesentliche Triebkraft dieses Trends liegt in der verstärkten Integration Erneuerbarer-Energien-Anlagen, insbesondere basierend auf Photovoltaik (PV) und Windenergie. Die dezentrale Stromerzeugung ermöglicht es, erneuerbare Ressourcen lokal zu nutzen, und ersetzt zunehmend zentrale konventionelle Kraftwerke. Ein Überblick ist in Abbildung 1 gegeben. Der Großteil der in Deutschland installierten Leistung an PV- und Windenergieanlagen wird im Verteilnetz in der Niederspannungsebene (NS), Mittelspannungsebene (MS) und Hochspannungsebene (HS) angeschlossen. Nur große Windparks, insbesondere Offshore-Windpark werden direkt in das Übertragungsnetz auf der Höchstspannungsebene (HöS) angeschlossen. Mit der Umstellung des Energiesystems auf Erneuerbare-Energien-Anlagen steigt auch der Bedarf an Flexibilitäten, um die volatile Stromerzeugung auszugleichen. Neue Technologien werden in das Energiesystem integriert, darunter insbesondere leistungselektronische Betriebsmittel. Dieser Wandel von zentralen rotierenden Maschinen zu schnell schaltenden, meist kleineren Umrichteranlagen stellt das Energiesystem vor große Herausforderungen.

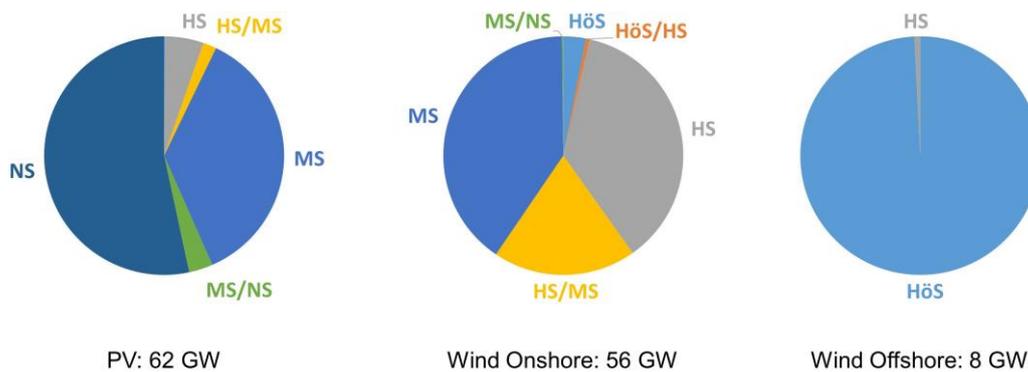


Abbildung 1: Verteilung der installierte Leistung an PV, Wind Onshore und Wind Offshore auf die verschiedenen Spannungsebenen in Deutschland in 2022. [6]

Eine Herausforderung zur Simulation moderner Energiesysteme ist die große Anzahl an individuellen Anlagen. Bestrebungen der CIGRÉ haben erste generische Modelle generiert, welche herstellerunabhängig das prinzipielle Verhalten der neuen umrichterbasierten Anlagen reproduzieren können. Zusätzlich sorgen verschiedene Vereinfachungen in der Modellierung dafür, dass die große Anzahl an Anlagen auch mit vertretbarem Rechenaufwand nachgebildet werden. Aktuelle Studien zielen nun auf die Regelung der umrichterbasierten Anlagen ab, welche zunehmend die Wahrung der Systemstabilität und die Erbringung von Systemdienstleistungen übernehmen müssen.

Die dezentrale Stromerzeugung bietet aber auch verschiedene Vorteile, etwa werden i.d.R. die Resilienz und Zuverlässigkeit durch die Dezentralisierung verbessert. Bei einem Ausfall in einem Bereich können andere Teile des Energiesystems weiterhin die Stromversorgung aufrechterhalten, was die Gesamtzuverlässigkeit des Systems erhöht. Durch ein dezentraleres Energiesystem kann außerdem eine bessere Energieeffizienz durch das Minimieren von Transportverlusten erreicht werden. Diese Effizienzsteigerung trägt zur nachhaltigen Nutzung von Ressourcen bei. Weitere Aspekte der Dezentralität werden in [7] diskutiert.

## 2.2 Frequenzstabilität in Low-Inertia-Systemen

Frequenzstabilität beschreibt die Aufrechterhaltung einer konstanten Frequenz im gesamten Verbundsystem. Dies hängt davon ab, ob ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung besteht (Leistungsgleichgewicht) oder ob es nach einer Störung mit einem Minimum an unerwünschten Lastabwürfen wiederhergestellt werden kann. Zu den Störungen gehören das Schalten von größeren Erzeugungseinheiten und/oder Lasten, System-Split-Szenarien oder ungewollte Inselnetzbildung. Die Frequenzstabilität kann in kurzfristige Stabilität im Zeitrahmen von einigen Sekunden und langfristige Stabilität im Zeitrahmen von einigen zehn Sekunden bis zu mehreren Minuten unterteilt werden. Typische kurzfristige Phänomene sind die Aufspaltung des Stromnetzes in zwei oder mehr Teilsysteme oder der Ausfall großer Kraftwerke. Langfristige Phänomene können z.B. aus schlecht abgestimmten Dampfturbinenregelungen bestehen. Im europäischen Verbundnetz beträgt die Nennfrequenz 50 Hz mit einem Toleranzband von 200 mHz.

Die Frequenz des Stromnetzes innerhalb eines engen Toleranzbandes zu halten, bedeutet, dass das Wirkleistungsgleichgewicht durch Regelungen im System aufrechterhalten oder wiederhergestellt werden muss. In dieser Arbeit werden Unterfrequenzszenarien untersucht, bei

denen aufgrund einer Störung mehr Wirkleistung verbraucht als erzeugt wird und die Frequenz sinkt. Um dem Frequenzfall entgegenzuwirken, werden verschiedene Regelungen aktiviert, welche die Wirkleistungseinspeisung an die Frequenz anpassen. Der typische Frequenzverlauf nach einer Störung kann in verschiedene zeitliche Abschnitte unterteilt werden und ist in Abbildung 2 dargestellt.

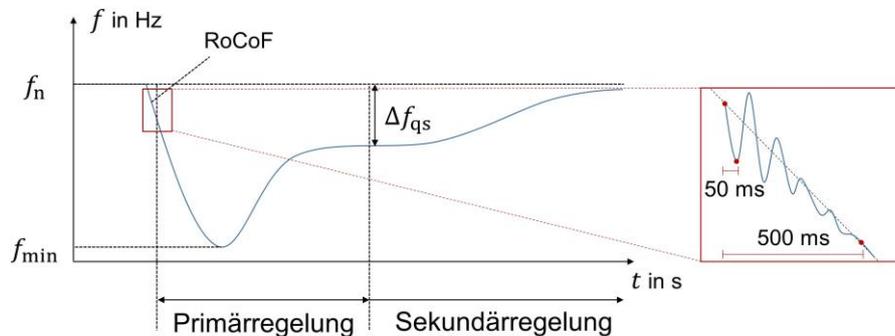


Abbildung 2: Typischer dynamischer Frequenzverlauf und relevante Frequenzgrößen, basierend auf [8] sowie Zoom in den transienten Zeitbereich, basierend auf [9].

Im transienten Zeitbereich gleicht die in den rotierenden Massen von Synchrongeneratoren gespeicherte kinetische Energie, d.h. die anfängliche Trägheitsreaktion, das Leistungsungleichgewicht aus. In der Folge werden die Generatoren aufgrund ihrer erhöhten Wirkleistungsabgabe an das Netz langsamer und drehen sich mit reduzierter Geschwindigkeit - die Netzfrequenz sinkt. In welchem Umfang die einzelnen Generatoren abgebremst werden, hängt von ihrer Trägheit ab. Die anfängliche Trägheitsreaktion bestimmt auch den Frequenzgradienten (RoCoF, engl. Rate of Change of Frequency) [10].

Sobald eine Frequenzabweichung  $|\Delta f| > 10$  mHz auftritt, wird die Primärregelung aktiviert und wirkt der Frequenzabweichung durch Anpassung der eingespeisten Wirkleistung in einem Bereich von  $\pm 5\%$  der Nennleistung entgegen [6]. Die Primärregelung ist eine Proportionalregelung und führt die Frequenz auf einen neuen stationären Wert mit einer quasistationären Frequenzabweichung  $\Delta f_{qs}$ . Der Frequenznadir  $f_{min}$  ist das Minimum der Frequenzkurve.

Die sinkende Trägheit im System führt zu schnelleren und stärkeren Frequenzabweichungen, wodurch sowohl RoCoF als auch Frequenznadir kritischer werden. Dies kann beispielsweise zu ungewollten Schutzauslösungen führen. Geeignete Regelkonzepte für umrichterbasierte Anlagen müssen daher diesem Trend entgegenwirken. Im Rahmen von Studien wird nun erforscht, inwiefern durch Umrichter sogenannte virtuelle Trägheit bereitgestellt werden kann. Eine Übersicht über Regelkonzepte ist beispielsweise in [11] gegeben. Zudem können umrichterbasierte Anlagen wesentlich schneller ihre Leistungseinspeisung anpassen, sodass eine sehr schnelle Reaktion auf eine Frequenzänderung (FFR, engl. fast-frequency response) möglich ist [12].

### 3 Methodik

Wie bereits in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** gezeigt, existieren verschiedene Ansätze, um den Einfluss einer großen Durchdringung von Umrichtern im Stromnetz zu untersuchen. In dieser Arbeit soll die Nachbildung des überlagerten externen Netzes vorgestellt werden für die dynamische Simulation von dezentralen Umrichteranlagen im Verteilnetz hinsichtlich der kurzzeitigen Frequenzstabilität. Dazu wird zunächst eine reduzierte Testbench vorgestellt, in welcher die dynamische Reaktion von Umrichtern auf eine Frequenzänderung simuliert und getestet werden kann. Im Anschluss werden zwei Ansätze für die Modellierung des externen Netzes vorgestellt: Die Modellierung als Ward-Äquivalent, d.h. mit einer dreiphasigen Spannungsquelle und Impedanz sowie die Modellierung als aggregierter Synchrongenerator mit angepasster Parametrierung. Alle Untersuchungen werden als elektromagnetische Transiente (EMT) Simulation durchgeführt.

#### 3.1 Testbench

Zum Testen und Benchmarken von Umrichtermodellen wird auf elektromagnetische Transiente (EMT) Simulationen in einer stark reduzierten Testbench im Mittelspannungsnetz zurückgegriffen. Diese Testbench ist in Abbildung 3 dargestellt. Sie besteht aus einer umrichterbasierten Erzeugungsanlage EZA und einer Last L1, welche beide an Sammelschiene 1 angeschlossen sind. Ein Kabel K verbindet diesen Knoten mit dem externen Netz und einer weiteren Last L0. Die relevanten Daten der Testbench sind in Tabelle 1 angegeben. Die Lastmodelle sind als statische Lasten mit konstantem Leistungsbezug dargestellt. Die umrichterbasierte Erzeugungsanlage ist mit einer netzstützenden Regelung ausgestattet und implementiert eine schnelle Frequenzregelung (FFR) wie in [13] beschrieben. Im Prinzip erfolgt eine proportionale Anpassung der Wirkleistung in Abhängigkeit der gemessenen Frequenz. Das Kabel K wird als Pi-Ersatzschaltung modelliert und dient als Innenimpedanz für das Ward-Äquivalent. Auch in dem Fall mit Synchrongenerator wird die Leitung belassen, um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Die Testbench wird für die Nachbildung des externen Netzes als Synchrongenerator mit einer Störung in Form einer abrupten Lastzuschaltung der Last L0 beaufschlagt. Die Last L0 und der Lastsprung  $\Delta L0$  sind jeweils als reine Wirkleistungslasten modelliert. Das Ward-Äquivalent implementiert eine synthetische Frequenzrampe, welche keine zusätzliche Störung in der Testbench erfordert.

Für beide Fälle wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, sodass Einflussgrößen auf die Frequenzverläufe identifiziert werden und die Unterschiede zwischen den beiden Randnetznachbildungen aufgezeigt werden. Zuletzt wird die Auswirkung auf die Frequenzregelung der umrichterbasierten EZA im Mittelspannungsnetz untersucht.

#### 3.2 Modellierung des externen überlagerten Netzes

Für Frequenzuntersuchungen im Verteilnetz soll das externe überlagerte Netz eine gewisse Trägheit aufweisen sowie das Frequenzverhalten im Zeitbereich möglichst realistisch nachbilden. Wie bereits geschrieben werden in dieser Arbeit zwei verschiedene Ansätze zur Modellierung des externen Netzes verglichen: Die Nachbildung als Ward-Äquivalent ist besonders einfach und kann eine synthetische Frequenzänderung in die Testbench einbringen.

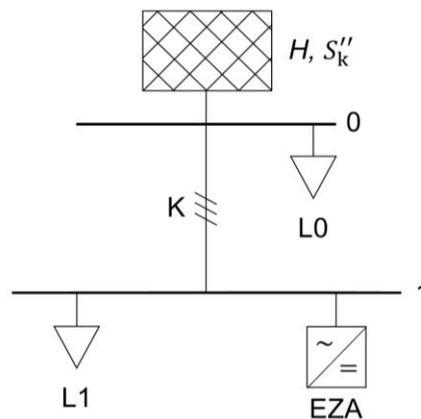


Abbildung 3: Überblick der generischen Mittelspannungstestbench.

Tabelle 1: Parameter der generischen Mittelspannungstestbench.

Parameter		Default Wert
Externes Netz Trägheit	$H$	5 s
Externes Netz Kurzschlussleistung	$S''_k$	150 MVA
Kabel K	$X/R$	1
Last L0 Wirkleistung	$P_{L0}$	8 MW
Lastsprung $\Delta L0$	$\Delta P_{L0}$	10 MW
Last L1 Bemessungsleistung	$S_{r,L1}$	5 MVA
Last L1 Leistungsfaktor	$\cos\varphi_{L1}$	0,9
EZA Bemessungsleistung	$S_{r,EZA}$	3 MVA
EZA Leistungsfaktor	$\cos\varphi_{EZA}$	0,9
Nennspannung	$U_n$	20 kV

### 3.2.1 Ward-Äquivalent

Das Ward-Äquivalent basiert auf der Idee, dass die Betriebsmittel durch äquivalente Impedanzen, Spannungsquellen und Stromquellen ersetzt werden, um die elektrischen Eigenschaften des Originalnetzes beizubehalten. Dabei werden die Leitungen eines Netzes durch äquivalente Impedanzen nachgebildet, welche anschließend reduziert werden. Aktive Komponenten im System können durch Spannungs- oder Stromquellen nachgebildet werden. Ziel ist es die elektrischen Eigenschaften an einem oder mehreren ausgewählten Knoten bei reduzierter Komplexität möglichst zu erhalten. Die Reduktion zum Ward-Äquivalent erfolgt mithilfe der Kirchhoffschen Gesetze. Das Ward-Äquivalent findet auch Anwendung bei dynamischen Großsignaluntersuchungen, z.B. in [14].

Das Ward-Äquivalent in dieser Arbeit ist als einzelne Spannungsquelle mit Innenimpedanz für die Sammelschiene 0 modelliert, vgl. Abbildung 3. Die Innenimpedanz wird dazu genutzt die Kurzschlussleistung des externen Netzes sowie das  $X/R$ -Verhältnis einzustellen mithilfe von (1) und (2). Zur Parametrierung werden typische Werte deutscher Mittelspannungsnetze verwendet. Für die dynamische Simulation wird eine Frequenzrampe der Spannungsquelle vorgegeben mit einem RoCoF von 1 Hz/s für 0,4 s.

$$R_K = \operatorname{Re} \left\{ \frac{U_n^2}{S''_k} \cdot e^{j \cdot \operatorname{atan}(X/R)} \right\} \quad (1)$$

$$X_K = \text{Im} \left\{ \frac{U_n^2}{S_k''} \cdot e^{j \cdot \text{atan}(X/R)} \right\} \quad (2)$$

### 3.2.2 Aggregation zu einem Synchrongenerator

Der aggregierte Synchrongenerator setzt vereinfachend kohärentes Verhalten aller Generatoren [15] im überlagerten Netz voraus und wird basierend auf dieser Annahme parametrisiert. Die aggregierten Modellparameter lassen sich aus (3) bis (5) ableiten. Der aggregierte Droop-Regler der Primärregelung  $d_p$  und die aggregierte Trägheitskonstante  $H$  werden beide durch die Summe der gewichteten Werte für jeden Synchrongenerator berechnet und auf die Gesamtlast des Systems bezogen. Anstelle der installierten Gesamt-erzeugungsleistung  $P_G$  wird für die Berechnung die Gesamtwirkleistung der Last  $P_L$  verwendet, um zu berücksichtigen, dass nicht alle Erzeugungsanlagen ein Trägheitsverhalten bzw. eine netzbildende Regelung aufweisen. Die installierte Leistung des aggregierten Generators  $S_{r,SG}$  wird mit (5) berechnet. Die subtransiente Kurzschlussleistung  $S_k''$  ist ein typisches Maß für Energiesysteme und liegt zwischen 105 und 225 MVA für Mittelspannungsnetze und zwischen 0,8 und 5,4 GVA für Hochspannungsnetze [16]. Das  $X/R$ -Verhältnis hängt ebenfalls von der Spannungsebene ab und beträgt typischerweise 1...2 für Mittelspannungsnetze und 3...10 für Hochspannungsnetze [17].

$$d_p = \frac{P_L}{\sum \frac{1}{d_{p,i}} \cdot P_{G,i}} \quad (3)$$

$$H = \frac{\sum H_i \cdot S_{G,i}}{P_L} \quad (4)$$

$$S_{r,SG} = x_d'' \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{R}{X}\right)^2} \cdot S_k'' \quad (5)$$

## 4 Ergebnisse

Der Vergleich der beiden Ansätze zur Modellierung des externen Netzes ist in Abbildung 4 für die in Kapitel 3 vorgestellte Mittelspannungstestbench in Standardparametrierung gezeigt. Abbildung 4 a) zeigt jeweils den Frequenzverlauf an Sammelschiene 1. Das Ward-Äquivalent setzt die Testbench der beschriebenen Frequenzrampe von 1 Hz/s über 400 ms aus und hält die Frequenz anschließend auf 49,6 Hz stabil. Der Verlauf mit der Modellierung des externen Netzes als aggregierter Synchrongenerator zeigt den bereits in Abbildung 2 vorgestellten typischen Unterfrequenzverlauf mit einem anfänglichen RoCoF von ebenfalls 1 Hz/s, einem Frequenznadir von 49,55 Hz und einer quasistationären Frequenzabweichung von 400 mHz nach Einsetzen der Primärregelung. Das Ergebnis zeigt, dass der Effekt der Trägheit und der Frequenzregelung durch die Frequenzrampe nur grob angenähert werden können. Prinzipiell kann der Spannungsquelle des Ward-Äquivalents auch der Frequenzverlauf des Synchrongenerators vorgegeben werden.

Ein wichtiger Unterschied zeigt sich in Abbildung 4 b) hinsichtlich der Spannung an Sammelschiene 1: Die ideale Spannungsquelle des Ward-Äquivalents hält die Spannung konstant.

Das dynamische Spannungsverhalten aufgrund eines plötzlichen Wirkleistungsungleichgewichts in Form eines Lastsprungs kann somit nicht nachgebildet werden. Dies ist besonders relevant in Verteilnetzen, die wegen des relativ kleinen  $X/R$ -Verhältnisses eine Kopplung zwischen Wirkleistung und Spannung aufweisen.

Abbildung 4 c) und d) zeigen die Wirk- und Blindleistungseinspeisung der umrichterbasierten Erzeugungsanlage. Mithilfe einer Droop-Frequenzregelung folgt die Wirkleistung der umrichterbasierten Erzeugungsanlage  $P_{EZA}$  antiproportional dem Frequenzverlauf  $f_1$  am Netzananschlusspunkt mit einer anfänglichen Verzögerung entsprechend des eingestellten Totbandes. Aufgrund des Proportionalreglers entsprechen die Verläufe den jeweiligen Frequenzverläufen. Der transiente Peak der Wirkleistungseinspeisung verursacht durch den Spannungseinbruch kann mithilfe des Ward-Äquivalents nicht nachgebildet werden. Die Blindleistungsregelung der umrichterbasierten Erzeugungsanlage wird erst aktiv, wenn die Spannung außerhalb eines Toleranzbandes von  $\pm 5\%$  ist. Daher zeigt sich bei der Simulation mit Synchrongenerator ein ausgeprägter transienter Peak bei Eintritt des Lastsprungs.

Da die Umrichterregelung in verschiedenen Szenarien und unter verschiedenen Netzbedingungen getestet werden soll, folgt eine Sensitivitätsanalyse und Vergleich zwischen der Nachbildung des externen Netzes als Ward-Äquivalent und als aggregierter Synchrongenerator. Untersucht wird der Einfluss des  $X/R$ -Verhältnisses und der Kurzschlussleistung am Netzananschlusspunkt der umrichterbasierten Erzeugungsanlage.

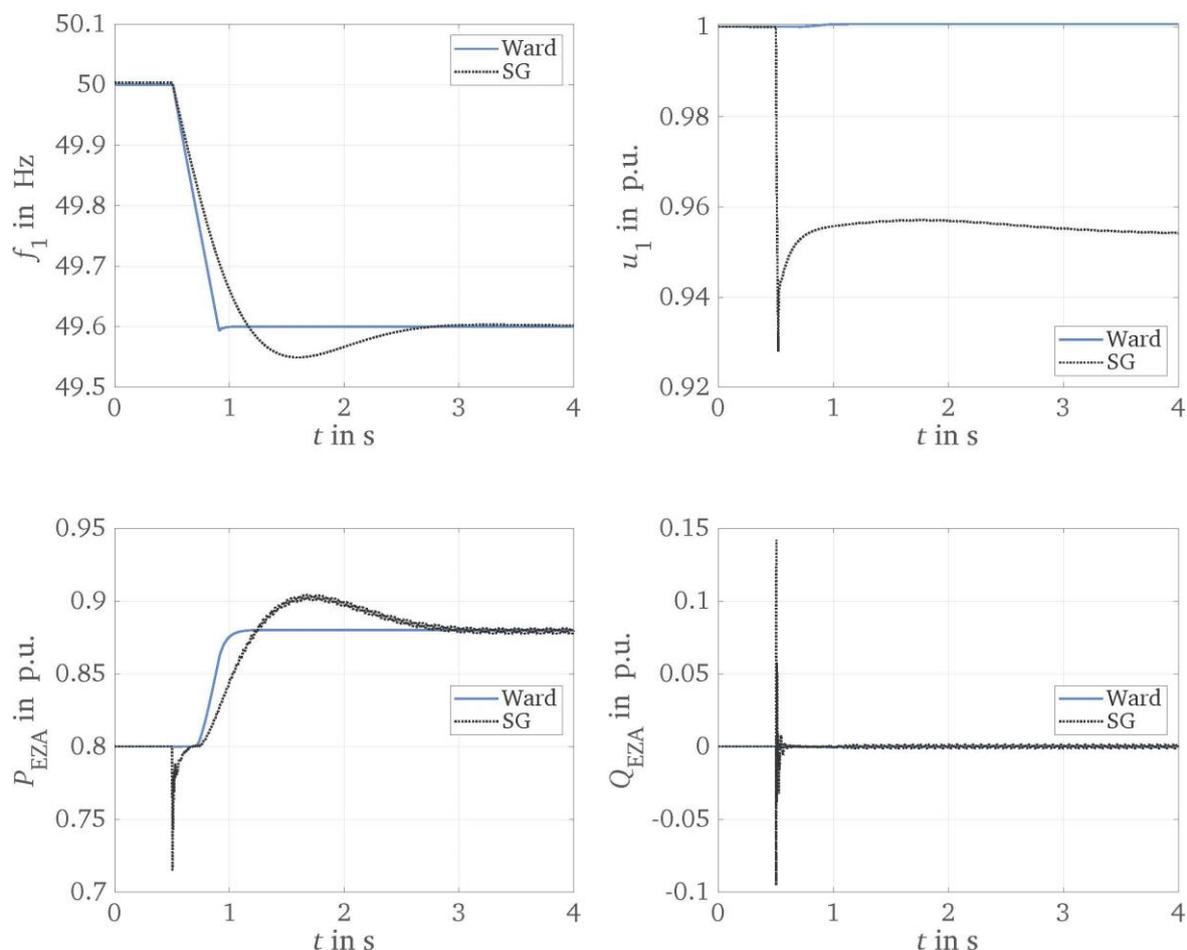


Abbildung 4: Vergleich der Repräsentation des externen überlagerten Netzes als Ward-Äquivalent und als Synchrongenerator (SG). a) Netzfrequenz und b) Netzspannung an Sammelschiene 1, c) Wirkleistungs- und d) Blindleistungsbereitstellung durch die umrichterbasierte Erzeugungsanlage (EZA).

#### 4.1 Variation des X/R Verhältnisses

Eine ideale Entkopplung von Wirk- und Blindleistungsregelung ist nur für ein sehr großes  $X/R$ -Verhältnis, d.h. ein stark induktives Netz oder umgekehrt für ein kleines  $X/R$ -Verhältnis, d.h. ein stark resistives Netz z.B. auf der Niederspannungsebene gegeben. In der Mittelspannungsebene liegt das  $X/R$ -Verhältnis i.d.R. zwischen 1 und 2. Eine Entkopplung von Wirk- und Blindleistungsregelung ist daher nicht gegeben. Der Einfluss des  $X/R$ -Verhältnisses auf die Frequenz wird hier untersucht und von 1 bis 10 variiert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5 dargestellt.

Abbildung 5 a) und b) zeigen den Frequenzverlauf für die zwei verschiedenen Arten der Modellierung des externen Netzes. Das  $X/R$ -Verhältnis von 1 entspricht der Standardparametrierung und zeigt den Verlauf aus Abbildung 4. Abbildung 5 b) zeigt, dass die Variation der  $X/R$ -Verhältnisses keinen Einfluss auf die Frequenzkurve des Ward-Äquivalents hat. Dies liegt daran, dass die Frequenzänderung synthetisch vorgegeben wird und nicht durch die Anpassung der Impedanz nach (1) und (2) berührt wird. Bei der Nachbildung des Synchrongenerators hat das  $X/R$ -Verhältnis einen Einfluss auf die Bemessungsleistung, vgl. (5). Mit steigendem  $X/R$ -Verhältnis wird also die installierte Leistung des Synchrongenerators größer. Ein größerer Synchrongenerator weist eine größere Trägheit auf, vgl. (4) und auch die Primärregelung erfolgt in p.u., d.h. der Beitrag steigt mit zunehmender Bemessungsleistung. Aus diesen Gründen ist

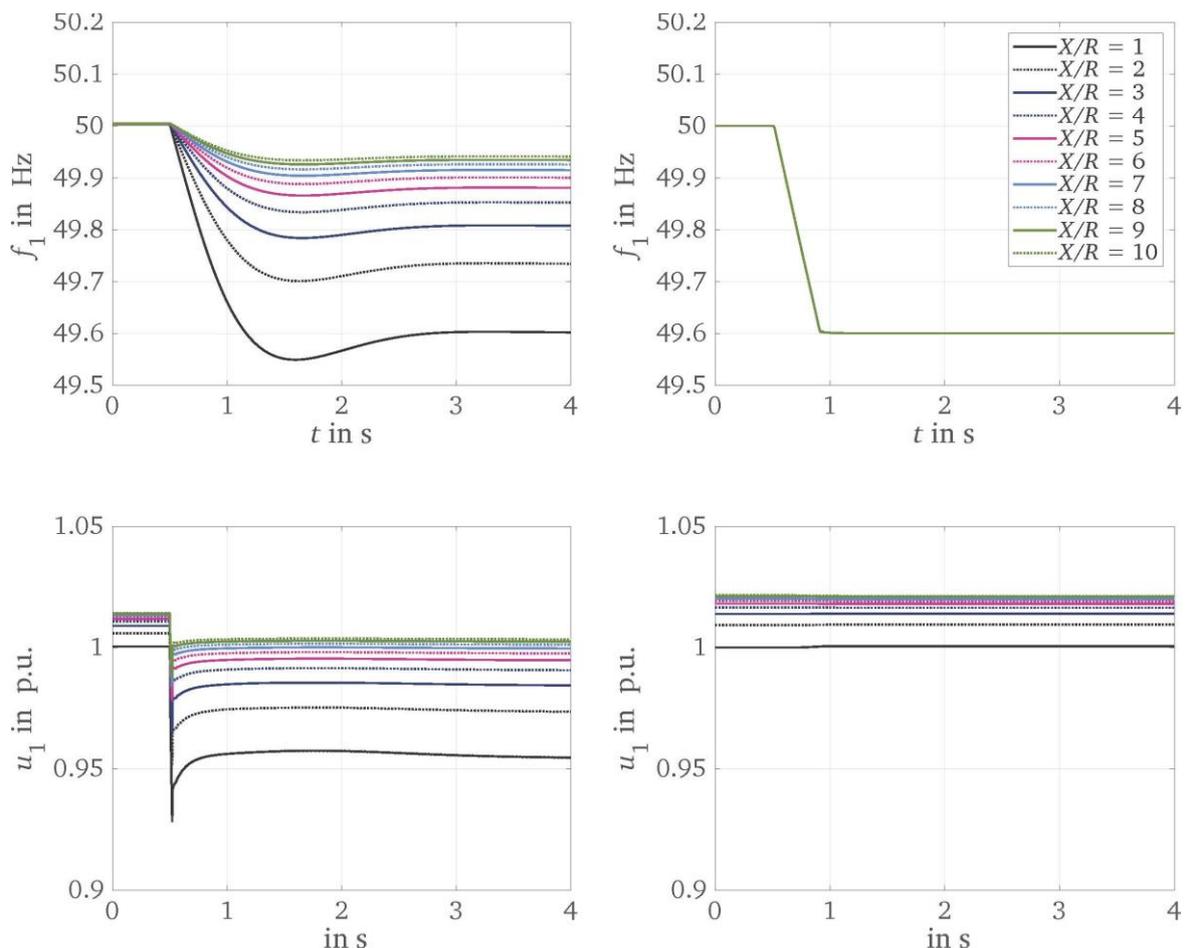


Abbildung 5: Einfluss des  $X/R$ -Verhältnisses des externen überlagerten Netzes auf die Frequenz- und Spannungsstabilität. a) Netzfrequenz für Synchrongenerator und b) für Ward-Äquivalent und c) Netzspannung an Sammelschiene 1 für Synchrongenerator und d) für Ward-Äquivalent.

in Abbildung 5 a) ein deutlicher Einfluss des  $X/R$ -Verhältnisses erkennbar. Ein stärker induktives Netz hat also für die Modellierung des externen Netzes als aggregierter Synchrongenerator einen positiven Einfluss auf die Frequenzstabilität. Eine vergleichbare Untersuchung kann mithilfe des Ward-Äquivalents nicht durchgeführt werden.

Abbildung 5 c) und d) zeigen die Spannungen an Sammelschiene 1 für die Variation des  $X/R$ -Verhältnisses. Mit steigendem induktiven Anteil des Kabels, vgl. Abbildung 3, steigt die Spannung an Sammelschiene 1. Das liegt daran, dass der Spannungsfall über dem Kabel geringer wird bei gleichbleibender Spannung an Sammelschiene 0, da sowohl die Spannungsquelle als auch der Synchrongenerator eine konstante Spannung einstellen. Wie bereits zuvor beobachtet, wird der Spannungseinbruch aufgrund des Lastsprungs durch das Ward-Äquivalent nicht nachgebildet. Für stärker induktive Netze wird dieser Spannungseinbruch jedoch geringer aufgrund der stärkeren Entkopplung von Wirkleistung und Spannung.

## 4.2 Variation der Netzstärke

Die Netzstärke wird typischerweise als zur Verfügung stehende Kurzschlussleistung angegeben, letztere wird in diesem Abschnitt variiert. Erneut hat eine Anpassung der Kurzschlussleistung einen Einfluss auf die Bemessungsleistung des Synchrongenerators und auf die Resistanz und Reaktanz des Kabels, vgl. (1), (2) und (5). Der Einfluss der Stärke des externen überlagerten Netzes auf Frequenz und Spannung ist in Abbildung 6 gezeigt. Da auch in dieser Untersuchung die Variation der Kabelparameter keinen signifikanten Einfluss auf die Frequenzkurve hat, werden die Frequenzrampen des Ward-Äquivalents an die Ergebnisse der Simulationen mit Synchrongenerator individuell angepasst.

Die Ergebnisse der Frequenzverläufe zeigen deutlich stärkere und schnellere Frequenzabweichungen für schwache Netze mit geringer Kurzschlussleistung. Da die Kurzschlussleistung den Betrag der Kabelimpedanz beeinflusst, vgl. (1) und (2), zeigen sich stärkere Spannungseinbrüche für schwache Netze mit einer großen Kabelimpedanz. Der Spannungsfall über dem Kabel wird mit zunehmenden Impedanzbetrag größer. Die stationären Spannungen vor Einsetzen der Störung stimmen für beide Modellierungen des externen Netzes gut überein. Das Ward-Äquivalent bildet den Spannungseinbruch aufgrund des Lastsprungs nicht nach.

Um den Einfluss der unterschiedlichen Frequenz- und Spannungsverläufe auf die umrichter-basierte Erzeugungsanlage zu verdeutlichen, ist in Abbildung 7 die eingespeiste Wirkleistung in Abhängigkeit der Kurzschlussleistung gezeigt. Die proportionale Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zur Frequenzabweichung ist grundsätzlich für die Modellierung des externen Netzes als Spannungsquelle und als Ward-Äquivalent gegeben. Auffällig ist neben dem transienten Peak zum Fehlereintritt das fehlende proportionale Verhalten bei der Simulation mit Synchrongenerator für das sehr schwache externe Netz mit einer Kurzschlussleistung  $S_k'' = 50 \text{ MVA}$ . Aufgrund des extremen Spannungsfalls kann die Wirkleistung nicht proportional zur Frequenz erhöht werden. Dieses Verhalten ist in der Darstellung mit Ward-Äquivalent nicht dargestellt. Aufgrund der starren Spannung ist das Verhalten der umrichter-basierten Erzeugungsanlage mithilfe des Ward-Äquivalents nicht reproduzierbar.

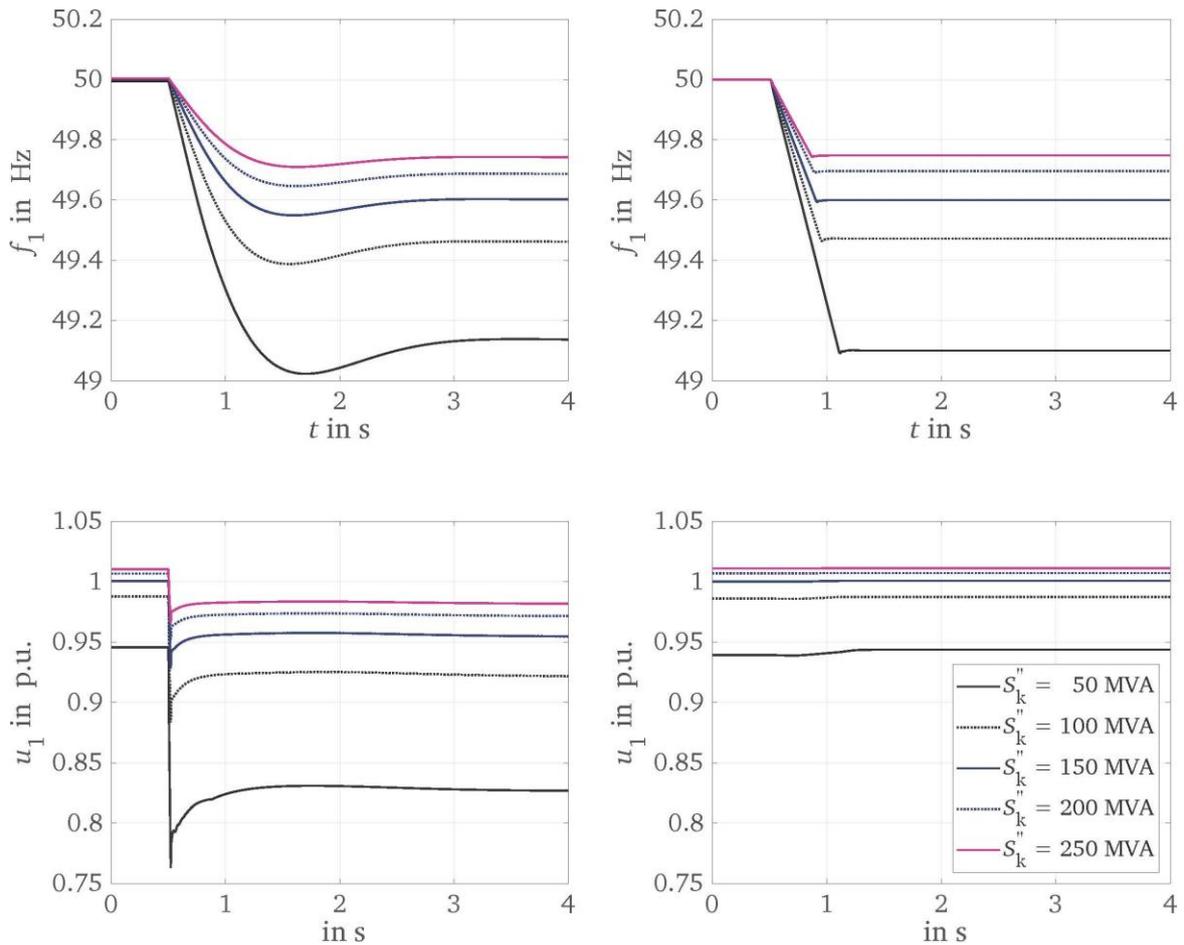


Abbildung 7: Einfluss der Netzstärke des externen überlagerten Netzes auf die Frequenz- und Spannungsstabilität. a) Netzfrequenz für Synchrongenerator und b) für Ward-Äquivalent und c) Netzspannung an Sammelschiene 1 für Synchrongenerator und d) für Ward-Äquivalent.

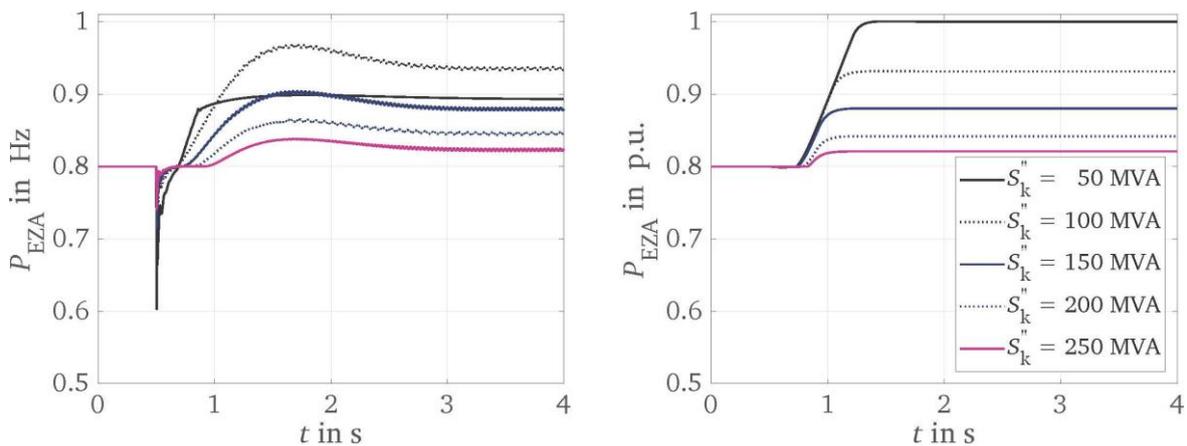


Abbildung 6: Einfluss der Netzstärke des externen überlagerten Netzes auf die Wirkleistungseinspeisung der umrichterbasierter Erzeugung (EZA). a) Randnetznachbildung als Synchrongenerator und b) als Ward-Äquivalent.

## Zusammenfassung und Fazit

Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit der Randnetzmodellierung des externen überlagerten Netzes für dynamische Frequenzuntersuchungen im aktiven Verteilnetz. Angesichts des wachsenden Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen und dem einhergehenden Einsatz von Umrichtern werden aktive Verteilnetze relevanter für Untersuchungen der kurzzeitigen Frequenzstabilität. Dynamische EMT Simulationen im Zeitbereich vergleichen zwei Ansätze zur Modellierung des überlagerten Netzes: Ein Ward-Äquivalent als Spannungsquelle inklusive Innenimpedanz mit einer synthetischen Frequenzrampe sowie ein aggregierter Synchron-generator.

In einem einfachen Mittelspannungsnetz zeigt sich, dass das Trägheitsverhalten des Synchrongenerators und die Primärregelung nicht mithilfe einer linearen Frequenzrampe nachgebildet werden können. Zudem bildet das Ward-Äquivalent aufgrund der starren Spannungsquelle nicht den Spannungseinbruch nach, welcher aufgrund des relativ geringen  $X/R$ -Verhältnisses im Mittelspannungsnetz durch ein abruptes Wirkleistungsungleichgewicht hervorgerufen wird. Da die von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen eingespeiste Leistung maßgeblich von der Klemmenspannung abhängt, wird die dynamische Reaktion dieser Erzeugungsanlage durch das Ward-Äquivalent nicht nachgebildet.

Um den Einfluss des  $X/R$ -Verhältnisses, der Netzstärke und der Systemträgheit auf die Dynamik der umrichterbasierten Erzeugungsanlage sowie die Frequenz- und Spannungsstabilität zu untersuchen, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Diese zeigt, dass insbesondere in schwachen Netzen mit einer geringen Kurzschlussleistung und geringer Trägheit die fehlende Spannungsreaktion zu größeren Unterschieden zwischen der Simulation mit Ward-Äquivalent und Synchrongenerator führt.

Es lässt sich also schlussfolgern, dass die Randnetzmodellierung des überlagerten Netzes für dynamische Simulationen der Frequenz einen großen Einfluss auf das dynamische Verhalten der umrichterbasierten Erzeugungsanlage hat. Das Ward-Äquivalent bietet eine einfache Lösung, um die prinzipielle Funktionsweise der Umrichterregelung zu testen. Für detaillierte Untersuchungen der Kurzzeit-Dynamik in realitätsnäheren Szenarien ist die Nachbildung der Netzstärke sowie der Kopplung von Spannung und Wirkleistung im Verteilnetz notwendig.

## 5 Referenzen

- [1] N. J. Balu, M. G. Lauby und P. Kundur, Hg., Power system stability and control. New York, San Francisco, Washington, D.C., Auckland, Bogotá, Caracas, Lisbon, London, Madrid, Mexico City, Milan, Montreal, New Delhi, San Juan, Singapore, Sydney, Tokyo, Toronto: McGraw-Hill Inc, 1994.
- [2] A. Tayyebi, D. Gross, A. Anta, F. Kupzog und F. Dorfler, "Frequency Stability of Synchronous Machines and Grid-Forming Power Converters", IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron., Jg. 8, Nr. 2, S. 1004–1018, 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2020.2966524.
- [3] U. Markovic et al., „Understanding Small-Signal-Stability of Low-Inertia Systems“, IEEE Transactions on Power Systems 36.5 (2021), pp. 3997-4017, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3061434.
- [4] P. Ernst et al., "Verbundnetzstabil – Stabiles Verbundsystemverhalten bei umrichterbasierter Erzeugung", Schlussbericht, 2021.
- [5] W. Schulze, et al., "Frequency Influenceable Grid Emulation for the Analysis of Grid-Forming Inverters Using a Generator Set," 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Turin, Italy, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC49904.2020.9209851.
- [6] 50 Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, EEG-Anlagenstammdaten 2022. [Online]. Verfügbar unter: [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) (Zugriff am: 16. Januar 2024).

- [7] acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften, Hg., Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem: Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2020.
- [8] N. Hatzigiorgiou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended", IEEE Trans. Power Syst., Jg. 36, Nr. 4, S. 3271–3281, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [9] DGA consulting, International Review of frequency control adaption: Australian Energy Market Operator. [Online]. Verfügbar unter: [https://aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security\\_and\\_Reliability/Reports/2016/FPSS-International-Review-of-Frequency-Control.pdf](https://aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Reports/2016/FPSS-International-Review-of-Frequency-Control.pdf) (Zugriff am: 16. Januar 2024).
- [10] J. Machowski, Z. Lubosny, J. Bialek und J. R. Bumby, Power system dynamics: Stability and control. Hoboken, NJ, USA: John Wiley, 2020.
- [11] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß und F. Welck, "Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods", Energies, Jg. 13, Nr. 10, S. 2589, 2020, doi: 10.3390/en13102589.
- [12] D. Fernandez-Munoz, I. Guisandez, J. I. Perez-Diaz, M. Chazarra, A. Fernandez-Espina und F. Burke, "Fast Frequency Control Services in Europe" in 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lodz, 2017, S. 1–5, doi: 10.1109/EEM.2018.8469973.
- [13] A. Pfendler, P. Riess, S. Choudhury, R. Steppan, A. Hebing und J. Hanson, "Comparison of RMS and EMT models of an inverter-based generator with fast-frequency response" in 27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023), Rome, Italy, 2023, S. 1025–1029, doi: 10.1049/icp.2023.0620.
- [14] Martin Coumont, Dynamik und Modellierung aktiver Verteilnetze unter Berücksichtigung netzbildender Regelung: PhD Thesis, 2022.
- [15] R. Podmore, "A Comprehensive Program For Computing Coherency-based Dynamic Equivalents" in IEEE Conference Proceedings Power Industry Computer Applications Conference, 1979. PICA-79, 1979, S. 298–306, doi: 10.1109/PICA.1979.720081.
- [16] K. Malekian, K. Küch, M. Domagk, J. Meyer und M. Hoven, "Characteristic Parameters and Reference Networks of German Distribution Grid (LV, MV and HV) for Power System Studies" in International ETG Congress 2017: 28-29 Nov. 2017, Frankfurt am Main: VDE, 2017.
- [17] S. R. Choudhury, A. Gupta und S. Anand, "Simulation of low voltage ride through scheme for inverters connected to distribution system with high R/X ratio" in 2016 10th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), Bydgoszcz, Poland, 2016, S. 202–207, doi: 10.1109/CPE.2016.7544185