

Metastudie zur SSH-Stabilität

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



SYS STAB 2030

SysStab2030 bündelt die Kompetenzen von Übertragungsnetzbetreibern, Forschungseinrichtungen, Industrie und Zertifizierern um die Systemstabilität in einem zunehmend stromrichterdominierten Energiesystem zu sichern. Im Zentrum steht die Frage, wie die erforderlichen Systembedarfe ermittelt und durch Erzeugungsanlagen und Verbraucher über technische Mindestanforderungen oder marktliche Beschaffung am besten gedeckt werden sollen. Das Ziel hierbei ist es, schon innerhalb des Projekts einen Branchenkonsens abzubilden, sodass die Umsetzung in den technischen Mindestanforderungen beschleunigt wird. Dieses Forschungs- und Entwicklungsvorhaben wird an vielen Stellen mit der BMW-Roadmap Systemstabilität verknüpft, um sowohl Prozesse aus der BMW-Roadmap zu bedienen als auch um Ergebnisse aus der BMW-Roadmap im Verbundprojekt weiterzuverwenden. Expertinnen und Experten von insgesamt 13 geförderten sowie neun assoziierten Partnern arbeiten gemeinsam an Lösungen, um die Systemstabilität bei Fortschreiten der immensen Herausforderungen von Struktur- und Netznutzungswandel auch in Zukunft zu gewährleisten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie fördert das Forschungsprojekt mit über 5 Millionen Euro.

Publikationsdetails

Bitte zitieren Sie folgendes Dokument als:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Metastudie zur SSH-Stabilität

Erstellt als Teil des Vorhabens:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Systemstabilität durch marktbasierte Systemdienstleistungen und technische Mindestanforderungen an zukünftige elektrische Anlagen

Version 1.0

03.08.2026



Unter diesem QR Code
steht diese Publikation
als PDF-Download zur
Verfügung

Kontakt:

www.sysstab2030.de

sysstab2030@amprion.net

Autoren:

Universität Kassel:

Dr. Yonggang Zhang, Holger Becker, Hongyu Jin

HTW Berlin:

Prof. Dr. Horst Schulte, Laila Rezai

FGH e.V.:

Jan Patrick Braun, Max Murglat, Heinrich Ellmann

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Danksagung

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert:

Bewilligungszeitraum: 01.07.2024 – 31.12.2026

Förderkennzeichen: 03EI6122

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	iv
Tabellenverzeichnis	v
Abkürzungen.....	vi
1 Einleitung & Zielsetzung.....	1
2 Begriffsdefinition.....	2
2.1 Problematiken bestehender Definitionen.....	2
2.2 Definition im Projekt	4
2.3 Weitere Begriffsdefinitionen.....	5
3 Umrichterregelungen und Herausforderungen.....	10
3.1 Einleitung.....	10
3.2 Äußere Randbedingungen	11
3.3 Einflussfaktoren durch Umrichter.....	12
4 Reale Ereignisse	15
4.1 Übersicht Ereignisse.....	15
4.2 Ereignisse an schwachen Netzanschlusspunkten.....	17
4.3 Ereignisse mit Beteiligung von Serienkompensationsanlagen.....	32
4.4 Ereignisse im harmonischen Bereich	37
4.5 Kurze Zusammenfassung.....	42
5 Analyse & Modellierung.....	44
5.1 Methodisches Vorgehen.....	44
5.2 Vorhandene Metriken.....	45
5.3 Best-practice international.....	47
5.4 Modellierung für Frequenzbereichsanalysen.....	48
5.5 Modellierung für Zeitbereichsanalysen	52
5.6 Aktueller Stand Systemstabilitätsbericht	54
6 Bezug zur Roadmap Systemstabilität und Systemstabilitätsbericht.....	56
6.1 Roadmap Systemstabilität	56
6.2 Systemstabilitätsbericht.....	57
7 Fazit und Projektkontext.....	58
8 Literaturverzeichnis.....	59

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Neue Definition des Konzeptes "Resonanzstabilität"	5
Abbildung 2:	Dynamiken üblicher Teilkomponenten von Kraftwerken und umrichtergekoppelten Anlagen.....	14
Abbildung 3:	Ablauf Bewertung subsynchroner & harmonischer Stabilität (schematisch, vereinfacht)	45
Abbildung 4:	Übersicht und Kategorisierung von Metriken.....	46
Abbildung 5:	Elektrische Distanz (50 Hz) für verschiedene Netzknoten.....	50
Abbildung 6:	Schematischer Aufbau unterlagerte Netzstrukturen aus Sicht des Übertragungsnetz.....	51
Abbildung 7:	Einfluss Position der Kabel im Hochspannung-Netz	51
Abbildung 8:	3-Bereichs-Modellierung für EMT-Simulationen	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Begriffsdefinition: Dämpfung.....	5
Tabelle 2:	Begriffsdefinition: Oszillatorische Stabilität.....	6
Tabelle 3:	Begriffsdefinition: Passivität	7
Tabelle 4:	Begriffsdefinition: Resonanz	7
Tabelle 5:	Begriffsdefinition: Resonanzfrequenz.....	8
Tabelle 6:	Begriffsdefinition: Spannungsqualität	8
Tabelle 7:	Begriffsdefinition: Transiente	9
Tabelle 8:	Übersicht der im Bericht beschriebenen Schwingungsphänomene..	16
Tabelle 9:	Übersicht Schwingungsphänomene an schwachen Netzknoten	23
Tabelle 10:	Übersicht Schwingungsphänomene mit Beteiligung von Serienkompensationsanlagen	33
Tabelle 11:	Übersicht Schwingungsphänomene im harmonischen Bereich	38

Abkürzungen

AVR	Automatic Voltage Regulator
BESS	Battery Energy Storage System
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
DFT	Discrete Fourier Transform
EMT	Electromagnetic Transient
ESCR	Effective Short-Circuit Ratio
EZA	Erzeugungsanlage
FDNE	Frequency Dependent Network Equivalent
FFT	Fast Fourier Transform
FSC	Fixed Series Capacitor
GFL	Grid-Following
GFM	Grid-Forming
GNC	Generalized Nyquist Criterion
GSIM	Grid Strength Impedance Metric
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HVDC	High Voltage Direct Current
IBR	Inverter-Based Resource
IBSK	impedanzbasierte Stabilitätskriterium
IGE	Induction Generator Effect
IMR	Impedance Margin Ratio
KAM	Knotenadmittanzmatrix
LCC	Line Commutated Converter
LMI	Linear Matrix Inequality
LTi	Linear Time-Invariant
MIMO	Multiple-Input Multiple-Output
MMC	Modular Multilevel Converter
NAP	Netzanschlusspunkt
PLL	Phase-Locked Loop
PMD	Positive Mode Damping
PMU	Phasor Measurement Unit
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PSS	Power System Stabilizer
PV	Photovoltaic

RHP	Right-Half Plane
RMS	Root Mean Square
RMA	Resonance Mode Analysis
RSC	Rotor Side Converter
SCR	Short-Circuit Ratio
SEIG	Self-Excited Induction Generator
SISO	Single-Input Single-Output
SOC	State Of Charge
SSCI	Subsynchronous Control Interaction
SSDC	Supplementary Subsynchronous Damping Control
SSO	Sub-Synchronous Oscillation
SSR	Sub-Synchronous Resonance
SSTI	Subsynchronous Torsional Interaction
SRF	Synchronous Reference Frame
TECD	Total Equivalent Compensation Degree
THD	Total Harmonic Distortion
VSC	Voltage Source Converter
WAMS	Wide-Area Measurement System
WEA	Windenergieanlage

1 Einleitung & Zielsetzung

Im Forschungsprojekt "SysStab2030" werden Methoden zur Quantifizierung von Systembedarfen entwickelt sowie deren Deckung durch markbasierte Systemdienstleistungen oder technische Mindestanforderungen erörtert. Ein Aspekt ist dabei die in der Roadmap genannte „Resonanzstabilität“, welche sich mit den Interaktionen von aktiven und passiven Komponenten bei Frequenzen nennenswert abweichend von der Betriebsfrequenz (50 Hz) zeigen, s. Kapitel 2. Durch diesen Aspekt werden insbesondere neuartige Phänomene erfasst, welche sich aufgrund des Verhaltens von Stromrichteranlagen ergeben. Im Rahmen dieser Metastudie soll dementsprechend für die weitere Projektbearbeitung zunächst der aktuelle Stand erfasst werden und die Erkenntnisse anschließend in den Kontext der Weiterentwicklungsbedarfe und Themenfelder der Roadmap und des Systemstabilitätsberichtes gesetzt werden.

Zunächst wird dabei der Begriff „Resonanzstabilität“ diskutiert mit dem Ziel eine klare Definition für das weitere Projekt ableiten zu können. Anschließend wird der grundlegende Aufbau und die Funktionsweise von leistungselektronischen Anlagen erläutert. Ein Schwerpunkt der Metastudie liegt in der Sammlung und Kategorisierung von nationalen und internationalen, realen Ereignissen. Hierdurch soll ein Verständnis für mögliche Phänomene und Wirkungsweisen geschaffen werden, wobei insbesondere auch die zugrundeliegenden systemischen Zustände analysiert werden, um mögliche Untersuchungsszenarien für die spätere Systemstudie zu definieren. Zusätzlich können die Ereignisse Hinweise geben, welche Gegenmaßnahmen eingesetzt wurden. Anschließend wird das methodische Vorgehen bei der Analyse und Modellierung möglicher Instabilitäten vorgestellt. Ein Fokus hierbei liegt in der Sichtung möglicher Metriken zur Quantifizierung der Systembedarfe sowie Empfehlungen zur Modellierung für die jeweilige Berechnungsmethodik.

2 Begriffsdefinition

Neben den Aspekten Spannungsstabilität, Frequenzstabilität und Winkelstabilität wird in der Roadmap Systemstabilität der Begriff Resonanzstabilität verwendet. Umfasst werden dabei Vorgänge, welche sich durch aufschwingende Ströme oder Spannungen kennzeichnen. Hierbei wird eine vereinfachte Definition von Resonanz gemacht, welche vor allem als generelle Beschreibung von möglichen Phänomenen und Auswirkungen verstanden werden kann.

“Resonanz bezeichnet bei schwingfähigen Systemen den Zustand, bei dem der Amplitudengang $A(j\omega)$ einen Extremwert einnimmt [1]. In elektrotechnischen Systemen treten Resonanzeffekte zwischen reaktiven Bauteilen bzw. zwischen Anlagen mit reaktivem Verhalten auf. Wird also beispielsweise der Schwingkreis aus Spule und Kondensator mit einer Spannung nahe der Resonanzfrequenz angeregt, kann das zu einer deutlichen Verstärkung des Stroms und schließlich zur Beschädigung der Komponenten führen. [...] Als Gegenmaßnahmen können beispielsweise passive oder leistungselektronische Komponenten eingesetzt werden, die dämpfend wirken. Eine höhere Kurzschlussleistung wirkt sich ebenfalls positiv auf die Resonanzstabilität aus. Außerdem können zusätzliche Regelungsmechanismen implementiert werden, um destabilisierende Interaktionen zwischen den Reglern zu vermeiden.”

Im Projektkontext sollen mit diesem Begriff also Interaktionen von passiven und aktiven Netzkomponenten (z.B. leistungselektronische Anlagen) untersucht werden, welche sich in von der Grundfrequenz abweichenden Frequenzbereichen manifestieren und zu Instabilitäten führen können.

Für eine klare Einordnung von zu berücksichtigenden Phänomenen sowie Abgrenzung zu weiteren Stabilitätsaspekten ergibt sich die Notwendigkeit einer erweiterten, technischen Definition des Begriffs Resonanzstabilität. Dies ist insbesondere erforderlich, da dieser Begriff schon in bestehenden Kategorisierungen der Systemstabilität enthalten ist. Aufgrund von Inkonsistenzen dieser Kategorisierungen werden diese allerdings nicht direkt für das Projekt übernommen werden.

Nachfolgend wird deshalb zunächst eine gängige Kategorisierung und deren Problematik diskutiert. Darauf aufbauend wird die für den weiteren Projektverlauf getroffene Begriffsdefinition vorgestellt.

2.1 Problematiken bestehender Definitionen

Die Definition der klassischen Aspekte (Frequenz, Spannung, Transient) ist in [1] festgehalten und vor allem durch das Verhalten der Synchronmaschinen, Grenzen

der Leistungsübertragung und Blindleistungsbezug von Lasten motiviert. Die Kategorisierung orientierte sich dabei an den folgenden Leitgedanken:

- Dem zugrundeliegenden physikalischen Phänomen der Instabilität, welches sich in einer spezifischen Systemvariable zeigt
- Der Größe und der Art der Störung, wodurch die einzusetzende Berechnungsmethode bestimmt wird
- Den Betriebsmitteln, Prozessen und Zeiträumen, welche zu beachten sind

Der Anwendungsbereich liegt auf der Analyse des Systemverhaltens im Bereich der Grundfrequenz, wodurch Berechnungen auf der Basis von 50 Hz-Phasoren (RMS-Werte) durchgeführt werden können. Diese Phasoren bilden damit das Bezugssystem und erlauben die Definition von Systemvariablen wie z.B. den Rotorwinkel und die damit verbundene Einteilung der Kleinsignalwinkelstabilität in oszillatorische und nicht-oszillatorische Stabilität.

Wie oben bereits eingeleitet, führt der fortschreitende Zubau von Leistungselektronik in elektrischen Netzen zum Auftreten neuer Stabilitätsphänomene, welche nicht durch die klassischen Aspekte erfasst werden können, da diese sich u.a. in nicht-grundfrequenten Komponenten von Strom und Spannung äußern.

Die gängigste Erweiterung dieser Kategorisierung ist das Ergebnis der IEEE Working Group PES-TR77 [2]. Die klassischen Stabilitätsaspekte werden hierbei, um die beiden Aspekte Resonanzstabilität (*resonance stability*) und konvertergetriebene Stabilität (*converter-driven stability*) erweitert. Die Resonanzstabilität wird weiterhin aufgeteilt in elektrische und torsionale Resonanzen. Die torsionalen Resonanzen äußern sich in einem Energieaustausch von Netz (z.B. serienkompensierte Leitung) und Turbinen-Generator-Strang (mechanische Komponenten). Die elektrischen Resonanzen treten zwischen Serienkapazitäten im Netz und direkt an das Netz angeschlossenen Asynchronmaschinen (DFIG-Anlagen) auf. Diese Definition von Resonanzstabilität fokussiert sich also auf bestimmte Betriebsmittel, erfasst damit nicht alle zu untersuchende Phänomene im Rahmen des Forschungsprojektes und ist deshalb unzureichend.

Die konvertergetriebene Stabilität teilt sich in langsame und schnelle Interaktionen auf. Langsame Interaktionen umfassen systemweite, niederfrequente Interaktionen, welche sowohl stromrichterbasierte Anlagen als auch klassische Synchronmaschinen betreffen. Die Ursache der Instabilität ist dabei die Überschreitung von Leistungsübertragungsgrenzen und damit vergleichbar mit Aspekten der klassischen Spannungsstabilität mit dem Unterschied, dass diese nicht durch stromrichterbasierte Erzeugung, sondern Lasten hervorgerufen werden. Die schnellen Interaktionen können sich auf vielfältige Weise zeigen, z.B. durch die schnellen, inneren Stromregler, und weisen Frequenzen bis in den kHz-Bereich auf.

Bei der näheren Betrachtung dieser Erweiterungen fallen einige Unklarheiten sowie Inkonsistenzen zu den ursprünglichen Kategorisierungskriterien auf. Die erweiterten Kategorien nehmen keinen Bezug auf bestimmte Systemvariablen, sondern scheinen vor allem durch Phänomene oder Komponenten definiert zu werden und passen damit nicht zur klassischen Aufteilung. Der Bezug auf konkrete Betriebsmittel oder Vorgänge ist weiterhin kritisch, da keine klare Abgrenzung zwischen den neuen Kategorien möglich ist. Beispielsweise könnten sich Stromrichter an einer elektrischen Resonanz beteiligen, wodurch das Phänomen in den Bereich Resonanzstabilität oder langsame, konvertergetriebene Stabilität fallen könnte. Generell weisen gerade diese beiden Kategorien einige Überschneidungen auf, wodurch eine klare Zuteilung und damit verbundene Auswahl der Analysemethoden unklar wird. Fraglich ist ebenso, ob durch den Auftritt neuer Phänomene oder Betriebsmittel eine erneute Aufteilung und Definition notwendig wäre.

Es zeigt sich, dass diese Kategorisierung nicht für das weitere Forschungsprojekt angewendet werden sollte und daher eine alternative Begriffsdefinition erforderlich ist, welche sich möglichst an den Kriterien der klassischen Aspekte orientiert und nicht auf bestimmte Betriebsmittel oder Phänomene bezogen ist.

Der Begriff Resonanz kann im Kontext von Stabilitätsbetrachtungen ebenfalls zu Missverständnissen führen, da eine Resonanz eigentlich die Amplitudenverstärkung eines eingeschwungenen Signals ist und damit nicht zwingend die Stabilität gefährdet. Eine Auswirkung auf die Stabilität ergäbe sich z.B. im Falle des Überschreitens bestimmter Grenzwerte, daraus folgender Auslösung von Schutzsystemen und Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz.¹

2.2 Definition im Projekt

Für das weitere Projekt wurde deshalb folgende Begriffsdefinition vorgenommen (s. Abbildung 1), in welcher der Begriff Resonanzstabilität anhand des relevanten Frequenzbereichs in die drei neuen Kategorien „sub-, supersynchrone und harmonische Stabilität“ aufgeteilt wird. In den Bereich der betriebsfrequenten Stabilität (Frequenzen um 50,0 Hz) fallen die klassischen Aspekte, während der Frequenzbereich unterhalb der Betriebsfrequenz durch die subsynchrone Stabilität abgedeckt wird. Der Bereich oberhalb der Betriebsfrequenz wird aufgeteilt in die supersynchrone Stabilität bis 100,0 Hz und die harmonische Stabilität, welche alle Frequenzen über 100,0 Hz beinhaltet.

¹ Dabei muss beachtet werden, dass für Spannungen und Ströme betriebsfremder Frequenzen keine allgemeingültigen Grenzwerte existieren, wie es üblicherweise für Spannung, Strom und Frequenz der Fall ist. Die Schwelle, ab wann sich eine Anlage vom Netz trennt, ist daher oft anlagenindividuell und unter Umständen nicht allgemein bekannt.

	SysStab2030	Projektantrag Roadmap
Nicht betriebsfrequent 0 bis $(f_N - X)$ Hz	Subsynchron	Resonanz
Betriebsfrequent $(f_N - X)$ bis $(f_N + X)$ Hz	Frequenz	Frequenz
	Spannung	Spannung
	Transient	Transient
Nicht betriebsfrequent $(f_N + X)$ bis $2f_N$ Hz	Supersynchron	Resonanz
Nicht betriebsfrequent $2f_N$ bis Y Hz	Harmonisch	Resonanz

Abbildung 1: Neue Definition des Konzeptes "Resonanzstabilität"

Allgemein gilt nun für die Definition der sub-, supersynchronen und harmonischen Stabilität

„Fähigkeit, die nach einer Anregung auftretenden Schwingungen ausreichend zu dämpfen und damit zu begrenzen. Die Schwingungen in Strom oder Spannung charakterisieren sich hierbei durch Frequenzen, welche größer 100 Hz (*harmonische Stabilität*), zwischen 100 Hz und einem bestimmten Bereich um die Grundfrequenz (*supersynchrone Stabilität*) oder kleiner als ein bestimmter Bereich um die Grundfrequenz von 50 Hz (*subsynchrone Stabilität*) sind. Die Frequenzen beziehen sich auf die Momentanwerte der Ströme und Spannungen.“

Die Auswahl der Begriffe hat sich auch an gängigen und nachvollziehbaren Begriffen aus der einschlägigen Literatur orientiert z.B. *harmonic stability* im englischsprachigen Raum.

Hierbei sei angemerkt, dass im Gegensatz zu gängigen Definitionen aus dem Bereich power-quality bzw. Spannungsqualität (EN 50160, IEC 61000, DACHCZ-Richtlinie) mit Harmonischen nicht nur ganzzahlige Vielfache gemeint sind, sondern sämtliche Komponenten, welche sich von der Grundfrequenz des Energiesystems unterscheiden. Die Grundfrequenz ist dabei auf den Zeitpunkt der Auswertung bezogen und kann von 50 Hz abweichen. Hier wird also auf eine Unterscheidung zwischen harmonischen und zwischenharmonischen Komponenten verzichtet. Der Begriff Harmonische schließt auch die interharmonischen Komponenten mit ein.

2.3 Weitere Begriffsdefinitionen

Im Zuge der Begriffsdiskussionen wurden neben den Stabilitätsbegriffen noch weitere Begriffe definiert, welche nachfolgend aufgeführt sind.

2.3.1 Dämpfung (damping)

Tabelle 1: Begriffsdefinition: Dämpfung

Dämpfung (damping)	
Anwendungsbereich	Zeitbereich
Definition	Abklingverhalten der Amplitude einer Schwingung durch Energieverlust (Dissipation) über die Zeit
Weitere Informationen	

2.3.2 Oszillatorische Stabilität

Tabelle 2: Begriffsdefinition: Oszillatorische Stabilität

Oszillatorische Stabilität (oscillatory stability)	
Anwendungsbereich	Zeitbereich
Definition	Bewertung des Winkelverlaufs einer elektrischen Maschine in Reaktion auf eine Frequenzänderung (Definition nach Kundur). Ein abklingender Amplitudenverlauf ist als stabil einzuordnen.
Weitere Informationen	Hintergrund: Reaktion des Drehmoments eines Synchrongenerator auf eine Kleinsignalstörung setzt sich zusammen aus (1) Synchronisierungsanteil abhängig von der Winkeländerung und (2) Dämpfungsanteil abhängig von der Frequenzänderung. Nicht ausreichende Dämpfung kann zu oszillatorischer Instabilität führen (aufschwingende Amplitude), während unzureichendes Synchronisierungsdrehmoment zu einem stetig zunehmenden Winkel führen würde (nicht-oszillatorische Instabilität). In der Literatur wird oszillatorische Stabilität teilweise als Oberbegriff für Phänomene außerhalb Nennfrequenz verwendet (s. Sub-/Supersynchrone & Harmonische Stabilität). Problematisch ist dabei, dass die Einordnung eines Phänomens als Oszillation immer vom gewählten Bezugssystem abhängt (z.B. abc oder dq0). So könnte auch

	das oben als nicht-oszillatorische Instabilität bezeichnete Phänomen (stetig wachsender Winkel) bezogen auf die Phasengrößen als oszillatorische Instabilität charakterisiert werden.
--	---

2.3.3 Passivität

Tabelle 3: Begriffsdefinition: Passivität

Passivität (passivity)	
Anwendungsbereich	Frequenzbereich
Definition	Eigenschaft einer Anlage oder eines Systems, welches Energie lediglich speichert oder aus dem System abgibt (Verluste) und damit als dissipatives System charakterisiert werden kann.
Weitere Informationen	Passivität von linearen zeitinvarianten (LTI)-Systemen kann über deren Impedanz (z.B. Ausgangsimpedanz Stromrichter) bestimmt werden. Ein passives System weist einen Realteil der Impedanz $\text{Re}\{Z(f)\} > 0$ auf bzw. die Phase liegt im Bereich $-90 < \arg(Z(f)) < 90$. Hieraus ergibt sich, dass Passivität eine Eigenschaft bezogen auf einen konkreten Frequenzbereich ist. Ein System, welches für alle Frequenzen passiv ist, kann auch im Allgemeinen als passiv bezeichnet werden. Die Zusammenschaltung passiver Anlagen und Systeme ergibt ebenfalls wieder ein passives System. Die Analyse der Passivität aller Einzelkomponenten eines Systems kann somit als Kriterium für Stabilität herangezogen werden.

2.3.4 Resonanz

Tabelle 4: Begriffsdefinition: Resonanz

Resonanz (resonance)	
Anwendungsbereich	Frequenzbereich

Definition	Erhöhung der Amplitude eines Signals, wenn dessen Frequenz bei oder nahe der Resonanzfrequenz des angeregten Systems ist. Bei Resonanzfrequenz besitzt der Amplitudengang eines Systems eine Extremstelle [1]
Weitere Informationen	Parallelresonanzen können zu erhöhten Spannungspegeln führen (stationärer Zustand, power quality). Ein Stabilitätsproblem könnte sich bei Überschreitung von Grenzwerten und damit verbundener Schutzauslösung ergeben (Übergang power quality zu Stabilität). Die hohen Impedanzen im Bereich der Resonanzfrequenz können Hinweise für potenziell kritische Zustände bzw. Frequenzbereiche sein.

2.3.5 Resonanzfrequenz

Tabelle 5: Begriffsdefinition: Resonanzfrequenz

Resonanzfrequenz (resonance frequency)	
Anwendungsbereich	Frequenzbereich
Definition	Frequenz, bei welcher die Amplitude des Frequenzganges ein lokales Maximum oder Minimum hat.
Weitere Informationen	In der Theorie kennzeichnet sich eine Resonanz durch Aufhebung der Imaginärteile der Impedanz. In vereinfachten Systemen (z.B. RLC-Schwingkreis) stimmt die Frequenz des Amplitudenmaximums (Parallelresonanz) mit der Frequenz des Nulldurchgangs der Phase überein. Messungen haben allerdings gezeigt, dass dies in der Praxis nicht immer gegeben ist und hierdurch eine Unterscheidung notwendig ist.

2.3.6 Spannungsqualität

Tabelle 6: Begriffsdefinition: Spannungsqualität

Spannungsqualität (power quality)
--

Anwendungsbereich	Frequenz- und Zeitbereich
Definition	Merkmale der elektrischen Spannung an einem bestimmten Punkt eines elektrischen Netzes, ausgedrückt durch eine Anzahl von technischen Referenzwerten, die in Regelwerken wie bspw. der DIN EN 50160 festgelegt sind.
Weitere Informationen	Im Projektkontext sind damit das Auftreten von nichtgrundfrequenten Spannungen und Strömen gemeint, weshalb der englische Begriff dem umgangssprachlichen deutschen Begriff vorzuziehen ist. Der Übergang von Power Quality zu Stabilität geht mit dem Ausfall nennenswerter Anlagen aufgrund von Power Quality Problemen einher. Für Anlagen sind für Power Quality, nicht wie für Spannung (grundfrequenter Anteil) und Frequenz, hinsichtlich Robustheit exakte Werte definiert. In der Regel gelten für Anlagen Grenzwerte für die Ströme unterschiedlicher Frequenzen bzw. Frequenzbänder, die im Rahmen der Typvermessung unter definierten Bedingungen messtechnisch erfasst werden. In der Praxis können die tatsächlichen Werte aufgrund unterschiedlicher Netzverhältnisse von den Werten der Typvermessung abweichen. Anlagenausfälle können durch Auslösen von Schutzeinrichtungen aufgrund zu großer Momentanwerte von Spannungen bzw. Strömen, aufgrund mechanischer Überlast oder aufgrund vorzeitiger Alterung durch eine Belastung mit harmonischen Strömen bzw. Spannungen auftreten.

2.3.7 Transiente

Tabelle 7: Begriffsdefinition: Transiente

Transiente (transients)	
Anwendungsbereich	Zeitbereich

Definition	Zeitlich begrenzter Einschwingvorgang eines Signals bei Änderung des Systemzustandes bzw. Verlauf des Übergangs zwischen zwei stationären Zuständen.
Weitere Informationen	Im Kontext der Systemstabilität befasst sich die transiente Stabilität nicht allgemein mit dem Verhalten von Transienten jeglicher Art, sondern ist konkret auf winkel- bzw. synchronisierungs-basierte Vorgänge bei Leistungsfrequenz (50 Hz) nach Großsignalstörungen bezogen.

3 Umrichterregelungen und Herausforderungen

3.1 Einleitung

Das elektrische Energiesystem wurde traditionell auf der Erzeugungsseite von Synchrongeneratoren dominiert, welche die dynamischen Systemeigenschaften prägten. Die Dominanz thermischer Kraftwerke erlaubte eine zeitliche Staffelung bei der Analyse dynamischer Phänomene [2]:

- Thermodynamische Effekte im Bereich von Minuten bis Stunden
- Elektromechanische Effekte im Bereich von einigen Millisekunden bis einigen Sekunden
- Elektrodynamische Effekte im Bereich von Millisekunden
- Schalteffekte und Blitze im Bereich von Mikro- bis Millisekunden

Die zeitliche Entkopplung erlaubte die Untersuchung von Phänomenen im äußerst komplexen Energiesystem unter der Verwendung verhältnismäßig einfacher Modelle. Mit steigendem Anteil umrichtergekoppelter Anlagen ² wie Wind-, PV- und Batterieanlagen reduziert sich die rotierende Schwungmasse, und das Stromnetz entwickelt sich hin zu einem masselosen System [3]. Die mechanischen Trägheiten (rotierende Triebstränge der Kraftwerke) und elektrischen Trägheiten (Läuferinduktivitäten) haben einen prägenden und stabilisierenden Einfluss auf die Spannung in Frequenz und Amplitude. Dieser positive Einfluss wird durch die Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerke reduziert. Der Einfluss von Umrichtern auf die Stabilität hängt zunehmend von der Ausgestaltung der Regelkreise in den unterschiedlichen Anlagen ab, die sich über mehrere Zeitbereiche erstrecken [4]. Die konkrete Ausgestaltung variiert zwischen Anlagen und Herstellern, wodurch bei stärkerer Umrichterdurchdringung eine zeitliche

² Bei PV-Anlagen handelt es sich strenggenommen um Wechselrichter. Da im allgemeinen Sprachgebrauch die Begriffe Wechsel- und Umrichter nicht immer sauber getrennt werden, schließt hier der Begriff „Umrichter“ auch „Wechselrichter“ mit ein.

Entkopplung der einzelnen Phänomene, wie es bei kraftwerksdominierten Systemen möglich ist, sukzessive an Gültigkeit verliert. Für eine detaillierte Betrachtung des elektrischen Umrichterhaltens sind sowohl die äußere Beschaltung auf der Gleichspannungsseite sowie ggf. ein vorgeschalteter Primärprozess (äußeren Randbedingungen) als auch der interne Anlagenaufbau unter Berücksichtigung von Hard- und Software miteinzubeziehen.

3.2 Äußere Randbedingungen

Seitens der Blindleistungsbereitstellung erfolgt bei Umrichtern mit Spannungszwischenkreis (Voltage Source Converter, VSC, nicht zu verwechseln mit netzbildenden, also spannungsgeregelten Umrichtern³) im stationären Fall keine dynamische Wechselwirkung mit dem Primärprozess. Die Einspeisung von Blindleistung erfolgt ausschließlich aufgrund der Umrichterregelung und wird daher im nachfolgenden Abschnitt diskutiert. Im dynamischen Fall existiert eine Abhängigkeit zwischen Wirk- und Blindstrom bzw. -Leistung. Große Änderungen der Wirk- bzw. der Blindleistung wirken sich daher für kurze Zeit auch auf den Einspeisewert der jeweils anderen Größe aus. Diese Beeinflussung ist jedoch nach einigen 100 ms abgeklungen.

Die Wirkleistungseinspeisung hängt zum einen von der Ausgestaltung der Regelung ab (siehe folgender Abschnitt). Darüber hinaus existieren bei unterschiedlichen Anlagentypen unterschiedliche Einschränkungen. Das ist beispielsweise bei HGÜ-Verbindungen das Wirkleistungsverhalten der anderen, das DC-System speisende(n), Station(en). Bei Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen stellen die mögliche Leistung eines Primär- bzw. Lastprozesses sowie die Größe interner Energiespeicher begrenzende Faktoren dar. Deren praktische Relevanz wird von der Anlagenfahrweise beeinflusst. So besitzen beispielsweise eine Wind- oder eine PV-Anlage im Betrieb der Leistungsoptimierung keine nennenswerten positiven Wirkleistungsreserven, können aber durch gezielte Drosselung des Primärprozesses negative Wirkleistungsreserven bereitstellen. Darüber hinaus können im Normalbetrieb diese Anlagen durch eine gezielte Drosselung der Einspeiseleistung unterhalb der verfügbaren Leistung auch positive Wirkleistungsreserven vorhalten. Eingebettete HGÜ-Verbindungen können dagegen über die verfügbaren Reserven interner Energiespeicher hinaus keine Wirkleistungsreserven für das AC-Verbundnetz bereitstellen.

Erfolgt die Kopplung zweier asynchron betriebener AC-Netze über eine HGÜ-Verbindung, so lassen sich bei entsprechend ausgestalteter Regelung der Konverterstationen im Bedarfsfall Wirkleistungsreserven für das jeweils andere Netz bereitstellen. Bei Energiespeichern nehmen die Leistungsdynamik des

³ VSC können spannungsgeregelte Umrichter sein, sind es aber nicht automatisch

Speichermediums sowie der Speicherfüllstand (State Of Charge, SOC) begrenzenden Einfluss auf das netzseitige Wirkleistungsverhalten.

Die Kopplung von AC- und DC-Seite eines Umrichters wird, unter Berücksichtigung evtl. umrichterinterner Energiespeicher bzw. Verluste, über den Energieerhaltungssatz bestimmt. Daher nehmen netzseitige Wirkleistungsänderungen direkten Einfluss auf die Wirkleistungsbilanz des DC-Kreises. Die Art und Größe des im DC-Kreis vorhandenen Energiespeichers bestimmt die Sensitivität von Leistungsänderungen auf die DC-Spannung, welche im System über eine Spannungsregelung innerhalb der betrieblichen Grenzen geregelt wird. Diese dynamischen Kopplungen können zu Leistungsschwingungen zwischen AC- und DC-Seite führen, die sich bei Windenergieanlagen auf die mechanische Struktur auswirken, und dort zusätzliche Belastungen herbeiführen können.

3.3 Einflussfaktoren durch Umrichter

Nachfolgend sind die prinzipiellen Teilsysteme eines Umrichters mit Einfluss auf die Dynamik erwähnt.

3.3.1 Diskretes Schalten der Leistungshalbleiter

Durch die Spannungswandlung mittels diskreter Halbleiterschalter entstehen anlagenintern Schaltflanken, die in Höhe und Frequenz von der Art des Leistungsteils, der Modulation und der Taktfrequenz abhängen. Übliche Taktfrequenzen liegen heute im ein und niedrigen zweistelligen Kilohertzbereich, bei PV-Wechselrichtern kleiner Leistungen reichen die Taktfrequenzen heute deutlich in den zweistelligen Kilohertzbereich. Zur Begrenzung der schaltbedingten Emission hochfrequenter Spannungen kommen entsprechende Netzfilter zum Einsatz.

3.3.2 Netzfilter (Hardware)

Zur Abschwächung von Schaltflanken besitzen Umrichter in der Regel Netzfilter. Diese befinden sich zwischen Leistungsteil und Netzanschluss und bestehen aus diskreten induktiven und kapazitiven Bauteilen. Die Werte der Filterelemente werden auf Modulation und Schaltverhalten des Leistungsteils abgestimmt und sind damit anlagenindividuell. Sie nehmen Einfluss auf das frequenzabhängige Impedanzverhalten einer Anlage.

3.3.3 Umrichterregelung

Die Regelung von Umrichtern ist in der Regel kaskadenförmig aufgebaut und besitzt eine innere und eine äußere Regelschleife. Bei netzfolgenden Umrichtern wird über die innere Regelschleife der eingespeiste Strom mit hoher Dynamik geregelt. Üblicherweise erfolgt über eine PLL (Phase-lock-loop) eine messtechnische Erfassung des Spannungszeigerwinkels, was eine differenzierte Behandlung von

Wirk- und Blindanteil des Einspeisestroms ermöglicht. Die PLL hat üblicherweise eine langsamere Dynamik als der Stromregelkreis [5]. Dem überlagert existiert eine äußere Regelschleife mit noch langsamerer Dynamik für die Leistungsregelung. Diese Schleife stellt die Referenzwerte für den Stromregler bereit. Leistungssollwerte können entweder anlagenintern generiert oder von extern entgegengenommen werden. Die Ausgestaltung erfolgt anlagenindividuell und hängt in der Regel von den individuellen Netzanschlussbedingungen ab. Übliche Regelgrößen für die eingespeiste Wirkleistung sind die DC-Spannung des Zwischenkreises oder einer HGÜ-Verbindung, externe Sollwerte oder eine Kombination aus beidem. Für die Blindleistungseinspeisung kann der Sollwert beispielsweise über parametrisierte Kennlinien in Abhängigkeit der Klemmenspannung ermittelt oder als externe Vorgabe durch einen Parkregler übermittelt werden.

Bei netzbildenden Umrichtern wird meistens mit der inneren Schleife der durch die Leistungshalbleiter eingestellte Spannungszeiger geregelt. Eine weit verbreitete netzbildende Umrichterregelung stellt die virtuelle Synchronmaschine dar (z.B. [6]), bei der die wesentliche Struktur einer Synchronmaschine unter Berücksichtigung von Trägheit und Primärregelleistung sowie von Dämpfungsfunktionen in den Regelpfaden für Spannungsamplitude und Spannungswinkel Berücksichtigung findet. Die Dynamik unterliegt hier nicht wie bei der realen Synchronmaschine deren elektromechanischen und elektromagnetischen Eigenschaften, sondern wird nahezu vollständig durch die Wahl der Regelungsstruktur und der gewählten Parameter bestimmt.

Die in Abschnitt 3.2 beschriebene Kopplung zwischen AC- und DC-Kreis sowie der Dynamik der primären Energiewandlung durch die Ausgestaltung der Regelkreise beeinflusst auch die an den Anlagenklemmen messbare Impedanz.

3.3.4 Zusammenfassung

Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der Dynamiken üblicher Teilkomponenten bzw. Teilsysteme von konventionellen Kraftwerken, HGÜ-Systemen sowie umrichtergekoppelter Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern. Der obere Bereich verdeutlicht die bereits erwähnte zeitliche Entkopplung der Frequenz- und Spannungsdynamik. Hier hängt die Dynamik der Frequenz mit der elektromechanischen Dynamik des Antriebsstrangs zusammen, und die Spannungsdynamik ergibt sich aus den elektromagnetischen Eigenschaften des Generators. Bei Erzeugungsanlagen mit Umrichtern existiert keine Kopplung zwischen einer evtl. Drehzahlregelung (z.B. bei Windenergieanlagen) und der Wirkleistungseinspeisung, und die Dynamiken von Spannungs- und Frequenzregelung liegen regelungsbedingt in einem identischen, aber deutlich breiteren Bereich als bei Synchronmaschinen. Darüber hinaus wirken sich diese

Anlagen, bedingt durch die möglichen schnelleren Regeldynamik und das hochfrequente Schalten der Leistungshalbleiter sowie der Existenz von Netzfiltern, auf einen deutlich höheren Frequenzbereich als konventionelle Kraftwerke aus.

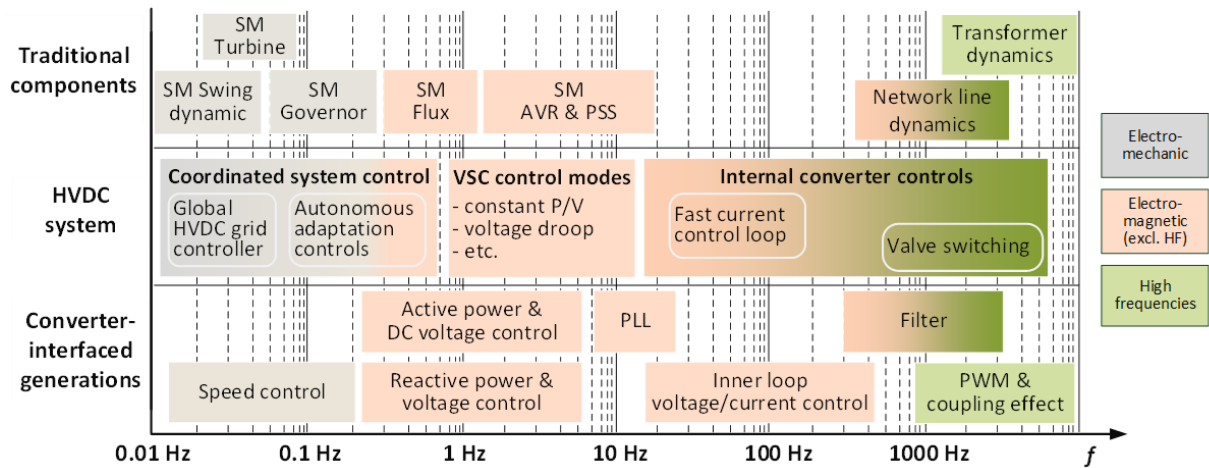


Abbildung 2: Dynamiken üblicher Teilkomponenten von Kraftwerken und umrichtergekoppelten Anlagen

4 Reale Ereignisse

Die Schwingungsphänomene sind ein inhärentes Thema für das elektrische Energiesystem und können bei zu großer Ausprägung zu Problemen führen. So wurden bereits vor der Integration von Umrichtern und anderen leistungselektronisch basierten Geräten in die elektrischen Energiesysteme relevante Schwingungsereignisse beobachtet. In den 1960er Jahren wurden im westlichen US-Stromnetz zwischen der Pazifischen Northwest- und der Pazifischen Südwestregion mehrere elektromechanische Leistungspendelungen, oft auch als „Inter-Area-Oscillation“ genannt, mit geringer oder sogar negativer Dämpfung beobachtet. Die Frequenz der Leistungspendelungen lag bei etwa 0,1 Hz und **lässt** sich auf den negativen Dämpfungseffekt der Regler von Wasserkraftwerken zurückführen. Nach der Inbetriebnahme der Pacific Intertie parallel zur Pazifikküste im Jahr 1967 wurden die Schwingungsmoden auf 0,3 Hz angehoben. Die Ursache der Schwingungen war der automatische Spannungsregler (AVR, engl. Automatic Voltage Regulator). Der Einsatz von Power System Stabilizern (PSS) trug zur Lösung des Problems bei [7]. Nach der in Abschnitt 2.2 genannten Definition fällt dieses Phänomen aufgrund der auftretenden Frequenz von Strömen und Spannungen nahe 50 Hz nicht in den Bereich SSH-Stabilität.

Im Jahr 1977 wurde die erste Anregung der subsynchronen Schwingungsmoden des Antriebstranges von einem konventionellen Kraftwerk (Subsynchronous Torsional Interaction, SSTI) in einem LCC-HGÜ-System (Line commutated converter) in Square Butte, North Dakota, beobachtet. Die HGÜ ist parallel zu einer AC-Verbindung installiert. Die Stromregelung des HGÜ-Konverters in der Nähe eines Kraftwerks wechselwirkte mit einer 11,5-Hz torsionalen Schwingungsmoden und machte diese instabil, als eine Wechselstromleitung abgeschaltet wurde [8]. Die beobachteten Schwingungen konnten durch Implementierung einer Dämpfungsregelung in der kraftwerksnahen speisenden Konverterstation eliminiert werden.

Die Zusammenstellung der Realen Ereignissen basiert insbesondere auf der Ereignisübersicht von Cheng et al. [9] für sub- und supersynchrone Phänomene sowie auf der Arbeit von Neufeld [10] für Phänomene im harmonischen Frequenzbereich. Für die vorliegende Metastudie wurden die dort dokumentierten Fälle in die in Abschnitt 2.2 eingeführte Kategorisierung eingeordnet, anhand der jeweils angegebenen Originalquellen ergänzt und im Hinblick auf Ursachen und Abhilfemaßnahmen vergleichend zusammengefasst.

4.1 Übersicht Ereignisse

Neben den bereits beschriebenen Phänomenen, bei denen direkt Triebstränge konventioneller Kraftwerke involviert waren, sind in der Literatur viele weitere nicht betriebsfrequente Schwingungsphänomene aus der Praxis beschrieben, die in

diesem Bericht gesammelt und exemplarisch vorgestellt sind. Zunächst gibt Tabelle 8 einen Überblick über die hier beschriebenen Ereignisse unter Nennung der beteiligten Systemkomponenten. Anhand dieser erfolgt eine Einteilung in:

- Ereignisse beim Anschluss von Erzeugungsanlagen an schwachen Netzknoten (Sub-/Supersynchron).
- Ereignisse unter Beteiligung von Serienkompensationsanlagen (Sub-/Supersynchron).
- Schwingungsphänomene im harmonischen Bereich.

Nachfolgend werden die sub-/supersynchronen Phänomene in Abschnitt 4.2 und 4.3 und die harmonischen Schwingungsereignisse in Abschnitt 4.4 vorgestellt.

Tabelle 8: Übersicht der im Bericht beschriebenen Schwingungsphänomene

#	Primär-Komponente	System-Komponente	#	Primär-Komponente	System-Komponente
1	Typ 4-WEA	Schwach- es Netz	15	Typ 3-WEA	Serien- Kompensator
2	Typ 4-WEA		16	Typ 3-WEA	
3	Typ 4-WEA		17	Typ 3-WEA	
4	Typ 4-WEA		18	Typ 3-WEA	
5	Typ 4-WEA		19	Offshore HGÜ-Konverter	Offshore Kabelsystem
6	PV-Anlage		20	Onshore HGÜ Konverter	Onshore Netz
7	PV-Anlage		21	Eingebettete HGÜ-Konverter	Angeschlossenes AC-Netz
8	IBRs		22	VSC-HGÜ zwischen zwei Verbundnetzen	Angeschlossenes AC-Netz
9	Typ 4-WEA				
10	Typ 4-WEA		23	Einphasiger Konverter in Verteilnetz	Angeschlossenes AC-Netz
11	PV-Anlage				
12	PV-Anlage		24	PV-Anlage	Trafo und Kabel
13	IBRs				

14	Typ 3-WEA		25	PV-Anlage	Angeschlossenes AC-Netz
----	-----------	--	----	-----------	-------------------------

4.2 Ereignisse an schwachen Netzanschlusspunkten

Die Kurzschlussleistung an einem Netzknoten charakterisiert die Netzstärke im Bereich der Nennfrequenz und ist in einigen Gebieten aufgrund hoher Netzimpedanzen zu Synchrongeneratoren gering. Während dies allein für das nicht leistungselektronikbasierte Netzsystem kein Risiko darstellt, führen steigende Anteile leistungselektronikbasierter Erzeugungseinheiten (IBR, engl. Inverter-Based Resource) zu neuen Herausforderungen wie Reglerinteraktionen und Schwingungsphänomenen. Für die Bewertung der Netzstärke in Bezug auf die installierte Leistung einer Erzeugungsanlage wird allgemein das Kurzschlussleistungsverhältnis (SCR, engl. Short-circuit-ratio) verwendet, welches sich aus dem Quotienten der Kurzschlussleistung und der Anschlussleistung einer Erzeugungsanlage ergibt. Ein Standardwert für die SCR als Definition eines schwachen Netzes wurde in der Literatur nicht gefunden, eine SCR mit einem niedrigen einstelligen Wert kann allerdings allgemein als schwach bezeichnet werden. Eine Übersicht der im Bericht untersuchten Phänomene an schwachen Netzknoten ist in Tabelle 9 dargestellt. Die Nummerierung entspricht der in Tabelle 8 gezeigten Gesamtübersicht.

4.2.1 Übersicht Ereignisse an schwachen Netzanschlusspunkten

Tabelle 9: Übersicht Schwingungsphänomene an schwachen Netzknoten

#	JAHR	ORT	PRIMÄR-KOMPONENTE	PRIMÄRER REGELKREIS	INSTALLIERTE LEISTUNG	EINSPEISUNGS-GRAD	VORAUS-SETZUNG FÜR SCHWINGUNGEN
1	2010	Oklahoma / USA	Typ 4-WEA			>80%	bei einer Einspeiseleistung über 80%
2	2011	Texas / USA	Typ 4-WEA	Spannungsregler	~9GW (Park)	hoch	hohe Einspeisung
3	2011-2014	Oregon / USA	Typ 4-WEA	Spannungsregler	450MW	85%	hohe Einspeisung
4	2011-2012	Oklahoma / USA	Typ 4-WEA		60MW	hoch	hohe Einspeisung
5	2014-2015	Xinjiang / China	Typ 4-WEA / Sync. Gen	PLL		Niedrig	
6	2015	Hydro one / Kanada	PV-Park	PLL	120MVA	Niedrig	
7	2017	California / USA	PV-Park	Stromregler	550MW	hoch (90%)	
8	2015-2019	West Murray/ Australien	IBRs (Wind+PV)				
9	2018-2019	Hydro One/Kanada	Typ 4-WEA			Hoch (130 MW)	
10	2019	Großbritannien	Typ 4-WEA	Spannungsregler	1200 MW	Hoch (Nah bei 100%)	

11	2020	West Murray / Australien	IBRs (Wind+PV)		198MW+52MW	Hoch	Pwind>130 MW
12	2021	Eastern USA	PV-Park	Wirk- u. Leistungs-faktorregelung			
13	2021	Scotland	IBRs				
14	2017	Nordwest/China	Typ 3-WEA		600 MW	Hoch	

Fortsetzung Tabelle

#	ANREGUNG	U-NETZ	SCR	F. OSC. IN SRF	F. OSC. IN ORTFEST KOORD. SYSTEM	NOTMAßNAHME	DAUERHAFTE MAßNAHME
1		138kV		13 Hz		Leistungsbegrenzung	Modifikation Regelungssystem
2	Leitungsausfall wegen Wartung	345kV	~2	4 Hz			Langsamere Spannungsregelung minderte die Schwingung
3	Einspeisungs-grad>85%			5-14 Hz			Modifikation im Spannungsregler
4	Leitungsausfall	69kV		3 Hz		Begrenzung der P-Erzeugung	Modifikation Regelungssystem
5		750kV	~1,34 (Schätzwert)	30 Hz	80Hz (dominierte) und 20 Hz auf Strom	Torsionsspannung Relais eines SGs reagiert	Netzausbau: Neue 750 kV AC System; Mögliche Verbesserungsmethode: SSDC

6	30 Mvar/44 kV Kondensator in Betrieb	44kV	4	20 Hz (Spannung)	80 Hz (Strom)	Schließen eines Stichschalters, Erhöhung Netzstärke
7	Störfall / Serien-C	34,5kV	4 (Simulation)	7 Hz		Modifikation im Stromregler
8	Leitungsausfall			7 Hz		Betriebsbeschränkungen; Modifikation im Regelungssystem
9	Sammelschienen-ausfall	230kV		3,5 Hz	WEA Ausfall wegen Unterspannung	
10		400 kV		9 Hz	Begrenzung der WEA von 799MW auf 62 MW	Modifikation im Regelungssystem (U-Regler war zu schwach gedämpft)
11		220kV		16 - 19 Hz		Integrierung GFM-Regelung anstatt GFL
12				22 Hz	82/38 Hz an U und I	
13		400kV		8Hz		
14		220 kV	1(bei der Simulation)	13 Hz	63 Hz(dominierte) und 37 Hz auf Spannung	Inbetriebnahme zus. 500 KV-Leitung (Netzstärke vergr.) Aktive Dämpfung

Kurze Beschreibung der Phänomene:

1. (2010) Oklahoma Gas & Electric (OG&E) beobachtete eine 13 Hz Schwingung in der Spannung bei zwei benachbarten Windparks. Die Schwingungen traten bei einer Einspeiseleistung oberhalb 80% der Nennleistung auf und erreichten 5% der Nennspannung von 138 kV. OG&E begrenzte die Einspeiseleistung des Parks bis der Betreiber Änderungen an der Umrichterregelung vornahm [11]. Zeitverläufe der Spannungen sind in der Quelle grafisch dargestellt.
2. (2011) In Competitive Renewable Energy Zones (CREZ) Dynamikstudien im ERCOT-Netzgebiet wurden Spannungssoszillationen und Überspannungen bei schwacher Netzanbindung analysiert. Die Quelle beschreibt eine etwa 4-Hz-Subsynchronoszillation an einer Typ-4-WEA nach Abschaltung einer 345-kV-Leitung. Als wesentlicher Einflussfaktor wurde die geringe Systemstärke mit einem SCR von etwa 2 identifiziert. [12].
3. (2011-2014) Seit 2011 beobachtete Bonneville Power Administration (BPA) während Starkwindzeiten Schwingungen in der Spannung. Ein 450 MW Windpark in Oregon mit Typ-4 WEA (Vollumrichter) wurde als Ursache identifiziert. Im Sommer 2013 zeigten die Phasormessgeräte (PMU, engl. Phasor Measurement Units) von BPA 5 Hz Schwingungen der Spannung sowie Wirk- und Blindleistung. Anfang 2014 beobachtete BPA eine 14 Hz Schwingung, die Blindleistung erreichte Werte von 40 Mvar (Spitze-Spitze), wenn die Wirkleistung 85% des Nennwertes erreichte. Daraufhin modifizierte der Windanlagenhersteller den Spannungsregler, woraufhin die Schwingungen verschwanden. [11]
4. (2011-2012) OG&E berichtete von zwei Schwingungsereignissen in Windparks, eine im Dezember 2011 und eine im Dezember 2012. Beide wurden durch einen Leitungsausfall verursacht. Im Jahr 2012 trat eine Schwingung von 3 Hz bei einem 60 MW Windpark auf. Eine Begrenzung der Einspeiseleistung löste das Problem kurzfristig. Eine dauerhafte Lösung konnte durch eine Anpassung der Windparkregelung durch den Hersteller erzielt werden [11]. In der Quelle sind die Spannungsverläufe grafisch dargestellt.
5. Die 30-Hz Schwingungen treten 2014-2015 in Xinjiang, China auf, als mehrere Typ 4 WEA, angeschlossen an ein 750 kV System, mit der Einspeisung beginnen. Infolgedessen übertragen sich die Schwingungen auf das vorgelagerte Netz und lösen eine subsynchrone Resonanz aus. Bei einem 48 km weit entfernten thermischen Kraftwerk mit 600 MW löst dadurch ein Schutzrelais aus. Erste Untersuchungen zeigen, dass solche Schwingungen möglicherweise durch die Interaktion zwischen WEA, die mit einem schwachen Netz verbunden sind, ausgelöst werden [13]. Eine detaillierte Beschreibung befindet sich unten bei „Beschreibung repräsentativer Phänomene“.
6. 2015 wurden schwach gedämpfte Schwingungen mit 20 Hz des Effektivwertes der Spannung in einer 44 kV Verteilnetzspeisung beobachtet. Die Störung tritt im Netz des kanadischen Netzbetreibers bei Hydro One auf, nachdem ein 30 Mvar

Parallelkondensator in der Unterstation in Betrieb genommen wurde. An dieser Einspeisung sind drei 10 MVA PV-Anlagen angeschlossen. Eine Fast-Fourier Transformation zeigte eine Frequenz von 80 Hz in den Ist-Werten des Stroms. Die ungewünschte Schwingung wurde durch das Schließen eines Trenners behoben, um die Netzimpedanz zu verringern. [9][14]

7. 2017 wurden 7 Hz-Schwingungen in der Wirk- und Blindleistung sowie im Spannungseffektivwert in einem PV-Kraftwerk des Betreibers Solar Farm in Kalifornien gemessen. Detaillierte Analysen identifizierten schwache Netzverhältnisse als eine mögliche Ursache. Das tatsächliche Kurzschlussverhältnis (SCR, engl. Short circuit ratio) fiel geringer aus als bisher angenommen, und Ausfallbedingungen verschärften die Situation weiter. Die Regelungssoftware wurde überarbeitet, um einen stabilen Betrieb unter schwachen Netzverhältnissen zu gewährleisten. [15]
8. Zwischen 2015 und 2019 treten Schwingungen mit 7 Hz im Bereich West Murray in Australien in Verbindung mit einem schwachen Netz und einer hohen Durchdringung durch stromrichterbasierte Erzeugung auf. Die Schwachnetzsituationen wurden beispielsweise durch Leistungsausfall verursacht. Durch detaillierte Simulationen wurde identifiziert, dass die Amplitude der Schwingungen durch Reduzierung der aktivierten Wechselrichter verringert werden kann. Weitere Simulationstests zeigen, dass IBRs unterschiedliches Reaktionsverhalten gegenüber 7-Hz-Schwingungen aufweisen. Zur Minderung der Schwingung durch Parametereinstellung des IBR-Regelsystems wurde seitens der Hersteller ein Upgrade der Wechselrichterregelung durchgeführt. Dies umfasst die Anpassung der PLL-Parameter sowie die Einführung eines schnellen Blindleistungsstrom-Kompensationskreises. [16, 17]
9. Zwischen 2018 und 2019 wurden 3,5 Hz-Schwingungen in der Wirk- und Blindleistungsmessung zweier 230 kV-Windparks mit WEA vom Typ 4 beobachtet. Das Ereignis trat auf, nachdem eine Sammelschiene temporär außer Betrieb genommen wurde. Die Unterbrechung sorgte für eine signifikante Abnahme der Netzstärke aus Sicht der WEA. Eine nahegelegene 150 kV PV-Anlage hat die ungedämpfte Schwingung ebenfalls in der Blindleistung aufgezeichnet. [18]
10. Vor dem Systemausfall in Großbritannien im August 2019 wurden 9 Hz-Schwingungen in Spannung sowie Wirk- und Blindleistung beobachtet. Die Schwingungen verursachten eine Leistungsreduzierung des Windparks auf 62 MW. [9] Eine Untersuchung in [19] ergab, dass das Spannungsregelung nicht angemessen parametrisiert war. Dies wurde durch ein Update des Regelsystems behoben.
11. 2020 wurden im Bereich West Murray in Australien 17-19 Hz Spannungsschwingungen gemeldet [20]. Eine detaillierte Beschreibung befindet sich unten bei „Beschreibung repräsentativer Phänomene“.
12. 2021 treten 22 Hz-Schwingungen in den Effektivwerten der Spannung im Zusammenhang mit einem Solarkraftwerk auf. Der Vorfall wurde von Dominion

Energy im Osten der USA gemeldet. In den Messwerten von Strom und Spannung treten ebenfalls Schwingungen mit einer Frequenz von 38 Hz und 82 Hz auf. Eine Untersuchung zeigt einen Zusammenhang zwischen der Schwingungsmoden und der Regelung der Wirkleistung und des Leistungsfaktors. Eine vorläufige Kausalitätsanalyse zeigt, dass das Auftreten dieser Moden mit hoher Wahrscheinlichkeit durch die Wirkleistungs- und Leistungsfaktorregelung der Solarenergieanlage verursacht wird. [21]

13. 2021, am 24. August, werden Schwingungen mit einer Frequenz von 8 Hz in den Effektivwerten der Spannung in Schottland beobachtet. Die Störung hält für ca. 20–25 s an und tritt zwei Mal im Abstand von 30 Minuten auf. Die Schwingungen können durch das Zuschalten von konventionellen Kraftwerken verringert werden. Schottland hat eine hohe Durchdringung des Netzes durch Windparks. Der Ursprung der Schwingung ist momentan Gegenstand einer Untersuchung. [22]
14. 2017 werden in den Ist-Werten der Spannungen und Ströme eines 600 MW Windparks mit 300 Typ-3 WEA von jeweils 2 MW, der mit einem 220 kV Netz in Nordwestchina verbunden ist, Schwingungen von 37 und 63 Hz festgestellt. Die 63 Hz Schwingungen dominieren die Phasenspannungen. Die Resonanzen werden im Mitsystem beobachtet. Die Schwingungen werden durch Netzverstärkung (eine zusätzliche 500 kV-Leitung wird eingesetzt) und Softwareupdates der Anlagenregler eingedämmt. Eine detaillierte Beschreibung befindet sich unten bei „Beschreibung repräsentativer Phänomene“. [23, 24]

Von den 14 Oszillationseignissen in schwachen Netzen traten, mit Ausnahme von Ereignis 14, alle in Verbindung mit PV-Konvertern oder Typ-4-WEA auf. Das bedeutet, dass die Erzeugerseite dieser Systeme dynamisch vorübergehend durch Umrichter dominiert wird. In 9 von 14 Ereignissen traten die Oszillationen während Zeiten mit hohem Einspeisungsgrad auf. Die Oszillationsfrequenzen im synchron rotierenden Referenzrahmen (SRF) liegt im Bereich von 3 bis 30 Hz. In [9] wird darauf hingewiesen, dass die Parametrierung der PLL hierbei eine entscheidende Rolle spielt.

4.2.2 Beschreibung repräsentativer Phänomene

In diesem Abschnitt werden drei repräsentative Ereignisse (#5, #11, #14) detaillierter vorgestellt. Die Auswahl der repräsentativen Ereignisse basiert hauptsächlich auf deren Oszillationsfrequenz, dem Einspeisungsgrad zum Zeitpunkt des Aufschwingens sowie der an der Oszillation beteiligten primären Komponente.

Phänomen 5: Nordwest China 30 Hz Oszillation im Jahr 2014

Im nördlichen Gebiets Xinjiang, China werden seit Juni 2014 mehrmals Leistungsschwingungen im subsynchronen Frequenzbereich durch das Wide-Area Measurement System (WAMS) erfasst [13]. Für die Analyse in [13] wird ein vereinfachtes Ersatzmodell eines schwach angebundenen PMSG-Windparks verwendet: Mehrere aggregierte Typ-4-WEA werden über Transformatoren und

Leitungen mit einem vorgelagerten Netz verbunden; in der Nähe befindet sich außerdem ein thermisches Kraftwerk mit Turbogenerator. Der betrachtete Fall repräsentiert eine sehr geringe Netzstärke am Anschluss der Windenergieanlagen. Das Ersatzschaltbild ist in der Quelle abgebildet..

Diese Schwingungen stammen von auf PMSG basierten Windparks und breiten sich weit in die angeschlossenen Stromnetze aus. Die Amplitude der Schwingungsleistung übertrifft in einigen Fällen sogar die der Grundschiwingung. In einem schweren Vorfall führten solche Schwingungen sogar zu intensiven Torsionsschwingungen in nahegelegenen Turbogeneratoren, was dazu führte, dass alle Generatoren eines Kraftwerks durch deren Torsionsschutzsystem abgeschaltet wurden. Ähnliche Schwingungsphänomene sind mehrmals aufgetreten, bis eine Netzausbaumaßnahme (Neubau einer 750 kV AC-Leitung) im Januar 2016 umgesetzt wurde. Allerdings sind die Schwingungen erneut im März 2016 aufgetreten, nachdem weitere WEA in dem Gebiet installiert wurden [8].

Um die Phänomene zu analysieren, wird in [13] ein Netznutzungsfall erstellt. 700 WEA mit jeweils 1,5 MW sind in Betrieb. In dem Moment, an dem die Oszillation startet, liegt die SCR aus Sicht der WEA bei 1,34 und die WEA arbeiten mit einem Einspeisungsgrad von 5 %.

Die DFT-Auswertung der Phasestrom aus EMT-Simulation zeigt neben dem betriebsfrequenten 50-Hz-Anteil zwei weitere dominante Frequenzanteile bei etwa 19,24 Hz und 80,76 Hz. Das Spektrum der Wirkleistung zeigt einen Peak bei 30,76 Hz. Damit wird das Ereignis als gekoppeltes sub- und supersynchrones Schwingungsphänomen charakterisiert.

Der impedanzbasierte Analyse auf Grundlage des Generalized Nyquist Criterion (GNC) ermöglicht die Analyse der Stabilität in Bezug auf Mittel- und Hochfrequenzmoden des Systems [25]. in [13] wird eine Impedanz-basierte Methode verwendet, um den Mechanismus und die Ursache der Schwingungsphänomene zu identifizieren. Die impedanzbasierte Analyse zeigt, dass die Netzimpedanz auf d und q-Achse bei sinkendem SCR deutlich zunimmt und sich die Steigung der Reaktanzkurve verändert. Die Impedanz der PMSG-Anlagen bleibt demgegenüber weniger stark vom SCR beeinflusst. Dadurch verschieben sich die Resonanzpunkte des gekoppelten Netz-PMSG-Systems in den kritischen Frequenzbereich. In der Quelle sind Grafiken für die Impedanzen der Leitungen und der Synchronmaschinen angegeben. [25].

Für symmetrische und ausgeglichene dreiphasige Wechselstromsysteme wird das dq-Impedanzmodell häufig verwendet. Die Beziehung zwischen kleinen Änderungen der dq-Achsenspannungen und -ströme kann zur Beschreibung der dq-Impedanzeigenschaften von Umrichtern herangezogen werden (siehe unten in der Gleichung 1).

$$\begin{bmatrix} U_d \\ U_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{dd} & Z_{dq} \\ Z_{qd} & Z_{qq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (1)$$

In dq-Impedanz-Matrizen wird die Kopplung zwischen d- und q-Element berücksichtigt. Von daher liefert eine einzelne Betrachtung (z.B. nur Z_{dd} und Z_{qq}) üblicherweise ein Ergebnis mit reduzierter Genauigkeit. In [13] wird deshalb die Determinante der Impedanzmatrix als Metrik zur globalen Bewertung des Kopplungseffekts verwendet. Die Auswertung zeigt, dass die Dämpfung stark vom SCR abhängt: Bei einem SCR von 1,56 wird der Realteil oberhalb von etwa 29 Hz positiv, während bei SCR-Werten von 1,34 und 1,17 bis etwa 35 Hz negative Dämpfung auftreten kann. Die Analyse prognostiziert instabile Schwingungen bei etwa 29 Hz für SCR = 1,17 und bei etwa 30,5 Hz für SCR = 1,34. Als potenzielle Abhilfemaßnahmen werden in [13] die folgenden Punkte genannt: 1) Optimierung der Parameter des Regelungssystems, 2) Neue Regelungsstruktur sowie SSDC (Supplementary Subsynchronous Damping Control), 3) Erhöhung der Netzstärke. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die untersuchte SSDC die Impedanz im Frequenzbereich von 22 bis 32 Hz verändert und die instabile Oszillation für SCR = 1,17 unterdrückt. [13]

Phänomen 11: West Murray Zone 17 Hz Spannungsozillation in 2020

Die West Murray Zone (WMZ) ist ein elektrisch entfernter Bereich des australischen Übertragungssystems mit niedrigem Kurzschlussleistungsniveau und geringer Systemstärke. Darüber hinaus hat die WMZ aufgrund ihrer hohen Windgeschwindigkeiten und starken Sonneneinstrahlung eine große Anzahl von IBR-Projekten (ca. 4GW) angezogen. Die Kombination aus hoher Umrichter Durchdringung und schwacher Netzanbindung führte zu wiederkehrenden subsynchronen Oszillationen. [20, 26]. In den Quellen sind eine Grafik mit dem entsprechenden Netzabschnitt sowie dessen elektrisches Ersatzschaltbild angegeben.

Von 2016 bis 2021 werden mehrere Schwingungsphänomene erkannt. Die Frequenz der Oszillationen liegt im Bereich 16–19 Hz. Diese Oszillationen sind nicht persistent (dauern nur wenige Sekunden bis hin zu mehreren Minuten), sind schwach gedämpft und weisen unregelmäßige Spitze-zu-Spitze-Werte (0,5 %–2,3 %) auf. Sie können sowohl durch Störungen als auch ohne solche ausgelöst werden. Ein dokumentiertes Ereignis in [20] dauerte etwa 12 Minuten, lag bei rund 17 Hz und erreichte eine maximale Spitze-zu-Spitze-Variation von etwa 2,2 %. In der Quelle ist eine Grafik mit dem Spannungsverlauf angegeben.

In [20] wird ein Blackbox Admittanz Modell mittels Frequenz-Scan erstellt. Tagprofil und Nachtprofil werden als Ausgangsszenario verwendet, um den Starklastfall (tagsüber) und Schwachlastfall (nachts) zu repräsentieren. In [20] wird die System Admittanz und Determinante der System Admittanz gezeigt. Durch Betrachtung der Determinante $\det(Y_{\text{grid}})$ -Kurve bei Tag und Nacht kann man feststellen, dass Resonanz

nur bei hoher Belastung auftritt, und zwar mit einer Frequenz von 17 Hz identifiziert. Durch die Nutzung einer GFM-BESS Regelung anstatt der GFL-Regelung wird die Resonanzstelle auf der Determinate-Kurve geglättet. Die GFM-BESS Regelung wird deswegen als ein potenziell dauerhafter Lösungsansatz in [20] genannt, um die Instabilität zu beseitigen. In der Quelle sind die Impedanzverläufe für den Tag- und den Nachtzustand angegeben.

Phänomen 14: Northwest China 37 und 63 Hz Spannungssoszillation 2017

Im Jahr 2017 werden 37-Hz- und 63-Hz-Oszillationen in den momentanen Spannungen und Strömen bei einem 600-MW Typ-3-Windpark (300 Turbinen, jeweils 2 MW) beobachtet. Alle WEA sind an ein 35 kV Mittelspannung Netz angeschlossen. Der Windpark speist durch 2 Step-up Transformatoren in das externe 220 kV Übertragungsnetz ein [23]. Die Spektralanalyse in [23] zeigt die obengenannten Schwingungsmoden im sowohl Strom als auch Spannung. In der Quelle sind die Impedanz der WEA sowie die Spektralanteile von Strömen und Spannungen grafisch dargestellt.

Der wesentliche Unterschied dieser Phänomene und anderer Schwachnetz-Phänomene ist, dass die primär beteiligten Komponenten Typ 3 WEA sind. Bei den Phänomenen 1-13 sind es rein Konverter-basierte Anlagen (Typ 4 WEA oder Solarpark). Typ-3-WEA werden in der Regel als anfällig für Wechselwirkungen mit Serienkompensatoren betrachtet. SSO zwischen Typ 3 WEA und Serien-Kompensator entwickeln sich, weil die Ausgangsimpedanz des Typ 3 WEA sich normalerweise induktiv im subsynchronen Drehzahlbereich (Rotor der DFIG dreht sich langsamer als die Statorfrequenz) verhält, wobei sich die Netzimpedanz durch die Durchdringung von Kompensatoren kapazitiv zeigt. Negative Dämpfung wird durch den IGE (Induktion Generator Effekt) oder Regelung der Konverter gegeben [23].

In [23] wird ein Impedanz Modell mit Berücksichtigung der DC-seitigen Dynamik aufgebaut, um den Mechanismus dieser Phänomene zu untersuchen und die positive Auswirkung der aktiven Dämpfer zu validieren. Die impedanzbasierte Analyse in [23] zeigt das, dass die Impedanz-Kurve der Generator im Frequenzbereich von 40 Hz bis 70 Hz drei Schnittpunkte mit der Impedanz-Kurve des Netzes ($SCR = 1$) hat, wenn kein Dämpfer hinzugefügt ist. Allerdings ist nur ein Resonanzpunkt bei 66 Hz instabil. Der Dämpfer fügt etwa 20 Grad Phasenreserve bei 66 Hz hinzu. Die Generator-Impedanz-Kurve nach der Implementierung der Dämpfer keinen Schnittpunkt mehr mit der Netz-Impedanz-Kurve bei 66 Hz hat. Dies sollte in der Lage sein, die Instabilität zu beseitigen. Die Ergebnisse der EMT-Simulation bestätigen diese Einschätzung weiter. Die Quelle zeigt in einer Grafik die Zeitverläufe des Einspeisestroms als Ergebnis der EMT-Simulation. Mit Aktivierung der Dämpfung höhen die überlagerten Schwingungen auf und es stellt sich ein sinusförmiger Strom konstanter Amplitude ein.

4.3 Ereignisse mit Beteiligung von Serienkompensationsanlagen

Serienkompensationsanlagen sind ein wichtiges Instrument zur gezielten Blindleistungskompensation in elektrischen Energienetzen, insbesondere in Übertragungssystemen. Sie erhöhen die Übertragungseffizienz über lange Strecken und stabilisieren die Netzspannung. Während Serienkompensationsanlagen in Deutschland aufgrund der geringen Übertragungsdistanzen nur selten eingesetzt werden, finden sie in Ländern mit großflächigen Stromnetzen – wie den USA, China oder Brasilien – eine breite Anwendung, um wirtschaftliche und technologische Herausforderungen der Fernübertragung zu bewältigen.

Ein technisches Risiko besteht in der kapazitiven Eigenschaft der Serienkompensationsanlagen. Durch Interaktion mit induktiven Netzkomponenten können Resonanzstellen entstehen. In diesem Abschnitt werden typische Ereignisse im Zusammenhang mit Serienkompensationsanlagen vorgestellt, bei denen Serienkompensationsanlagen als Mitverursacher identifiziert wurden. Tabelle 10 fasst die Phänomene zusammen. Die Nummerierung erfolgt konform zur der in Tabelle 8 gezeigten Gesamtübersicht.

4.3.1 Übersicht Ereignisse mit Beteiligung von Serienkompensationsanlagen

Tabelle 10: Übersicht Schwingungsphänomene mit Beteiligung von Serienkompensationsanlagen

#	JAHR	ORT	PRIMÄR-KOMPONENTE	PRIMÄR-REGELKREIS	INSTALLIERTE LEISTUNG DES KONVERTERS	TECD	INSTALLIERTE LEISTUNG DES KOMPENSATORS
15	2007	Minnesota, USA	Type-3 Windpark		100 MW	60%	240 MVA
16	2009	Texas, USA	Type-3 Windpark	Roterseitige Stromregelung	680 MW	50%	
17	2012-2013	Nordchina	Type-3 Windparks (überwiegend)	Rotorseitige Umrichterregelung	3426,55 MW	6~7%	480 MVA(berechnete Werte)
18	2017	Südtexas, USA	Type-3 Windpark				

Fortsetzung Tabelle

#	ANREGUNG	U-NETZ	F. OSC. IN SRF	F. OSC. IN GLOBALEN KOORD. SYSTEM	NOTMAßNAHME	DAUERHAFTE MAßNAHME
15	radialer Verbindung der Kompensator und Windparks	345 kV	51 Hz	9 Hz	Überbrücken der Serienkompensationsanlagen	Relayentwicklung zur Erkennung subsynchroner Schwingungen
16	radialer Verbindung mehrere Typ-3 Windparks und Serienkompensator	345 kV	30-40 Hz	20-30 Hz	Überbrücken der Serienkompensationsanlagen	Anpassung in: Stromregelung Messsignalfilterung

						SSCI Dämpfungsregelung
17	Niedrige Einspeisungsgrad bzw. Windgeschwindigkeit (3-5 m/s)	500 kV	41-44 Hz	6-9Hz	vorübergehende Abschaltung von WEA und/oder Serienkondensatoren	Leichte Reduzierung der proportionalen Verstärkungsfaktor rotorseitiger Umrichterregelung
18	radialer Verbindung der Kompensator und Windparks	345 kV	33-38 Hz	22-27 Hz	vorübergehende Abschaltung von WEA und/oder Serienkondensatoren	Softwareupdates der Regler

Kurze Beschreibung der Phänomene:

15. 2007 tritt im Süden Minnesotas ein SSO-Ereignis auf, bei dem ein 100 MW Typ 3 Windpark versehentlich mit einer serienkompensierten 345 kV-Übertragungsleitung radial verbunden ist. Die installierte Leistung der Kompensationsanlage war 240 MVA und der totale äquivalenten Kompensationsgrad lag bei 60%. Die digitale Aufzeichnung des Fehlers zeigt eine 9,44 Hz Schwingung im Strom. [27, 28]. Das Phänomen ist in Abschnitt 4.3.2 näher erläutert.
16. Im Oktober 2009 werden während einer ungewollten Systemänderung ein Windpark mit einer serienkompensierten Übertragungsleitung (345 kV) verbunden. Nach der Fehlerklärung entstand eine ungedämpfte, subsynchrone Schwingung von 20 Hz, die die Spannung der Leitung auf über 1,2 p.u.⁵ anhebt und die Überbrückung des Serienkompensators auslöst [29, 30]. In [30] wurden als Gegenmaßnahmen die folgenden Vorschläge gegeben. a) Reduzierung/Optimierung des Verstärkungsfaktors in dem rotorseitigen Stromregler. b) Tiefpassfilterung für die Wirk- und Blindleistung sowie rotorseitige Strommessung.
17. 2012–2013 treten über ein Jahr mehr als 58 Schwingungsereignisse in Nordchina mit einer Frequenz von 6–9 Hz auf. Die Schwingungen werden durch Wechselwirkungen von Typ 3 WEA und einem serienkompensierten 500 kV Doppelleitungssystem ausgelöst. Die Leitungen verbinden die Station Guyuan mit dem mongolischen und dem nordchinesischen Netz. [27, 31]. Das Phänomen ist in Abschnitt 4.3.2 näher erläutert.
18. 2017 treten drei separate Schwingungsereignisse im Süden Texas auf. Die Frequenzen der Schwingungen liegen zwischen 22 und 26 Hz und sie sind in den Messwerten der Ströme sichtbar. Die WEA-Hersteller können die Schwingungen durch Softwareupdates der Regler beheben. [27]

4.3.2 Beschreibung repräsentativer Phänomene

Phänomen 15:

Im Süden Minnesotas trat 2007 ein SSCI-Ereignis auf, nachdem ein 100-MW-Typ-3-Windpark radial mit einer serienkompensierten 345-kV-Leitung verbunden war. Die Serienkompensation war im Rahmen des Netzausbaus für wachsende Windenergieeinspeisung installiert worden; zum Ereigniszeitpunkt war die vorgesehene Bypass-Logik noch nicht vollständig wirksam. Die Störschreibung zeigte eine 9,44-Hz-Stromoszillation, bei der der Phasenstrom innerhalb weniger Zehntelsekunden stark anstieg und Schäden an WEA-Komponenten sowie

⁵ In [29]. wurde ursprünglich eine Spannung von 2,0 p.u. gegeben. Durch die Betrachtung des Diagramm ist es festgestellt, dass die max. Spannung bei 1,2 p.u. liegt.

Leitungsanlagen verursachte. Als Ursache wurde eine subsynchrone Resonanz infolge des Induktionsgeneratoreffekts bei radialer Verbindung über den Serienkondensator bestätigt. Als dauerhafte Gegenmaßnahme wurde ein Schutzsystem vorgesehen, das den Serienkondensator bei entsprechender Netzkonfiguration automatisch überbrückt. In [28] wird die Schalt- und Leitungsanordnung vor dem Ereignis, insbesondere die zeitweise radiale Verbindung des Windparks über die serienkompensierte 345-kV-Leitung gezeigt.

Phänomen 17:

Das Windkraftgebiet Guyuan bestand bis Ende 2014 aus einer großen Zahl radial angebundener Windparks, deren Leistung über 220-kV-Sammelschienen und ein serienkompensiertes 500-kV-Doppelleitungssystem in das nordchinesische Netz abgeführt wurde. Die installierte Leistung lag bei rund 3,43 GW; der überwiegende Anteil entfiel auf DFIG-Anlagen. Damit lag eine typische Konstellation aus hoher Typ-3-WEA-Durchdringung und serienkompensierter Übertragung vor. Vier Fest-Kompensationskondensatoren (FSC, engl. Fixed Series Capacitor) sind an den beiden parallelen Übertragungsleitungen installiert, die das Umspannwerk Guyuan mit den Umspannwerken Hanhai und Taiping verbinden. Die Kompensationsgrade betragen dabei 40 % bzw. 45 % und der totale äquivalente Kompensationsgrad (TECD, total equivalent compensation degree) liegt bei 6-7%, gesehen von der Generatorseite. In den Windparks sind drei Typen von Windenergieanlagen (WEA) installiert: SEIG (Typ 2), DFIG (Typ 3) und PMSG (Typ 4). Von der insgesamt installierten Leistung von 3426,55 MW werden 82,8 % DFIGs, 15,4 % Typ-4 und 1,8 % Typ-2 Anlagen bereitgestellt. Es ist offensichtlich, dass die DFIG-WEA den größten Anteil ausmachen. [32]

Seit der Inbetriebnahme der Serienkondensatoren im Jahr 2010 wurden Oszillationen beobachtet. Mit der zunehmenden Inbetriebnahme neuer Windparks in der Region trat Subsynchrone Resonanz (SSR) immer häufiger auf. Zwischen Dezember 2012 und Dezember 2013 wurden 58 SSR-Ereignisse erkannt. Viele Windenergieanlagen (WEA) sowie Kompensatoren wurden durch die hohen Ströme, die durch die divergente SSR verursacht wurden, abgeschaltet, was zu einem schnellen und erheblichen Rückgang der Leistung führte. Dies führte dazu, dass große zwischenharmonische Ströme in Transformatoren flossen, die dadurch abnormale Vibrationen zeigten und ungewöhnlich laute Geräusche erzeugten. Infolgedessen wurde die Alterung der Isolierung beschleunigt, und die Verluste nahmen zu.

Ein exemplarisches SSR-Ereignis vom 19. März 2013 wird in [31] ausführlich beschrieben. Die Quelle zeigt Messdaten der Einspeiseleistung mit überlagerter Schwingung sowie den Zeitverlauf des Einspeisestroms inkl. Frequenzspektrum. Neben der 50 Hz-Komponenten gibt es eine ausgeprägte 8,1 Hz-Komponente und eine geringe 91,9 Hz-Komponente. Zu Beginn ist die Windleistung etwa 13 % der installierten Leistung. Um 14:12:15 begann die Leistung zu oszillieren und die Oszillationsamplitude nahm schnell zu. Um 14:12:48 erreichte die

Oszillationsamplitude etwa 25 % der durchschnittlichen Leistung und viele WEA wurden getrennt wegen Überstrom. Mit der absteigenden Anzahl der in Betrieb befindlichen WEA nahm die durchschnittliche Leistung stetig ab. Allerdings bestand die SSR weiterhin. Erst um 14:14:03, als einer der Serienkondensatoren überbrückt wurde, hörte die SSR auf. Die Oszillation dauerte 108 Sekunden an. Die Windleistung sank von 219,5 MW auf 74,5 MW, was einem Verlust von 66 % der ursprünglichen Leistung entspricht. Es ist zu bemerken, dass mit der Abnahme der Anzahl der in Betrieb befindlichen WEA, die SSR-Frequenz allmählich von anfänglich 8,8 Hz auf 7,7 Hz sank.

Um die Ursachen und der Mechanismus der Oszillation zu analysieren, wird in [31] ein auf der Impedanz basierendes Modell aufgebaut. Es wird darauf hingewiesen, dass eine DFIG, da der Schlupf s bei untersynchroner Drehzahl negativ ist, in diesem Betriebspunkt einen negativen Widerstand darstellt. Bemerkenswert ist, dass ein zusätzlicher Term durch den Proportionalverstärkungsfaktor K_p des RSC verursacht wird. Dieser erhöht den absoluten Wert des negativen Widerstands erheblich und trägt wesentlich zu einer instabilen Oszillation bei. Die Simulationsergebnisse in [31] zeigen ebenfalls, dass durch eine Reduktion von K_p um 20 % das Auftreten instabiler Oszillationen wirksam verhindert werden kann.

4.4 Ereignisse im harmonischen Bereich

Wenn in einem System die Schwingungsanteile von Spannung und/oder Strom über 2-fach Nennfrequenz aufweisen, wird dies als Schwingungsereignisse im harmonischen Bereich bezeichnet. Der Resonanzkreis wird typischerweise durch passive netzseitige Komponenten wie die Längsreaktanzen von Freileitungen und Transformatoren, die äquivalenten Leiter-Erde-Kapazitäten von Kabeln oder Leitungen sowie Filteranlagen gebildet. Auf der Erzeugerseite sind an diesen Schwingungen hingegen schnelle Regelungskreise beteiligt, insbesondere innere Regelkreise und Messverzögerungen. In diesem Abschnitt werden 7 Ereignisse im harmonischen Bereich vorgestellt.

4.4.1 Übersicht Ereignisse im harmonischen Bereich

Tabelle 11: Übersicht Schwingungsphänomene im harmonischen Bereich

#	DATUM ORT	PRIMÄR- KOMPONENTE	NETZSEITIGE KOMPONENTEN	TYPISCHE FREQUENZEN	ANREGUNG	$P_n \& U_n$	ABHILFESMAßNAHME
19	2010–2015 Nordsee	Offshore HGÜ Kopfstation	Offshore Kabel basiertes AC- Netz	250–350 Hz	Topologische Änderung	400 MW 155 kV	Anpassung an: Passive Elemente Umrichterregelungen
20	2016 Nordsee	Onshore HGÜ Kopfstation	Onshore AC-Netz	Ca. 1,5 kHz	Entkopplung von zwei Sammelschienen	5 GW /	Update der Umrichterregelung
21	2015 Spanien- Frankreich	Eingebettete MMC HGÜ- Konverter	angeschlossenen AC-Netz	0,83–1,7 kHz	Topologische Änderung in AC-Netz	2 GW /	Anpassung AC-Netzkonfiguration: Erhöhung SCR
22	2016 China	Eingebettete MMC HGÜ- Konverter	angeschlossenen AC-Netz	1,27 kHz	Ausfallen einige Übertragungsleitungen	1 GW 525 kV	Update der Umrichterregelung Impedanzadapter
23	2004 Niederlande	Einphasige PV- Umrichter	Parallelresonanz im Netz	1,2 kHz	Aufsteigende THD im AC-Netz	60 MVA 0,4 kV	
24	2010 Wertheim	PV-Umrichter	PV-Parknetz	0,75–1,25 kHz	Wechselnder Einspeisungsgrad	6,88 MW 600 V	passiven Oberschwingungsfilter
25	2017 /	PV-Umrichter	PV-Parknetz	0,42–2,37 kHz		500 kW 600 V	

Kurze Beschreibung der Phänomene:

19. Das Phänomen 19 wird in [10, 33] beschrieben. Borwin 1 ist das zweite Netzanbindungssystem von Tennet TSO GmbH, das einen Offshore Windpark in der Nordsee zu dem Onshore Netz anbindet. Die Leistungen werden durch ein HGÜ-System übertragen, und die Übertragungskapazität liegt bei 400 MW. Zwischen 2010 und 2015 wurden einige Schwingungsphänomene betrachtet, die Frequenz dieser Schwingungen lagen im Bereich 250 Hz–350 Hz. In [10] wurde als Anregung das sukzessive Zuschalten und Energetisieren der Drehstromleitungen des Offshore Netzes identifiziert. Nach der Zuschaltung kam es zu Strom- und Spannungsüberhöhungen. Als Verbesserungsvorschlag wurden a) Erweiterung der Regelung des Offshore Konverters um eine aktive Dämpfungskomponente und b) Anpassung der passiven Elemente des Offshore Netzes in [33] gegeben.
20. Das Phänomen 20 wird in [34] beschrieben. Im Jahr 2016 treten hohe Oberschwingungsströme in Norddeutschland zwischen eines Onshore HGÜ Konverters und dem angeschlossenen Onshore AC Netz auf. Durch die Entkopplung von zwei Sammelschienen in der HGÜ Onshore Station hat sich das frequenzabhängige Impedanzverhalten des Netzes aus Sicht des HGÜ-Konverters verändert, und die Frequenz einer Netzresonanz verschoben. Die Frequenzen der gemessenen Oberschwingungen am Anschlusspunkt des HGÜ-Konverters liegen bei ca. 1,5 kHz. Als Folge fällt das gesamte Netzanschlusssystem aus. Auch hier wird durch die Modifikation des Regelungssystems des HGÜ-Konverters die Problematik gelöst [10]. Dieses Phänomen wird in Abschnitt 4.4.2 näher erläutert.
21. INELFE ist die erste MMC-basierte HGÜ-Verbindung im europäischen Verbundsystem. Bei der 65km langen HGÜ-Strecke durch die Pyrenäen handelt es sich um ein eingebettetes HGÜ-System zwischen Spanien und Frankreich. Kurz nach der Inbetriebnahme im Jahr 2015 sind nicht-grundfrequente Oszillationen von Strömen und Spannungen aufgetreten. Die Schwingungen ergaben sich durch die Netzkonfiguration, die zu einer harmonischen Wechselwirkung zwischen der Umrichterregelung und dem angeschlossenen AC-Netz führt. Die Messungen von realen Verläufen zeigen eine überlagerte, nicht-grundfrequente Oszillation. Dabei variiert die Frequenz der Schwingung zwischen 830 Hz und 1,7 kHz [10]. Untersuchungen von dem zuständigen Netzbetreiber RTE zeigt, die Veränderungen an AC-Leitungsparametern und Netzkonfigurationen (u.a. SCR an der Anschlusspunkt) könnte zur Verbesserung der Störung beitragen [35].
22. Im Jahr 2016 tritt eine Resonanz in Süd China auf, und es wurde in [36] dokumentiert. Bei der Luxi VSC-HGÜ Kopfstation wurde eine 1,27 kHz Schwingung gemessen. Untersuchungen in [36] zeigt, die Schwingung kam aus

der Wechselwirkung zwischen dem Konverter und den angeschlossenen 525 kV AC-Netz. Die Spannungsamplitude der Schwingungsanteil beträgt ca. 22% der der Grundschiwingung. Obwohl kein Schaden aufgetreten ist, wird dieses Phänomen durch Anpassung der Regelung reduziert [10].

23. 2004 wurden in Niederlanden mehrere harmonische Phänomene in [37] berichtet und untersucht. Durch massiven Zubau von PV-Anlagen in Verteilnetz mit einphasig einspeisenden Wechselrichtern in einer Neubausiedlung kommt es vermehrt zu Überschreitungen der maximal zulässigen Oberschwingungsgrenzen. Durch die Wechselwirkung zwischen Wechselrichter und AC-Netz wird Parallelresonanzen im Netz bei ca. 1,2 kHz aufgebaut [10]. Simulationsergebnis in [37] zeigt, die Schwingung wurde nur angeregt, wenn die Oberschwingungsgesamtverzerrung (engl. Total Harmonic Distortion, THD) des AC-Netzes deutlich den normalen Betriebszustand überschreitet. Eine bessere definierte Spezifikation für Dach PV-Anlagen wurde gebraucht und die Störung zu verbessern.

24. Im Jahr 2010 haben die Wechselrichter des PV-Parks Tauberland mit Mittelspannungsanschluss auf der Parknetzseite (Niederspannung) eine Parallelresonanz angeregt. Der Resonanzkreis besteht aus den Kapazitäten des Kabelbasierten Parknetzes sowie aus der Längsimpedanz des Transformators und des vorgelagerten Netzes. Die Resonanzfrequenz lag bei ca. 1000 Hz. Die Messung zeigt, dass die ungewünschten Oberschwingungen sowohl in der Spannung als auch in dem Strom auftraten. Die haben zur Schutzauslösung von Konvertern geführt. Beim Abschalten der Konverter verschwinden die Oberschwingungen. Als Abhilfemaßnahme wird ein passiver Oberschwingungsfilter am Netzanschlusspunkt installiert [38].

In [14] wurden 3 hochfrequente Oszillationsphänomene aus dem Jahr 2017 vorgestellt. Das erste Instabilitätsereignis betrifft eine PV-Anlage mit einer Leistung von weniger als 500 kW. Diese Anlage ist über einen 600 V/44 kV Transformator an das 44 kV-Verteilnetz angeschlossen. Die Kurzschlussleistung am 44 kV-Anschlusspunkt beträgt etwa 200 MVA. An dem 600 V-Knoten, an dem keine lokale Last angeschlossen ist, sind etwa 30 Wechselrichter parallelgeschaltet. In [14] wird die Strom- und Spannungsverlauf vor und nach dem Auftritt der harmonischen Schwingung gezeigt. Eine FFT-Analyse zeigt, dass sich nach dem Auftritt die Verzerrungen auf 420 Hz liegt. Die Amplitude der siebten Oberschwingung des Stroms erreicht etwa 20 % des Nennstroms der PV-Anlage. Das zweite Ereignis weist einen ähnlichen Hintergrund wie das erste Ereignis auf, jedoch trat die Oszillation in diesem Fall bei 780 Hz auf. Dritte Ereignis passiert auch in einem PV-Park mit etwa 500 kW. Spannung und Strom wurde bei dem 600V Knoten gemessen. Eine FFT-Analyse identifiziert eine ungewünschte Oszillation bei 2370 Hz. Typischerweise führen die PV-Wechselrichter beim Auftreten aller 3

Instabilität zu einem Neustart (vermutlich aufgrund interner Schutzmechanismen). Nach dem Neustart der Wechselrichter sinkt die Verzerrung auf ein normales Niveau. Wechselwirkungen zwischen dem Regelungssystem der Wechselrichter und den Charakteristiken des externen Netzes wurde als einen möglichen Grund in [14] angegeben.

4.4.2 Beschreibung repräsentatives Phänomen

Phänomen 20

Im Jahr 2016 treten hohe Oberschwingungsströme im Norddeutschland zwischen einem Onshore HGÜ Konverter und dem angeschlossenen AC-Netz auf. Diese HGÜ-Verbindung ist mit einer Übertragungsleistung von über 5 GW in Betrieb, die mehrere Offshore Windparks in Nordsee mit dem Übertragungsnetz im Norden Deutschlands verbindet. Die Quelle zeigt schematisch das Netzanbindungskonzept. Die Netzanbindungspunkte dieser HGÜ-Verbindungen an Land befinden sich in drei verschiedenen Umspannwerken. Zwei dieser Umspannwerke liegen elektrisch nahe beieinander, während das dritte etwa 200 km entfernt ist. In einem Umspannwerk sind bis zu drei HGÜ-Konverter untergebracht. [10, 34]

Ein Schaltereignis in Form einer Sammelschienen-Entkopplung an einer der Onshore Stationen führte zu einer Netzkonfiguration mit einem Resonanzpunkt im Hochfrequenzbereich. Nach der Entkopplung in der HGÜ-Umspannstation wurde ein Phänomen von kontinuierlichem harmonischem Strom zwischen der Onshore Konverterstation und dem Onshore Netz beobachtet [10]. In [34] wird die Messung der AC-seitigen Phasespannung der Konverterstation während des Schaltereignisses gezeigt. Eine FFT-Analyse zeigt, dass die ungewünschte Oberschwingung in den Frequenzbereich zwischen 1,5kHz und 1,8kHz liegen. Nach ca. 1,5s löst das Schutzsystem des Landseitigen HGÜ-Konverters das gesamte Netzanbindungssystem aus.

Impedanzbasierte Analyse wurden in [34] durchgeführt, um diese Phänomene näher zu untersuchen. Durch die Betrachtung des Impedanzverlaufes des landseitigen AC-Netzes gesehen von der Konverterstation am Netzanschlusspunkt wird es festgestellt, dass sich der Resonanzpunkt des Onshore Netzes im Fall getrennter Sammelschienen auf Frequenzen im Bereich von 1500 Hz–1800 Hz verschiebt. In der Quelle sind Impedanzverläufe für den gekoppelten und den getrennten Zustand angegeben. Basierend auf den Ergebnissen der Analyse hat der Konverter Hersteller die relevanten Regelungsfunktionen des HGÜ-Konverters durch ein Software-Update angepasst. Simulationsergebnis bestätigt, dass die angeregten Oberschwingungen nach dem Update wirksam gedämpft werden.

4.5 Kurze Zusammenfassung

Nach der Definition in Abschnitt 2.2 werden Frequenzanteile unterhalb des ausgenommenen Bereichs um die Grundfrequenz als subsynchron und Frequenzanteile oberhalb dieses Bereichs bis 100 Hz als supersynchron eingeordnet. In diesem Kapitel werden 18 SSO-Ereignisse zusammengefasst, die jeweils kurz in Tabelle 9 und Tabelle 10 beschrieben werden. Zu den typischen Kombinationen der beteiligten Komponenten gehören:

- Umrichter-basierte Erzeugungseinheiten (insbesondere Typ-3 WEA) gegen Serienkompensationsanlage, die zwischen 33-51 Hz schwingt, ausgelöst durch radiale Verbindungen zwischen WEA und Reihenkondensatoren insbesondere bei Systemumschaltungen oder -fehlern.
- Umrichter-basierte Erzeugungssysteme gegen ein schwaches Netz im Bereich von 3-30 Hz, ausgelöst durch eine niedrige Systemstärke, die sich oft durch Leitungsausfälle oder Wartungsaktivitäten ergibt.

Die harmonischen Phänomene treten bei Frequenzen über 50Hz (bzw. 60 Hz) im SRF auf. In diesem Kapitel sind insgesamt 7 Ereignisse aus der Literatur zusammengefasst. Zu den typischen Kombinationen der beteiligten Komponenten gehören Umrichterregelungen und passiven Komponenten im AC-Netz. Die Frequenzen der Schwingungen liegen zwischen 250 Hz und 2370 Hz.

In der Literatur werden vielfältige Abhilfemaßnahmen zur Prävention und Dämpfung instabiler Schwingungsphänomene untersucht. Ein allgemein gültiger Ansatz liegt in der Modifikation der Parametrierung der Umrichterregelung. Zur Behandlung von sub-/supersynchronen Schwingungen konzentriert sich die Optimierung primär auf die Einstellung der Phasenregelschleife (PLL) sowie weiterer äußerer Regelschleife, wobei in spezifischen Fällen auch die Anpassung der Stromregelkreis unterstützend wirken kann. Bei Typ-3-WEA, deren Schwingungen mit Beteiligung der Serienkompensationsanlagen verursacht werden, lässt sich durch die gezielte Anpassung des Proportionalitätsfaktors im rotorseitigen Stromregelkreis eine effektive Dämpfung erreichen. Für harmonische Schwingungen erfordert der frequenzvariable Charakter eine gezielte Parametrierung an individuellen Resonanzpunkten. Darüber hinaus können strukturelle Erweiterungen der Regelung, wie die Integration aktiver Dämpfungseinheiten oder Messsignalfilter, subsynchrone/supersynchrone Schwingungen kompensieren. In Szenarien mit schwachem Netz bieten betriebliche Maßnahmen wie die Leistungsbegrenzung der Anlagen oder die gezielte Netzverstärkung durch z.B. Schaltereingriffe praktische Lösungsansätze. Zusätzlich zeigen hardwaretechnische Modifikationen im angeschlossenen AC-Netz – beispielsweise die Anpassung der Netztopologie, der

Einbau von Oberschwingungsfiltern – signifikante Wirksamkeit bei der Unterdrückung harmonischer Schwingungen.

5 Analyse & Modellierung

Im Rahmen von AP 1.4 und AP 4.1 werden Metriken zur Quantifizierung von Systembedarfen identifiziert und beschrieben. Geeignete Metriken sollen später in der Methodenweiterentwicklung (AP 4) und den Systemstudien (AP 5) Anwendung finden.

An dieser Stelle soll eine kurze Übersicht zu den vorhandenen und analysierten Metriken des Stabilitätsaspektes „sub-/supersynchroner und harmonischer Stabilität“ gegeben werden.

5.1 Methodisches Vorgehen

Die sub-/supersynchrone und harmonische Stabilität von Anlagen kann grundsätzlich nur auf Basis detaillierter Zeitbereichsmodelle geprüft werden, welche das Verhalten und die Interaktionen der Komponenten in einem weiten Frequenzbereich abbilden, auch unter Berücksichtigung nichtlinearer Effekte wie Sättigung oder Hysteresekurven. Hierfür sind EMT-Simulationen notwendig. Da diese allerdings in hohem Maße von den anlagenspezifischen Parametern abhängig sind und eine hohe Rechenkomplexität aufweisen, ist deren Praktikabilität in einem vorgelagertem Planungsprozess (u.a. keine anlagenspezifischen Parameter) bzw. der Abschätzung von systemischen Herausforderungen (u.a. großer Szenarienraum) nur sehr eingeschränkt gegeben.

Das aktuelle Vorgehen, in Deutschland und auch im internationalen Raum, ist es daher vorgelagerte „Screening-Ansätze“ einzusetzen, um die kritischen Zustände zu identifizieren und anschließend gezielte Netzanschlussstudien mit EMT-Simulationen durchzuführen [3].

Diese Screening-Ansätze vereinfachen das umfangreiche Systemmodell im Zeitbereich und ermöglichen eine beschleunigte Auswertung der Szenarien. Der gängigste Ansatz ist hierbei, auf Berechnungsmethoden im Frequenzbereich zurückzugreifen, welche das System linearisieren um den jeweiligen Arbeitspunkt zu betrachten und eine getrennte Berechnung der Frequenzen ermöglicht. Aufgrund dieser Vereinfachungen (Linearisierung, Verlust von Informationen über Dämpfungseigenschaften) können Ansätze im Frequenzbereich nur Indikationen über mögliche Risiken geben. In Abhängigkeit von der zugrundeliegenden Metrik können ebenfalls Gegenmaßnahmen abgeleitet werden, im einfachsten Fall die Forderung nach passivem Verhalten der Anlage in einem definierten Frequenzbereich.

Das grundsätzliche Vorgehen ist in Abbildung 3 dargestellt. EMT-Simulationen können dabei ergänzend auch in der Planungsphase eingesetzt werden, um bspw.

bestimmte Lösungsoptionen tiefergehend zu analysieren. Diese sind aber nicht zwingend erforderlich, um mögliche Systembedarfe und Lösungsoptionen abzuschätzen.

Neben Ansätzen im Frequenz- oder Zeitbereich ist ebenfalls eine Bewertung im Zustandsraum (s-Bereich) möglich. Falls das detaillierte Modell der Anlage vorhanden ist, kann die Stabilität über die Dämpfungseigenschaften der Eigenwerte bewertet werden. Dies erlaubt tiefgehende Einblicke in das Anlagenverhalten und zu möglichen Instabilitäten, aber hierbei ist anzumerken, dass die erforderlichen white-box-Zustandsraummodelle der realen Anlagen den Netzbetreibern aktuell nicht zur Verfügung stehen, und z.B. aufgrund von IP-Schutz auch zukünftig voraussichtlich nicht bereitgestellt werden.

Im Gegensatz dazu kann das Anlagenverhalten im Frequenzbereich zur Verfügung gestellt werden, ohne den inneren Aufbau und Parametrierung der Anlage kenntlich zu machen. Hierbei ist es ausreichend, das Verhalten der Anlagen mittels frequenzabhängigen Impedanzkennlinien bereitzustellen. Metriken, welche im Frequenzbereich definiert sind, weisen deshalb eine hohe Praktikabilität bezüglich der Verfügbarkeit der notwendigen Eingangsdaten auf.

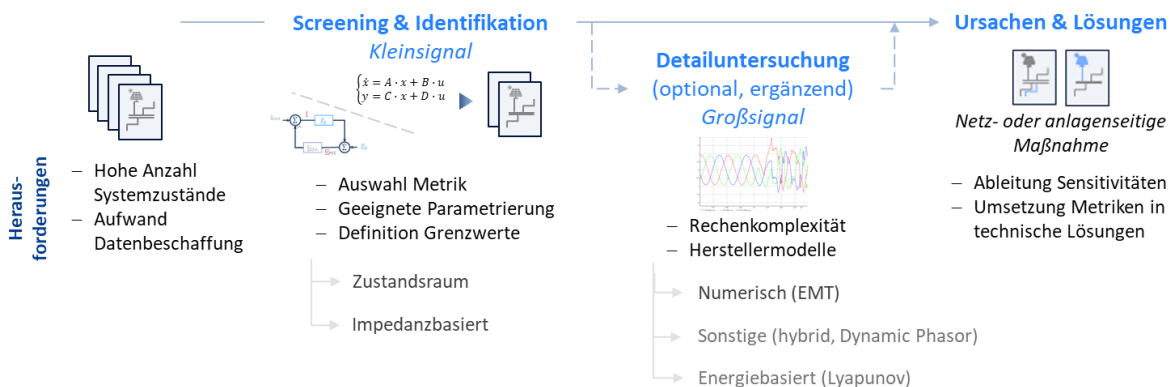


Abbildung 3: Ablauf Bewertung subsynchroner & harmonischer Stabilität (schematisch, vereinfacht)

Es ergeben sich somit verschiedene Bereiche (Zeit, Laplace, Frequenz), in denen Metriken definiert werden können und welche nachfolgend näher beschrieben werden.

5.2 Vorhandene Metriken

Eine Übersicht über die aktuell vorhandenen Ansätze und Metriken ist in Abbildung 4 gegeben. Die Ansätze im Frequenzbereich werden weiterhin unterteilt in knotenbezogene und systemische Ansätze.

Die knotenbezogenen Ansätze analysieren die Stabilität bezogen auf einen Netzanschlusspunkt und die dort installierte Anlage. Dieser Ansatz wird aktuell im Systemstabilitätsbericht beschrieben. Das Nyquist Kriterium wird auf den offenen Regelkreis bestehend aus den zwei Einzelsystemen Netz und Anlage angewendet.

Die systemischen Ansätze streben im Gegensatz dazu Aussagen über die Stabilität des gesamten Netzgebietes an. Hierfür werden meist die Knotenadmittanzmatrix oder Schleifenimpedanzmatrix aufgestellt und analysiert. Die Analyse kann dann z.B. anhand der Eigenwerte dieser Matrizen erfolgen (z.B. Impedance Margin Ratio, Positive Mode Damping) oder mittels Anwendung des generalisierten Nyquist-Kriteriums (GNC) für MIMO-Systeme auf den Regelkreis bestehend aus den beiden Teilsystemen aller passiven Komponenten (Netz) und aktiven Komponenten (Anlagen, Lasten) erfolgen.

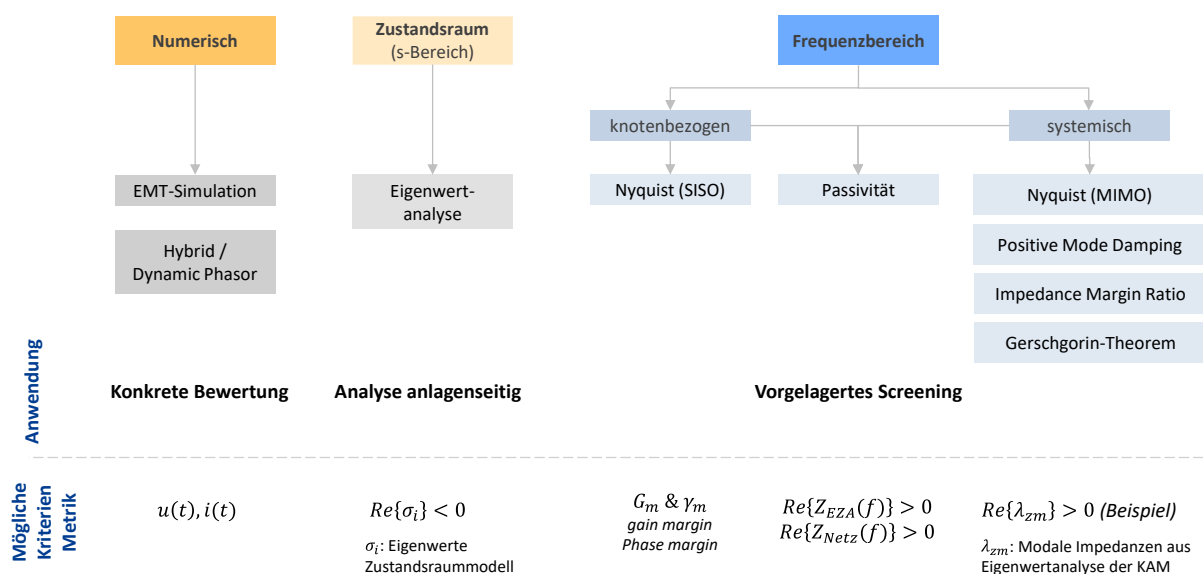


Abbildung 4: Übersicht und Kategorisierung von Metriken

Ein erster Vergleich verschiedener Metriken bezüglich der Identifikation kritischer Zustände ist in [4] durchgeführt worden. Auf einem 6-Knoten Netz wurden MIMO-Nyquist-Kriterien und PMD verglichen, wobei das GNC die beste Ergebnislage aufweisen konnte.

Empfehlenswert ist folglich diese Indikationen auch auf größeren, realitätsnäheren Netzen zu testen, um neben der Aussagekraft und dem jeweiligen Mehrwert der Metriken auch die Praktikabilität bei großen Netzmodellen bewerten zu können und entsprechende Metriken in eine Methodik zur Bedarfsbestimmung zu integrieren.

5.3 Best-practice international

Auch weitere TSOs im internationalen Raum wenden ähnliche methodische Ansätze an, von denen nachfolgend einige exemplarisch dargelegt werden. Bei den Netzbetreibern ERCOT, Australian Energy Market Operator (AEMO) und Nationalgrid werden Toolchains eingesetzt, welche mit einer EMT-fähigen Netzberechnungssoftware zweistufige Verfahren aus impedanzbasierter Stabilitätsbewertung sowie nachgelagerten Zeitbereichssimulationen ausführen.

In [5] ist beispielhaft der Ablauf eines solchen Tools aufgezeigt. Dabei werden mithilfe von Python Automatisierungsskripten Impedance Sweeps von EMT-Modellen in PSCAD angesteuert. Die berechneten, frequenzabhängigen Impedanzmesswerte werden nachbearbeitet und danach zur Eigenwert-basierten Stabilitätsanalyse genutzt. Die Impedanzen werden hierbei meistens auf Basis einer Kleinsignalanregung des Zeitbereichsnetzmodells ermittelt.

Die Metrik zur Durchführung der EMT-Simulationen ist hierbei durchgängig das SISO-IBSK (s. Abschnitt 5.6), wobei keine konkreten Grenzwerte bezüglich Amplituden- und Phasenreserve angegeben werden.

Der aktuelle Stand beim Einsatz von impedanzbasierten Analysemethoden wurde in [6] über eine Umfrage verschiedener Stakeholder wie TSO, Anlagenhersteller oder Forschungseinrichtungen ermittelt, an der sich 5 Übertragungsnetzbetreiber beteiligt haben. Es zeigte sich, dass die Anwendung impedanzbasierter Verfahren vielversprechend angenommen wird, aber noch Entwicklungsbedarf besteht. Einerseits bezüglich der Umsetzung von MIMO-basierten Metriken und andererseits bei der Sicherstellung, dass die Analysen im Frequenzbereich das tatsächliche Verhalten im Zeitbereich oder Messdaten auch nachstellen können. Zukünftig eingesetzte Methoden sollen auch für Systeme, welche aus mehreren stromrichterbasierten Anlagen bestehen, eingesetzt werden können, wobei hierbei auch die Aspekte der Aggregation dieser Anlagen und die Arbeitspunktabhängigkeit relevant sind.

Speziell bezogen auf die TSOs ergaben sich weitere Herausforderungen bezüglich Automatisierung der Tools, um den Rechenaufwand bei ausgedehnten Netzgebieten verträglich zu halten. Daneben zeigte sich, dass auch die Verifikation der Impedanzmodelle der Anlagen noch ein offener Aspekt ist.

Neben diesen schon im Einsatz befindlichen Tools sind weiterhin mehrere Forschungsvorhaben, welche sich insbesondere mit der Identifikation und Verhinderung von subsynchronen Events befassen, da diese einen hohen Anteil an den aufgetretenen Events haben (s. 4). Für NESO seien hier beispielhaft die Projekte „Automated Identification of Sub-Synchronous Oscillations (SSO) Events“ und „Data-

Driven Online Monitoring and Early Warning for GB System Stability (DOME)“ zu nennen, welche sich u.a. auch mit einer online-Impedanzmessung befassen, um mögliche Risiken in Echtzeit zu erfassen und Handlungsmaßnahmen zu treffen. Auch hier sollen wieder impedanzbasierte Stabilitätsbewertungen eingesetzt werden [7].

5.4 Modellierung für Frequenzbereichsanalysen

Da einige vielversprechende und im Einsatz befindliche Metriken im Frequenzbereich definiert sind, ist die Ermittlung der frequenzabhängigen Impedanzen von Netz und Anlagen von hoher Bedeutung. Die akkurate Berechnung der Netzimpedanz basiert auf einer hinreichend genauen Abbildung der einzelnen Betriebsmittel, welche nachfolgend diskutiert wird.

Für „klassische“, passive Betriebsmittel wie Transformatoren und Leitungen sind detaillierte analytische Modelle vorhanden, um deren frequenzabhängige Impedanzen zu ermitteln. Eine mögliche Herausforderung liegt hierbei in der Verfügbarkeit der notwendigen Daten wie z.B. der Mastgeometrie bei Freileitungen, Verlegungsart von Kabelstrecken oder parasitären Kapazitäten bei Transformatoren.

Die Ermittlung der Impedanzen von aktiven, stromrichterbasierten Betriebsmitteln kann z.B. über analytische Verfahren (Transferfunktion, Zustandsraumsmodell) erfolgen [8]. Für das Aufstellen der Modelle wird dabei die Methode der harmonischen Linearisierung angewendet, um die Aufstellung der Transferfunktion trotz etwaiger nichtlinearer Teilbestandteile wie z.B. der Parktransformation zu ermöglichen. Allerdings stellt die analytische Formulierung zur Impedanzermittlung hohe Anforderungen aufgrund der Komplexität der Umrichterregelung und Vielzahl an nichtlinearen Elementen. Bei einer Anpassung der Regelungsstruktur würde dabei dieser Prozess von Neuem notwendig werden. Zusätzlich stellt sich durch die Linearisierung ein Informationsverlust ein. Aufgrund dieser Nachteile bietet es sich an, das Impedanzverhalten der Anlagen auf Basis von Zeitbereichsmodellen (EMT) zu ermitteln. Über eine Kleinsignalanregung und Messung der Systemantwort der Anlagen kann das frequenzabhängige Impedanzverhalten ermittelt werden. Dieser Ansatz erlaubt weiterhin den Einsatz von black-box-Modellen und weist daher eine hohe Praktikabilität auf [3]. Die Anregung mit einer zusätzlichen Serienspannung ist dabei vorteilhaft. Aufgrund nichtlinearer Regelelemente wie der Parktransformation kann es zu Frequenzkopplungen der Stromrichterimpedanzen kommen.

Offene Fragen bei der Modellierung im Frequenzbereich ergeben sich u.a. bei der Definition des horizontalen und vertikalen Betrachtungsbereichs.

Die Herausforderungen bezüglich der horizontalen Betrachtungsbereichs liegen in Definition des Netzgebietes, in welchem die Betriebsmittel mit detaillierten Modellen abgebildet werden, sowie in der Art und Weise wie das restliche Netz abgebildet wird.

Hierbei stellt sich bspw. die Frage, ob auch Daten und Parameter über die Netzstruktur der benachbarten Netzgebiete bekannt sein müssen, und wo jeweils die Grenze für eine detaillierte Modellierung liegt. Für den Aspekt des notwendigen Betrachtungsbereichs liegen aktuell noch keine definitiven Kenngrößen vor. In [9] wurden Maschenanzahl oder eine geografische Distanz als Metriken vorgeschlagen. Aufgrund der komplexen Struktur des Übertragungsnetzes sowie der mit steigender Frequenz sehr schwachen Korrelation zwischen geografischer und elektrischer Distanz erscheinen diese Ansätze als wenig hilfreich. In [10] wurde ein iteratives Bottom-Up-Verfahren basierend auf der elektrischen Distanz vorgeschlagen, welches einen höheren Rechenaufwand zugunsten einer verbesserten Ergebnislösung bedeutet. Aufgrund der sehr individuellen Netzstrukturen an den analysierten Netzknoten konnten allerdings keine allgemeingültigen Kennwerte für den Betrachtungsbereich abgeleitet werden. In [10] konnte gezeigt werden, dass gerade bei Netzknoten nahe benachbarter Netzgebiete mit ausgeprägten Kuppelstellen zum deutschen Netzgebiet auch die Modellierung der ausländischen Netzgebiete (z.B. Niederlande, Dänemark oder Frankreich) sinnvoll ist. Neben der Größe des Betrachtungsbereichs ist weiterhin das Modell des Randnetzes festzulegen. Mögliche Ansätze sind hierbei die Verwendung von frequenzabhängigen Äquivalenzmodellen oder eine vereinfachte Modellierung auf Basis der Kurzschlussäquivalente. Zweites stellt eine starke Vereinfachung des Randnetzes dar und erfordert damit möglicherweise einen größeren vertikalen Betrachtungsbereich, während die Ermittlung von frequenzabhängigen Netzäquivalenten einen erhöhten vorgelagerten Berechnungsaufwand notwendig macht. Es zeigt, dass hierbei noch keine klaren Handlungsempfehlungen bestehen.

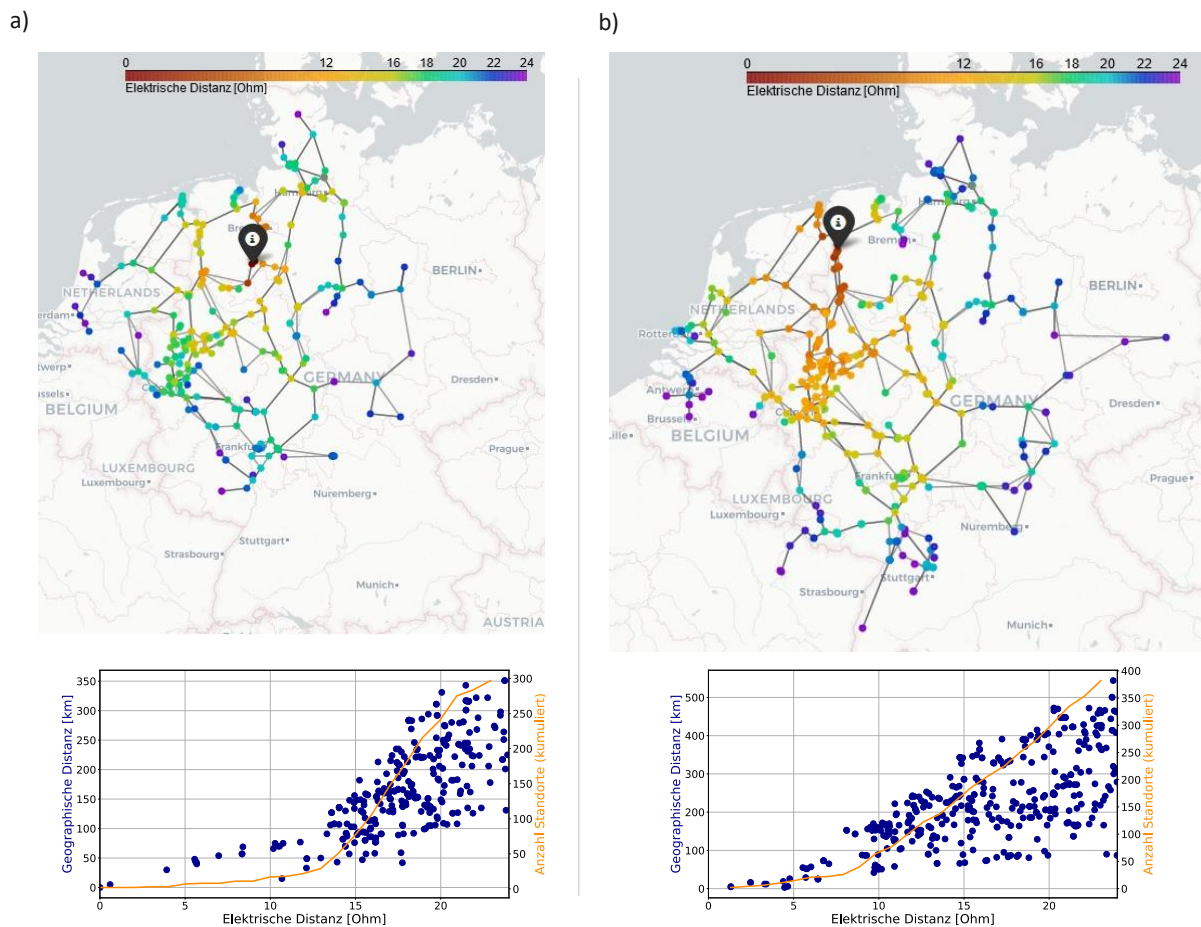


Abbildung 5: Elektrische Distanz (50 Hz) für verschiedene Netzknoten

Die vertikale Betrachtungsebene umfasst im Wesentlichen die Modellierung der unterlagerten Verteilnetze. Es stellt sich hierbei die Frage, inwieweit eine detaillierte Abbildung der unterlagerten Netzstrukturen einen Einfluss auf die Impedanzen im Übertragungsnetz hat. Aufgrund der hohen Vielzahl an zusätzlichen Komponenten der unterlagerten Netze, potenziell bis zur Niederspannungsebene, wird meist eine aggregierte Abbildung oder die Verwendung vereinfachter, generischer Ersatzmodelle diskutiert. Dies kann bspw. der Einsatz generischer Lastmodelle, z.B. RLC Serien- oder Parallelschaltung, basierend auf Leistungsflussdaten sein [9]. Diese Modelle ermöglichen eine einfache Parametrierung und Reduktion des Mehraufwandes der vertikalen Modellierung, stellen allerdings auch eine sehr starke Vereinfachung dar und können die heterogenen Verteilnetzstrukturen nicht abbilden. In [11], [12] und [13] konnte der grundsätzliche Einfluss solcher Modelle auf die Impedanz im Übertragungsnetz herausgearbeitet werden, welche sich insbesondere im niedrigen Frequenzbereich zeigte. Eine Alternative ist es die Impedanzen der unterlagerten Netze vorgelagert zu berechnen und als frequenzabhängige Netzäquivalente einzubinden ähnlich der Randnetzmodellierung. In [10] wurde mittels generischer Hochspannungsnetzmodelle gezeigt, dass die detaillierte Modellierung der unterlagerten Netze einen Einfluss auf die resultierende Netzimpedanz hat und

einer aggregierten Abbildung tendenziell vorzuziehen ist. Eine Beeinflussung tritt hierbei insbesondere hervor, wenn das unterlagerte Netz kapazitiv wirkt und eine Serienresonanz mit den Kuppeltransformatoren ausbildet. In Abhängigkeit des Widerstandes der Serienresonanz sieht das Übertragungsnetz in diesem Fall eine niederohmige Parallelimpedanz.

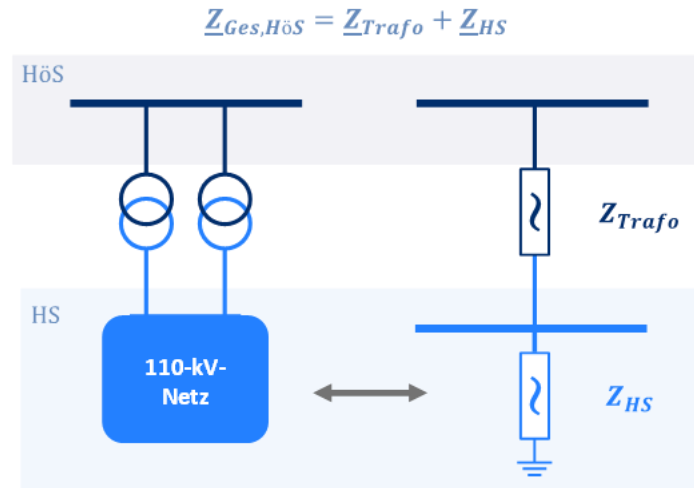


Abbildung 6: Schematischer Aufbau unterlagerte Netzstrukturen aus Sicht des Übertragungsnetz

Weitere Einflussfaktoren auf den Einfluss der unterlagerten Netze sind Netzstruktur, Verkabelungsgrad und die Anzahl an Kuppeltransformatoren [10].

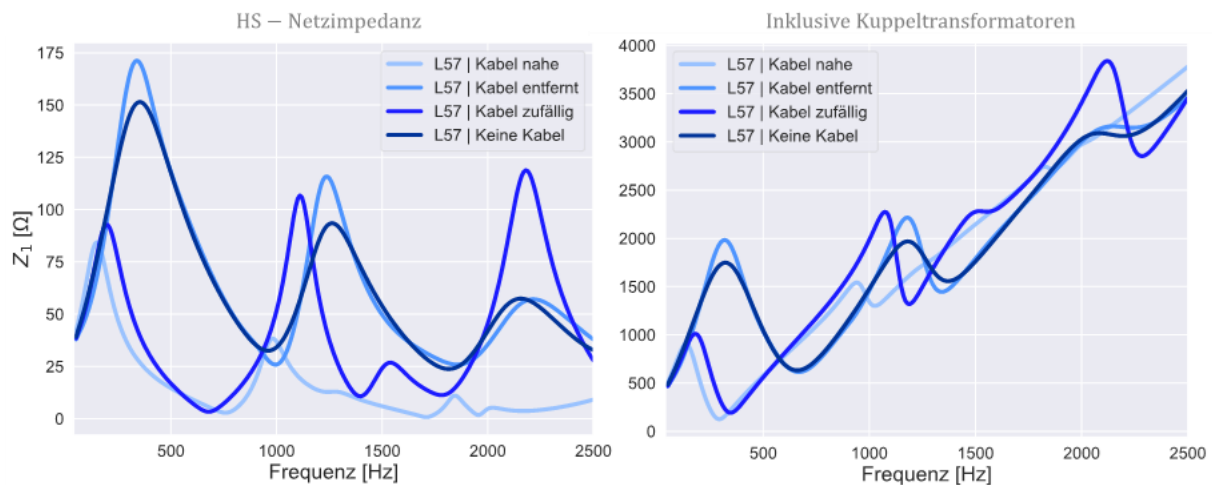


Abbildung 7: Einfluss Position der Kabel im Hochspannung-Netz

Grundsätzlich ist eine erweiterte Analyse des Einflusses der unterlagerten Strukturen also empfehlenswert, wobei insbesondere Handlungsempfehlungen ausgearbeitet werden sollten, unter welchen Umständen auch eine vereinfachte, aggregierte Abbildung ausreichend ist.

Neben der Verfügbarkeit und Parametrierung akkurater Modelle ist die Definition der Schrittweite im Frequenzbereich ein Einstellparameter mit Einfluss auf den resultierenden Rechenaufwand dar. Aktuelle Tools (s. 5.4) liegen hierbei meist im Bereich von 0,1 – 1 Hz, wobei auch eine bereichsabhängige Definition möglich ist, welche mit zunehmender Frequenz größer wird. Im aktuellen Systemstabilitätsbericht (2023) wurde eine Schrittweite von 1 Hz verwendet, welche aber zukünftig auf 0,1 Hz verringert werden soll.

5.5 Modellierung für Zeitbereichsanalysen

Wie in dargestellt, schließen sich an die Identifikation von kritischen Systemzuständen die Detailanalysen mittels Zeitbereichssimulationen an. Aufgrund der hohen Rechen- und Modellierungskomplexität stellen sich dabei vor allem Fragen bezüglich Modellanforderungen und dem notwendigen Betrachtungsbereich.

U.a. aufgrund der stark individuellen Anschlussbedingungen und Systemcharakteristiken existieren aktuell noch keine definitiven Handlungsempfehlungen oder Methoden zur Bestimmung des Betrachtungsbereichs. Ähnlich wie bei der Randnetzmodellierung für Frequenzbereichsanalysen setzen viele Ansätze auf eine Unterteilung des Systems in Bereiche mit verschiedenen Modellierungstiefen. Exemplarisch ist ein Ansatz in Abbildung 8 aufgezeigt, welches den Modellierungsbereich in drei Zonen einteilt und für jede Anforderungen an die Abbildung der Netzelemente stellt.

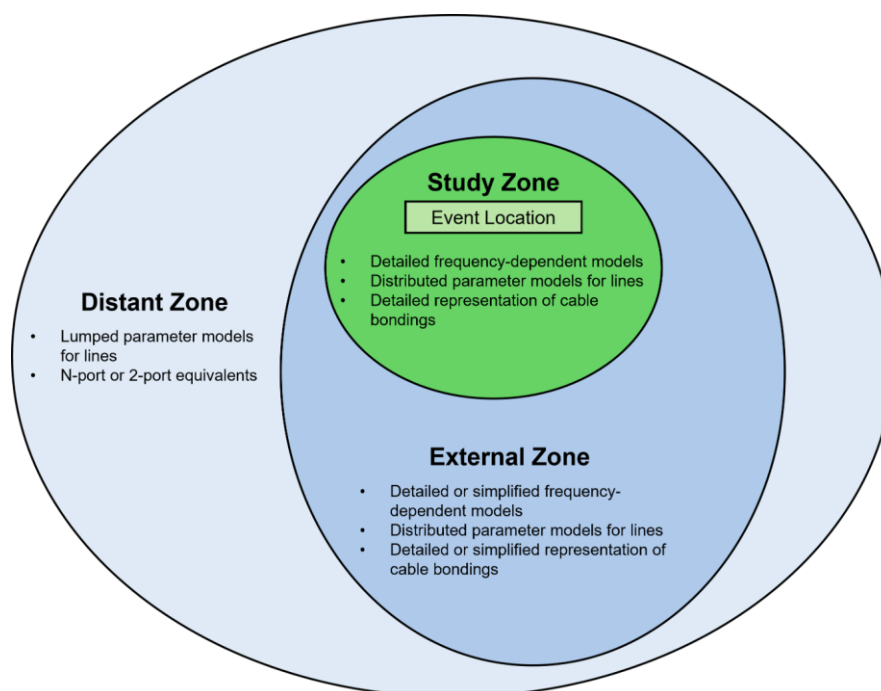


Abbildung 8: 3-Bereichs-Modellierung für EMT-Simulationen

Die „study zone“ sollte dabei mindestens 2 Sammelschienen weit reichen, kann aber je nach Zustand auch mehr betragen. In einer Untersuchung zu transienten Überspannungen aufgrund von Erdverkabelungen im niederländischen Übertragungsnetz wurde ein Detailbereich von mindestens 80 km Entfernung empfohlen [14]. Es zeigt sich, dass die Auswahl des Betrachtungsbereichs aktuell noch individuell erfolgt, teilweise mittels trial-and-error Ansatz [15].

Aufgrund der erforderlichen Netzreduktionen ist eine geeignete Randnetzmodellierung im Zeitbereich erforderlich. Hierfür können Spannungsquellen mit Innenimpedanzen (Kurzschlussäquivalente), geregelte Spannungsquellen oder frequenzabhängige Netzäquivalente (*frequency dependent network equivalent, FDNE*) eingesetzt werden. Die Verwendung von Kurzschlussäquivalenten stellt dabei geringe Anforderungen an Modellierung und notwendige Parameter, kann aber nicht die Dynamik des repräsentierten Netzgebietes abbilden. Gerade für vereinfachte Untersuchungen werden daher auch Kurzschlussäquivalente eingesetzt. Eine Befragung internationaler ÜNBs ergab allerdings, dass diese vermehrt FDNE einsetzen, um die Komplexität der Netzbereiche möglichst genau abzubilden und damit eine hohe Ergebnislösung der Stabilitätsanalysen zu erhalten [15]. Die FDNEs werden meistens mittels Vector-Fitting oder Modal-Vector-Fitting Algorithmen gebildet, welche als Eingangsdaten bspw. die frequenzabhängige Netzimpedanz des abzubildenden Netzbereichs bekommt. Eine exemplarische Methode zur Berechnung eines FDNE ist in [16] oder [17] beschrieben. Herausforderungen bestehen dabei in der Sicherstellung, dass passive Netzbereiche auch nach den Fitting-Methoden noch passiv sind, wobei mit zunehmender Durchdringung von stromrichterbasierten Anlagen mit aktivem Verhalten (negativer Realteil der Ausgangsimpedanz) auch ein nicht-passives Verhalten von Netzbereichen in bestimmten Frequenzbereichen denkbar ist und entsprechend repräsentiert werden muss [16].

Die Definition verschiedener Zonen bezüglich der Modellierungstiefe bestimmt die Betriebsmittelmodelle, welche sich im Wesentlichen durch die Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeiten der elektrischen Parameter sowie bei langen Leitungen durch Ausbreitungseffekte deutlich machen. Insbesondere für Leitungen in unmittelbarer Nähe des Untersuchungsgebietes ist eine detaillierte Modellierung mit verteilten und frequenzabhängigen Parametern z.B. mit dem Universal Line Model (ULM) notwendig. Hierfür werden auch die geometrischen und Materialparameter der Leitungen benötigt. Leitungen in größerer Entfernung können auch durch aggregierte Pi-Ersatzschaltbilder modelliert werden [14]. Die Auswahl der Modelle ist zusätzlich abhängig vom Untersuchungsgegenstand. Während die vorige Einschätzung vor allem bezüglich transienter Überspannungen durch Erdverkabelung getroffen wurde, gibt es ebenfalls Hinweise, dass bei Analysen der Stabilität von Stromrichtern deren Zeitkonstanten determinierend sind und ULM-

Modelle im Nahbereich auch durch Bergeron-Modelle (verteiltes Pi-Ersatzschaltbild mit Parametern für eine Frequenz z.B. 50 Hz) ersetzt werden [15].

Neben Leitungen liegt ein weiterer Fokus der Modellierung auf der Abbildung der Transformatoren, welche mehrere nicht-lineare Effekte wie Sättigung und Hysterese für relevante Frequenzen im kHz-Bereich aufweisen und deren Parameter generell frequenzabhängig sind. Für klassische Untersuchungen wie Inrush-Verhalten oder Resonanzüberspannungen werden diese notwendigerweise modelliert. Inwieweit dies auch für die Analyse der Stabilität von stromrichterbasierten Anlagen erforderlich ist, ist noch nicht abschließend bewertet. Mögliche Kriterien, wann eine detaillierte Modellierung erfolgen soll, kann die Scheinleistung des Transformators sein [15]. In [16] wurde für ein vereinfachtes Szenario herausgearbeitet, dass die Modellierung der Frequenzabhängigkeit der Transformatorparameter sowie dessen parasitäre Kapazitäten auch für die Stabilitätsbewertung von HGÜ-Konvertern erforderlich sind. Der methodische Ansatz bestand wie in 5.1 in einer vorgelagerten Stabilitätsbewertung im Frequenzbereich und einer Validierung der Aussage im Zeitbereich. Bei einer vereinfachten Abbildung wurde das System fälschlicherweise als instabil eingeschätzt und erst die detaillierte Modellierung zeigte sich konsistent mit den Ergebnissen der EMT-Simulationen.

Insgesamt zeigt sich, dass Modelle unterschiedlichen Detailgrads zur Abbildung des Verhaltens der Betriebsmittel im Zeitbereich vorhanden sind und sich aktuell offene Fragen vor allem, um mögliche Komplexitätsreduktion bei der Modellierung der Betriebsmittel sowie dem notwendigen Betrachtungsbereich ergeben. Die neuen, durch die Umrichterregelung bestimmten Zeitkonstanten erfordern hierbei eine kritische Bewertung bestehender Empfehlungen für Zeitbereichssimulationen.

5.6 Aktueller Stand Systemstabilitätsbericht

Im zum Berichtszeitpunkt aktuellen Systemstabilitätsbericht (2023) wird ebenfalls ein zweistufiges Verfahren vorgestellt bestehend aus vorgelagerten Untersuchungen im Frequenzbereich und anschließenden Zeitbereichssimulationen im Falle von kritischen Zuständen. Die Metrik zur Definition der kritischen Zustände bildet hierbei das impedanzbasierte Stabilitätskriterium mittels SISO-Ansatzes, wobei die Bewertung anhand der Amplituden- und Phasenreserve erfolgt. Die Grenzwerte, welche detaillierte Studien mit EMT-Simulationen erfordern, werden zu 15 dB Amplitudenreserve und 35° Phasenreserve gesetzt.

Verbesserungen der Methodik werden insbesondere hinsichtlich der Netzimpedanzberechnungen der vorgelagerten Frequenzbereichsanalysen aufgeführt und fokussieren einerseits die Verbesserung der Betriebsmittelmodelle sowie andererseits die Berücksichtigung mehrerer Systemzustände und Ausbauszenarien. Da die Aussagekraft der Zeitbereichssimulationen in hohem Maße

von der Güte der Anlagenmodellen abhängt, wird in diesem Aspekt ein harmonisierter Prozess zur Bereitstellung der Modelle in einheitlichen Formaten und mit abgestimmten Fähigkeiten angestrebt.

6 Bezug zur Roadmap Systemstabilität und Systemstabilitätsbericht

Im Folgenden werden die Erkenntnisse der Metastudie den offenen Aspekten der Roadmap Systemstabilität und des Systemstabilitätsberichts (Version 2023) gegenübergestellt.

6.1 Roadmap Systemstabilität

Die Metastudie nimmt Bezug auf die Themenfelder R1 und R2 der Roadmap.

R1. Systemische Studie zur Entwicklung einheitlicher Kriterien und Bewertungsverfahren für Resonanzstabilität

Im Rahmen des Projektes werden Methoden und Bewertungsverfahren entwickelt und exemplarisch getestet. Die Basis hierfür bilden geeignete Metriken zur Quantifizierung der Bedarfe. Im Rahmen der Metastudie wurden verschiedene Metriken identifiziert und beschrieben, s. 5. Diese sind teilweise schon im Einsatz für Stabilitätsbewertungen im Übertragungsnetz, genannt sei hierbei das SISO-basierte impedanzbasierte Stabilitätskriterium (IBSK). Insbesondere Metriken, welche z.B. basierend auf Eigenwertberechnungen der Admittanzmatrizen tiefergehende Root-Cause-Analysen anstreben, stellen interessante Ansätze dar, sind aber aktuell nur für Netze mit geringem Umfang getestet oder weisen Klärungsbedarf der zugrundeliegenden Annahmen auf.

R2. Systemische und anlagenspezifische Anforderungen insbesondere für das Massengeschäft definieren

In Kapitel 4 der Metastudie wurden reale Ereignisse beschrieben mit dem Fokus auf der Wirkungsweise und möglichen Gegenmaßnahmen. Diese konkretisieren sich für umrichtergekoppelte Anlagen unter anderem in einer Modifikation der Anlagenlagenregelung. Diese wird in der Regel durch den Hersteller vorgenommen und nicht im Detail veröffentlicht. Diese informative Lücke soll durch die folgenden AP 2 – 5 haben zumindest teilweise geschlossen werden. Sie haben die Aufgabe, Zusammenhänge zwischen Anlagenverhalten und Einfluss auf die subsynchrone und harmonische Systemstabilität auch im Kontext größerer Netzsituationen zu erforschen und die identifizierten Metriken auf Anwendbarkeit hin zu testen und systemische Anforderungen darzustellen. Auf diese Art und Weise kann das Vorhaben zum ersten Teil des im Systemstabilitätsbericht formulierten Prozess R2 beitragen und durch die Darstellung der relevanten Zusammenhänge eine Grundlage für den zweiten Prozessteil, der Formulierung von technischen Anforderungen, liefern.

6.2 Systemstabilitätsbericht

23: Methodik-Weiterentwicklung „Harmonische Stabilität“

Im Systemstabilitätsbericht benennt Handlungsempfehlung 23 die Weiterentwicklung der Methodik zur Bewertung der „Harmonischen Stabilität“, welche insbesondere auf die Verbesserung der Eingangsdaten in Form von Modellen für Frequenzbereichsanalysen abzielt. In 5.4 wurden die Ergebnisse von Forschungsarbeiten und Projekten diesbezüglich diskutiert. Es zeigt sich, dass für passive Betriebsmittel zumeist detaillierte, analytische Modelle existieren, welche entsprechend parametrisiert werden müssen. Insbesondere bei der Auswahl des Netzgebietes sowie der Modellierung der Randnetze und unterlagerten Netze besteht allerdings noch Forschungsbedarf zur Quantifizierung der Einflussgrößen und Ableitung von Empfehlungen zur jeweiligen Modellierung insbesondere auch unter Berücksichtigung der Datenverfügbarkeit (z.B. detaillierte Verteilnetzmodelle) oder des Rechenaufwandes (z.B. ausgedehnte horizontale Netzgebiete). Hierfür liefern aktuelle Forschungsergebnisse lediglich Hinweise auf mögliche Effekte und Auswirkungen, ohne diese aber vollumfänglich zu quantifizieren und damit in eine Methodik zu integrieren.

7 Fazit und Projektkontext

Zusammenfassend konnten in der Metastudie einige wichtige Erkenntnisse für den weiteren Projektverlauf gewonnen werden. Zunächst wurden die relevanten Begriffe und Konzepte in Kapitel 2 definiert. Insbesondere die Zuordnung der Begriffe zum Zeit- oder Frequenzbereich ist hilfreich, da die späteren Kapitel gezeigt haben, dass Analysen der subsynchronen und harmonischen Stabilität in beiden Bereichen ergänzend durchgeführt werden können.

Kapitel 3 zeigte die Herausforderungen für die Systemstabilität bei steigender Anzahl umrichtergekoppelter Erzeugung und gleichzeitigem Rückgang von über Synchronmaschinen angebundenen Kraftwerken. Darüber hinaus nannte das Kapitel die sich auf die Dynamik auswirkenden Teilbereiche von Umrichtern in Hard- und Software und liefert so eine Grundlage für die Anlagenmodellierung in AP 2.

Einen beispielhaften Überblick über in der Realität aufgetretene Schwingungsphänomene gab Kapitel 4. Diese Ereignisse ließen sich für sub- und supersynchrone Spektren in die Bereiche „Phänomene an schwachen Netzknoten“, „Phänomene durch Serienkompensationen“ und in „Phänomene im harmonischen Bereich“ differenzieren. Die dadurch geschaffene Übersicht dient als Grundlage für die Erstellung von Testnetzen sowie für die weitere Analyse problematischer Schwingungsphänomene in den Arbeitspaketen 4 und 5.

Der aktuelle Stand der Analyse & Modellierung der Herausforderungen in Kapitel 5 zeigte, dass sich eine klare Tendenz zum Einsatz von Methoden und Metriken im Frequenzbereich zur Analyse herausstellte. In der aktuellen Anwendung zur Stabilitätsbewertung ist dabei vor allem das knotenbezogene IBSK. Offene Fragen ergeben sich insbesondere bei der systemischen Analyse und Ableitung von geeigneten Gegenmaßnahmen. Hierfür werden Ansätze in der Literatur vorgeschlagen, welche allerdings noch validiert werden müssen, insbesondere auf eine praktikable Anwendung im Übertragungsnetze. Die Prüfung der möglichen Ansätze sollte dementsprechend im Rahmen von AP 4 durchgeführt werden.

Bezüglich der Modellierung und Berechnung im Frequenz- und Zeitbereich zeigte sich, dass umfangreiche Modelle für viele Betriebsmittel vorhanden sind und für detaillierte Studien eingesetzt werden können. Allerdings gibt es keine klaren Empfehlungen zur Definition des relevanten, horizontalen und vertikalen Betrachtungsbereichs. Dies sollte im Rahmen von AP 4 und 5 in der Systemstudie weitergehend untersucht werden mit dem Ziel klare Modellierungsempfehlungen zu geben.

8 Literaturverzeichnis

References

- [1] H. Unbehauen and H. Unbehauen, *Regelungstechnik 1 // Regelungstechnik I: Klassische Verfahren zur Analyse und Synthese linearer kontinuierlicher regelsysteme, Fuzzy-Regelsysteme // Klassische Verfahren zur Analyse und Synthese linearer kontinuierlicher Regelsysteme, Fuzzy-Regelsysteme*, 14th ed., Wiesbaden, Frierich Vieweg & Sohn Verlag; Vieweg+Teubner Verlag; Imprint: Vieweg+Teubner Verlag, 2007.
- [2] A. Monti *et al.*, Eds., *Converter-Based Dynamics and Control of modern Power Systems*, Elsevier, 2023.
- [3] L. Ding, X. Lu, and J. Tan, "Comparative Small-Signal Stability Analysis of Grid-Forming and Grid-Following Inverters in Low-Inertia Power Systems," in *IECON 2021 - 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Toronto, ON, Canada, uuuu-uuuu, pp. 1–6.
- [4] Q. Peng *et al.*, "On the Stability of Power Electronics-Dominated Systems: Challenges and Potential Solutions," *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, vol. 55, no. 6, pp. 7657–7670, 2019.
- [5] ENTSO-E, Standardized control interface for HVDC SIL/HIL conformity tests.
- [6] C. Glöckler, D. Duckwitz, and F. Welck, "Virtual synchronous machine control with virtual resistor for enhanced short circuit capability," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe): Torino, Italy, 26-29 September 2017: conference proceedings*, Turin, Italy, 2017, pp. 1–6.
- [7] R. Cresap and J. Hauer, "Emergence of a New Swing Mode in the Western Power System," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, PAS-100, no. 4, pp. 2037–2045, 1981.
- [8] Electric Power Research Institute, "Torsional Interaction Between Electrical Network Phenomena and Turbine-Generator Shafts,"
- [9] Y. Cheng *et al.*, "Real-World Subsynchronous Oscillation Events in Power Grids With High Penetrations of Inverter-Based Resources," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 38, no. 1, pp. 316–330, 2023.
- [10] A. Neufeld, "Zur Einordnung, Analyse und Verbesserung der harmonischen Stabilität in elektrischen Energiesystemen," 2023.
- [11] M. Marx, "Reliability Guideline: Forced Oscillation Monitoring & Mitigation," 2017.
- [12] S.-H. Huang *et al.*, "Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, Jul. 2012 – Jul. 2012, pp. 1–7.
- [13] H. Liu *et al.*, "Subsynchronous Interaction Between Direct-Drive PMSG Based Wind Farms and Weak AC Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 6, pp. 4708–4720, 2017.

- [14] C. Li, "Unstable Operation of Photovoltaic Inverter From Field Experiences," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 1013–1015, 2018.
- [15] First Solar, "Deploying utility-scale PV power plants in weak grids," *Proc. PES Gen. Meeting*, 2017.
- [16] B. Badrzadeh, N. Modi, C. Nathan, A. Jalali, "Power system operation with reduced system strength for inverter-connected generation during prior outage conditions," *CIGRE Sci Eng*, vol. 17, p. 141, 2020.
- [17] A Jalali, B Badrzadeh, J Lu, N Modi, M Gordon, *System strength challenges and solutions developed for a remote area of Australian power system with high penetration of inverter-based resources*, 2021.
- [18] C. Li and R. Reinmuller, "Asset Condition Anomaly Detections by Using Power Quality Data Analytics," in *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Atlanta, GA, USA, Aug. 2019 – Aug. 2019, pp. 1–5.
- [19] X. Yan *et al.*, "Recurrence of Sub-Synchronous Oscillation Accident of Hornsea Wind Farm in UK and Its Suppression Strategy," *Energies*, vol. 14, no. 22, p. 7685, 2021.
- [20] F. Arraño-Vargas *et al.*, "Mitigation of power system oscillations in weak grids with battery energy storage systems: A real-world case study," *Energy*, vol. 283, p. 128648, 2023.
- [21] P. de Rua *et al.*, "Identification of mechanisms behind converter-related issues in power systems based on an overview of real-life events," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 183, p. 113431, 2023.
- [22] Julian Leslie, "Managing Declining Inertia and Short Circuit Level," *G-PST/ESIG*, 2022.
- [23] I. Viato, G. Li, and J. Sun, "Behavior, Modeling and Damping of a New Type of Resonance Involving Type-III Wind Turbines," in *2018 IEEE 19th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, Padua, Jun. 2018 – Jun. 2018, pp. 1–8.
- [24] J. Sun and I. Viato, "Development and Application of Type-III Turbine Impedance Models Including DC Bus Dynamics," *IEEE Open J. Power Electron.*, vol. 1, pp. 513–528, 2020.
- [25] W. Cao *et al.*, "D-Q Impedance Based Stability Analysis and Parameter Design of Three-Phase Inverter-Based AC Power Systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 7, pp. 6017–6028, 2017.
- [26] B. Naderi, "Trip Ararat Crowlands Line 20 Aug 2020,"
- [27] Yunzhi Cheng *et al.*, "Wind Energy Systems Sub-Synchronous Oscillations: Events and Modeling," 2020.
- [28] A. Mulawarman, "Detection of Undamped Sub-Synchronous Oscillations of Wind Generators with Series Compensated Lines," 2007.
- [29] J. Adams, C. Carter, and S.-H. Huang, "ERCOT experience with Sub-synchronous Control Interaction and proposed remediation," in *2012 IEEE PES Transmission*

- and Distribution Conference and Exposition (T & D)*, Orlando, FL, USA, 2012, pp. 1–5.
- [30] G. D. Irwin, A. K. Jindal, and A. L. Isaacs, "Sub-synchronous control interactions between type 3 wind turbines and series compensated AC transmission systems," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, Jul. 2011 – Jul. 2011, pp. 1–6.
- [31] X. Xie *et al.*, "Characteristic Analysis of Subsynchronous Resonance in Practical Wind Farms Connected to Series-Compensated Transmissions," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 32, no. 3, pp. 1117–1126, 2017.
- [32] L. Wang *et al.*, "Investigation of SSR in Practical DFIG-Based Wind Farms Connected to a Series-Compensated Power System," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 2772–2779, 2015.
- [33] BorWin1 – First Experiences with harmonic interactions in converter dominated grids | VDE Conference Publication | IEEE Xplore.
- [34] M. KOOCHACK ZADEH, T. RENDEL, C. RATHKE, A. MENZE, Ed., *Operating experience of HVDC links: Behaviour during faults and switching events in the onshore grid*, 2017.
- [35] M. A. Quester, "Untersuchung von regelungsinduzierten Wechselwirkungen von Umrichtern im Übertragungsnetz," RWTH Aachen University, 2021.
- [36] C. Zou *et al.*, "Analysis of Resonance Between a VSC-HVDC Converter and the AC Grid," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 12, pp. 10157–10168, 2018.
- [37] J. Enslin and P. Heskes, "Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 6, pp. 1586–1593, 2004.
- [38] GMC-I Messtechnik GmbH, "Auch Solarparks sind vor Netzstörungen nicht sicher!," Gossen Metrawatt, Fachbericht, 1.12.12.

