



Metastudie zur Transienten 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 Transienten Stabilität

Erstellt als Teil des Vorhabens:

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

Version 1.0

22.06.2026



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

Kontakt:

www.sysstab2030.de

sysstab2030@amprion.net

Autoren:

Fraunhofer IEE: Dr. Diana Strauß-Mincu, Dr. Thomas Degner

Universität Kassel: Nils Wiese

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	v
Tabellenverzeichnis.....	vi
1 Einleitung.....	1
2 Begriffsklärung transiente Stabilität	2
2.1 Definition nach Kundur.....	2
2.2 Definition nach IEEE (2012)	3
2.3 Transiente Stabilität im Systemstabilitätsbericht	4
3 Metriken und Indikatoren zur transienten Stabilität.....	7
3.1 Equal Area Criterion	7
3.2 Critical Clearing Time	8
3.3 Dynamic Generator Angle Index (DGAI).....	9
3.4 Rotor Angle Difference Based Transient Stability Index (TSI).....	9
3.5 Generator coherency.....	9
3.6 Integral square generator angle index	9
3.7 Transient Kinetic Energy (TKE).....	10
3.8 Transient Potential Energy (TPE).....	10
3.9 Transient energy conversion.....	10
3.10 Rate of Machines Acceleration (ROMA).....	11
3.11 Distance between stable and unstable equilibrium points.....	11
3.12 PLL-Index (PLLI).....	11
4 Einfluss von Betriebssituationen auf die transiente Stabilität.....	13
4.1 SCR.....	14
4.2 Trägheit	14
5 Bedarfsdimensionierende Ereignisse	15
6 Fallstudien zur transienten Stabilität in Systemen mit großen Anteilen stromrichtergekoppelter Erzeugung	17
6.1 Einleitung.....	17
6.2 Auswirkungen von PV-Kraftwerken auf die transiente Stabilität.....	17
6.3 Einfluss von Windenergieanlagen auf die transiente Stabilität	21
6.4 Analyse der transienten Stabilität von Generatorgruppen im zukünftigen Stromsystem.....	24

6.5	Netzregelung 2.0 – Bereitstellung der Momentanreserve in Stromrichter-dominierten Netzen	26
6.6	Auswirkungen hoher Durchdringung der Wechselrichter-basierten Erzeugungsanlagen auf die transiente Stabilität.....	29
6.7	GPST-Thema 1: Erweiterte Wechselrichter-Anwendungen (und Anforderungen) für strombegrenzte netzformende Wechselrichter.....	31
7	Literaturverzeichnis.....	34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Klassifizierung der Stabilität des Energiesystems nach Kundur [1, 2]	2
Abbildung 2:	Klassifizierung der Stabilität des Energiesystems nach IEEE [3]	3
Abbildung 3:	Leistungswinkelkurve eines Synchrongenerators im Falle eines Kurzschlusses (vereinfacht ohne Einfluss geänderter Impedanz): a) stabil; b) instabil, Verlust der Synchronität; c) Erreichen der Stabilitätsgrenze – Darstellung von Nathalia Campos (Fraunhofer IEE)	8
Abbildung 4:	Testsystem für Simulationen zur Netzauftrennung im Übertragungsnetz [20]	27
Abbildung 5:	Testsystem für Simulationen zur Netzauftrennung im Übertragungsnetz mit unterlagertem Verteilnetz [20]	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Praxisrelevante Beispiele zeitgleicher Ausfälle mehrerer Betriebsmittel.....	16
Tabelle 2:	CCTs für Fehlerfälle am Bus GT150-B.....	19
Tabelle 3:	Kurzschlussstrom (SCC) am Bus GT150-B.....	19

1 Einleitung

Diese MetaStudie beschäftigt sich mit dem Thema der transienten Stabilität mit dem Ziel eine Wissensgrundlage für die nachfolgenden Arbeiten im Projekt zu erhalten.

Im Kapitel 2 werden zunächst drei Definitionen der transienten Stabilität wiedergegeben. Verschiedene Messgrößen zur transienten Stabilität werden in Kapitel 3 vorgestellt. Auf den Einfluss von verschiedenen Betriebssituationen auf die transiente Stabilität wird in Kapitel 4 eingegangen. Bedarfsdimensionierende Ereignisse werden in Kapitel 5 vorgestellt. Schließlich werden in Kapitel 6 einige relevante, aktuelle Forschungsarbeiten zur transienten Stabilität mit einem Fokus auf das Verhalten von Systemen mit einem großen Anteil an stromrichtergekoppelten Anlagen vorgestellt.

2 Begriffsklärung transiente Stabilität

2.1 Definition nach Kundur

Nach Kundur [14] ist die transiente Stabilität die Fähigkeit des Energiesystems den Synchronismus aufrechtzuerhalten, wenn es einer schweren transienten Störung ausgesetzt ist. Die resultierende Systemreaktion beinhaltet große Abweichungen der Rotorwinkel der Generatoren und wird durch die nichtlineare Leistungs-Winkel-Beziehung der Generatoren beeinflusst. Wenn die entstehende Winkeldifferenz zwischen den Generatoren im System innerhalb gewisser Grenzen verbleibt, behält das System seine Synchronität. Die Stabilität hängt sowohl vom anfänglichen Betriebszustand des Systems als auch von der Schwere der Störung ab. Normalerweise ändert sich das System durch die Störung, so dass sich der stationäre Betrieb nach der Störung von dem Zustand vor der Störung unterscheidet.

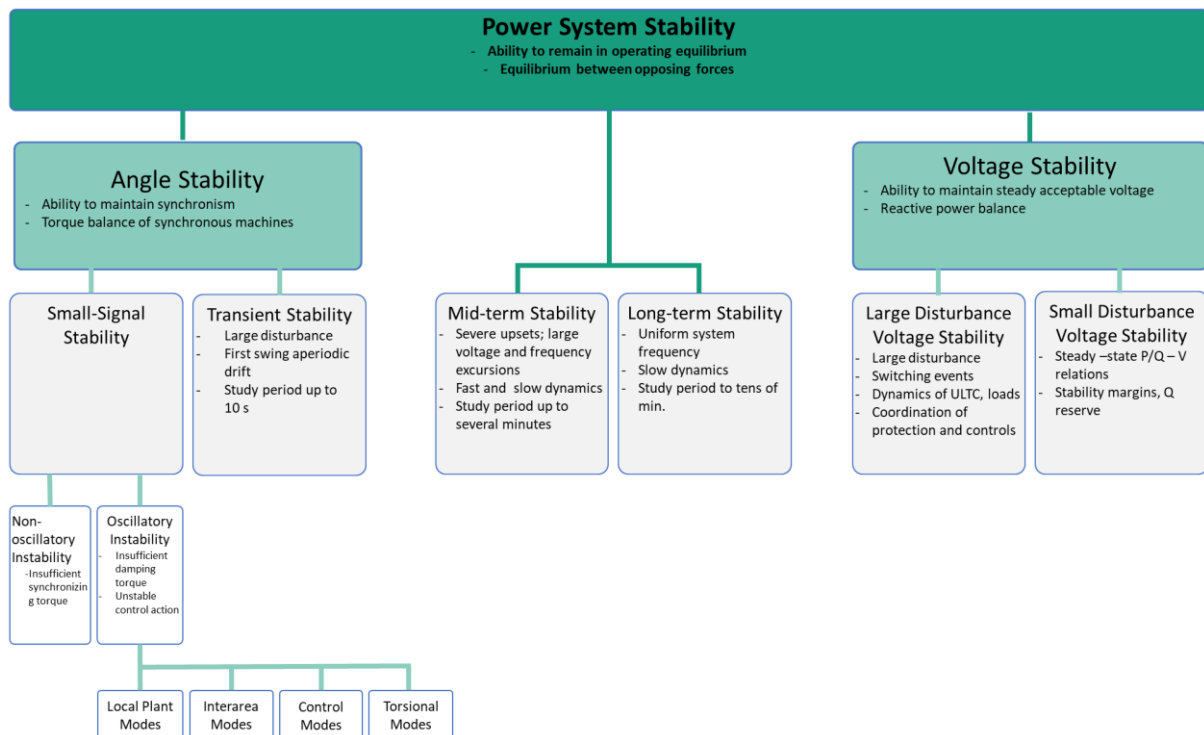


Abbildung 1: Klassifizierung der Stabilität des Energiesystems nach Kundur [1, 2]

Im System können Störungen unterschiedlicher Größe und Eintrittswahrscheinlichkeit auftreten. Das System sollte jedoch so konzipiert und betrieben werden, dass es für ausgewählte Störfälle stabil ist. Bei den in der Regel berücksichtigten Ausfällen handelt es sich um Kurzschlüsse verschiedener Art: Phase-Erde, Phase-Phase-Erde oder Dreiphasen-Kurzschlüsse. Normalerweise wird davon ausgegangen, dass sie auf Übertragungsleitungen auftreten, gelegentlich werden aber auch Sammelschienen- oder Transformatorfehler in Betracht gezogen. Es wird angenommen, dass der Fehler durch das Öffnen geeigneter

Leistungsschalter behoben wird, um das fehlerhafte Element zu isolieren. In manchen Fällen kann von einer schnellen Wiedereinschaltung ausgegangen werden. Neben Kurzschlüssen wird die transiente Stabilität auch für andere Störfälle untersucht, wie z.B. große Lastsprünge oder den Ausfall von Kraftwerken. Die Systemantwort zu solchen großen Störungen beinhaltet neben großen Differenzen zwischen den Rotorwinkeln der Generatoren auch Änderungen der Leistungsflüsse, der Spannungen an den Sammelschienen und Änderungen weiterer Systemvariablen.

Nach Kundur (siehe Abbildung 1) sind die transiente Stabilität und die Klein-Signal Rotorwinkelstabilität Unterkategorien der Rotor-Winkel Stabilität.

2.2 Definition nach IEEE (2012)

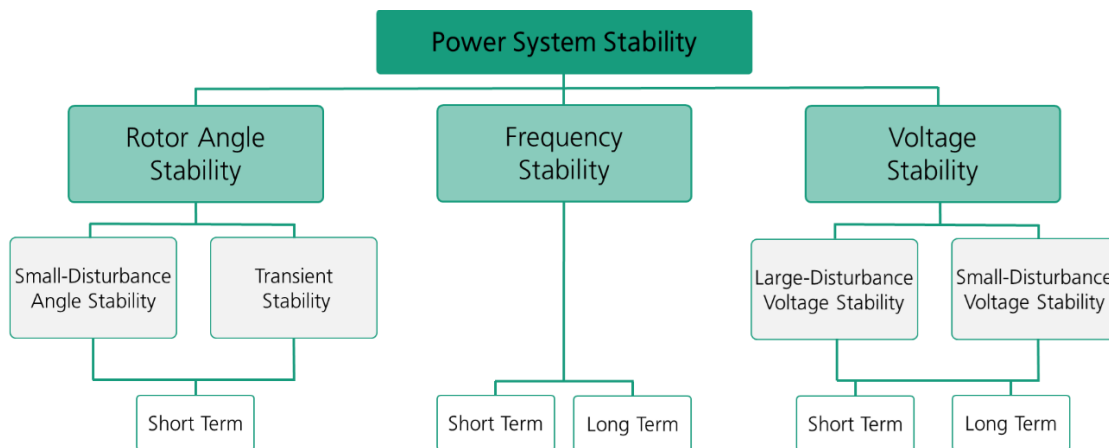


Abbildung 2: Klassifizierung der Stabilität des Energiesystems nach IEEE [3]

Praktisch gleich zur Definition nach Kundur ist die Definition nach IEEE [3, 2]

“Large-disturbance rotor angle stability or transient stability, as it is commonly referred to, is concerned with the ability of the power system to maintain synchronism when subjected to a severe disturbance, such as a short circuit on a transmission line. The resulting system response involves large excursions of generator rotor angles and is influenced by the nonlinear power-angle relationship.

- *Transient stability depends on both the initial operating state of the system and the severity of the disturbance. Instability is usually in the form of aperiodic angular separation due to insufficient synchronizing torque, manifesting as first swing instability. However, in large power systems, transient instability may not always occur as first swing instability associated with a single mode; it could be a result of superposition of a slow interarea swing mode and a local-plant swing mode causing a large excursion of rotor angle beyond the first swing. It could also be a result of nonlinear effects affecting a single mode causing instability beyond the first swing.*

- *The time frame of interest in transient stability studies is usually 3 to 5 seconds following the disturbance. It may extend to 10–20 seconds for very large systems with dominant inter-area swings.*

Transiente Stabilität wird hier gleichgesetzt mit der „Groß-Störung Rotorwinkelstabilität“. Transiente Instabilität tritt häufig innerhalb der ersten Netzperiode nach der Störung auf, kann aber auch durch Superposition von Interarea und lokalen Schwingungen der Rotorwinkel auch nach der ersten Periode auftreten. Transiente Stabilitätsstudien umfassen üblicherweise einen Zeitraum von 3 bis 5 Sekunden nach der Störung, können sich aber für große Systeme mit ausgeprägten Interarea Schwingungen bis auf 10–20 Sekunden erstrecken [1].

Auch hier sind die transiente Stabilität und die Klein-Signal Rotorwinkelstabilität Unterkategorien der Rotor-Winkel Stabilität und werden als Kurzzeit Phänomene kategorisiert (Abbildung 2).

2.3 Transiente Stabilität im Systemstabilitätsbericht

Im Systemstabilitätsbericht [4] Seite 7 heißt es:

„Die Polradwinkelstabilität beschreibt, inwiefern die Synchrongeneratoren eines Verbundsystems in der Lage sind, den synchronen Betrieb, auch als Synchronismus bezeichnet, nach einer Störung aufrechtzuerhalten. In großen Verbundsystemen steht dabei insbesondere die Analyse von Störereignissen im Vordergrund und steht im direkten Zusammenhang mit der Kurzzeitspannungsstabilität. Da-her ist es gängige Praxis hier den übergreifenden Begriff der transienten Stabilität zu verwenden, so auch in diesem Bericht.“

Also wird hier unter transients Stabilität sowohl die Polradwinkelstabilität, als auch die Kurzzeitspannungsstabilität betrachtet. In Kapitel 3.1 wird dann weiter begründet:

„Deshalb liegt der Fokus bei der Bewertung der transienten Stabilität auf dem allgemeinen System-verhalten in Folge einer Störung und dem sicheren Durchfahren eines Fehlers. Dabei sind die Auswirkungen vergleichsweise großer Störungen unter Beachtung von Nichtlinearitäten zu untersuchen.“

Weiterhin wird auf das Asynchron Fallen von Netzgebieten infolge einer transienten Störung eingegangen:

„Die Übertragungsfähigkeit einer Drehstromübertragungsstrecke ist durch physikalische Gegebenheiten begrenzt und direkt abhängig von der Spannung im Netz, der Impedanz und der Spannungswinkeldifferenz zwischen den Enden der Übertragungsstrecke. Wird die Belastung des Übertragungskorridors auch nur kurzzeitig, z. B. während Ausgleichsvorgängen nach einer Störung im Netz, größer als die maximal übertragbare Leistung, so „kippt“ die Übertragung und es folgt ein

Verlust des Synchronismus, also der Verlust der Systemstabilität. Um dies zu verhindern, kann auf die Spannung im Netz und die Spannungswinkeldifferenz eingewirkt werden. Bei einem Kurzschluss gibt es einen Spannungseinbruch, der sich mit einem Spannungstrichter rund um den Kurzschlussort ausbreitet. Je tiefer die Spannung, umso weniger Wirkleistung kann über diesen Transitkanal übertragen werden. Dies führt dazu, dass die Spannungswinkeldifferenz zwischen Erzeugungs- und Lastgebiet weiter ansteigt. Sobald der Fehler geklärt ist, kehrt die Spannung zurück und der Transitkanal kann wieder aufgebaut und damit auch die Spannungswinkeldifferenz reduziert werden. Zu einer Instabilität kann es kommen, wenn während des Fehlers die Winkeldifferenz so stark angestiegen ist, dass diese nach dem Fehler nicht wieder reduziert werden kann und Netzgebiete somit asynchron fallen. Ein weiteres Problem stellt die Spannungserholung nach der Fehlerklärung dar. Ist diese zu langsam, kann die Winkel-differenz auch nach Fehlerklärung weiter ansteigen (die Netzgebiete „drehen“ weiter auseinander) und Erzeugungsanlagen aber auch Lasten können sich vom Netz trennen. Im schlimmsten Fall kann es zu einem Spannungskollaps und damit zu einem (Teil-) Blackout kommen.“

Und die Notwendigkeit, auch die Dämpfung einer transienten Störung zu betrachten:

Durch die Analysen der transienten Stabilität kann des Weiteren geprüft werden, ob die zeitlichen Verläufe der Spannungsamplituden im Netz innerhalb zulässiger Grenzen liegen sowie Schwingungen dieser ausreichend gedämpft sind.

Zur Gewährleistung der transienten Stabilität können Momentanreserve und dynamische Blindleistungsreserven beitragen:

Die Winkelstabilität und Spannungsstabilität sind in der Betrachtung der transienten Stabilität eng verknüpft. So kommt es beim Verlust des Synchronismus auch immer zu einer Verletzung der zulässigen Spannungsgrenzwerte. Andersherum ist bei kollabierenden Spannungsverläufen auch ein Auseinanderlaufen der Spannungswinkel zu beobachten. Die ausreichende Verfügbarkeit von Momentanreserve und dynamischer Blindleistung sind notwendige Kriterien zur Gewährleistung der transienten Stabilität.

Die Momentanreserve einzelner Generatoren oder Netzgruppen hat erheblichen Einfluss darauf, wie stark sich der Rotorwinkel und die Spannungswinkeldifferenz während eines Kurzschlussereignisses verändern. Diese Momentanreserve ergibt sich hauptsächlich aus dem Massenträgheitsmoment der angeschlossenen Synchronmaschinen, wird jedoch auch durch die Frequenzabhängigkeit der Last und das dynamische Verhalten stromrichterbasierter Erzeugungsanlagen beeinflusst. Ist die Momentanreserve unzureichend, können die Winkeldifferenzen während eines Kurzschlussereignisses so stark variieren, dass es nach der Fehlerklärung zu einem

Verlust der Synchronität kommt, was entweder zum Polschlupf einzelner Generatoren oder zum Verlust der Winkelstabilität ganzer Netzgruppen führen kann.
[4]

Zusammenfassend lässt sich sagen:

Im Systemstabilitätsbericht wird unter dem Begriff transiente Stabilität die Rotorwinkelstabilität und die Kurzzeitspannungsstabilität zusammen betrachtet. Zudem wird darauf hingewiesen, dass bei einer transienten Störung aufgrund der Spannungseinbrüche die Netzwinkel auseinander drehen und daher die Grenze der Leistungsübertragung betrachtet werden sollte. Schließlich ist auch eine ausreichende Dämpfung der Schwingungen der Spannungsamplituden erforderlich.

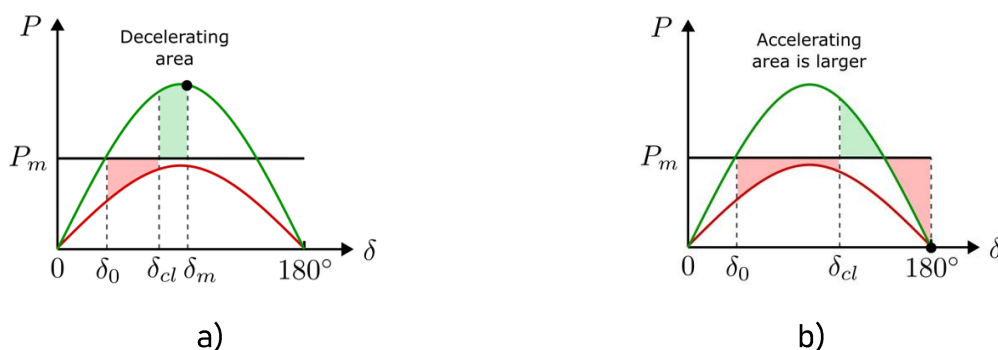
3 Metriken und Indikatoren zur transienten Stabilität

Es gibt verschiedene Messgrößen bzw. Metriken zur Beurteilung der transienten Stabilität. Stabilitätsmetriken sind quantitative Werte aus Simulationen oder Messungen (z. B. Frequenznadir, RoCoF, CCT), die physikalische Grenzen (Margen) zur Stabilität quantifizieren. Stabilitätsindices sind dimensionslose Indikatoren für die Nähe zur Instabilität, geeignet z.B. für schnelles Screening und Ranking von Störereignissen. Stabilitätsindices können auch durch Verwendung und Kombinationen von Stabilitätsmetriken gebildet werden.

Als Maß zur Beurteilung von Stabilitätsmargen dienen häufig kritische Fehlerklärungszeiten und Winkeldifferenzen gegenüber einem für das Netzgebiet aus den angeschlossenen Synchrongeneratoren gemittelten Winkelzentrum. Darüber hinaus werden in der Literatur eine Reihe von Methoden und Größen genannt, von denen einige im Folgenden wiedergegeben werden.

3.1 Equal Area Criterion

Das Equal Area Criterion (EAC) [5] ist eine Methode zur Bewertung der transienten Stabilität von Synchronmaschinen in Energiesystemen. Es basiert auf dem Prinzip, dass eine Synchronmaschine nach einer Störung stabil bleibt, wenn die Fläche, die die beschleunigende Leistung repräsentiert, kleiner/gleich der Fläche ist, die die abbremssende Leistung auf einer Leistungswinkelkurve repräsentiert. Es ist eine grafische bzw. analytische Methode, siehe Abbildung 3, die üblicherweise für ein Einmaschinensystem genutzt wird. Es handelt sich dabei auch nicht um vollständige Repräsentation der Realität, da beispielsweise die Wirkleistungsaufnahme/-abgabe während des Fehlers als konstant angenommen wird.



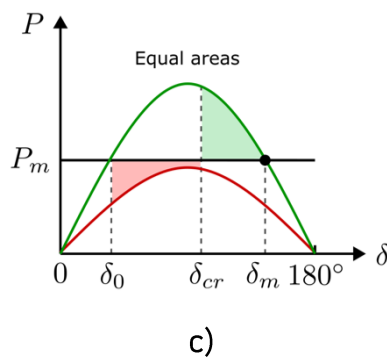


Abbildung 3: Leistungswinkelkurve eines Synchrongenerators im Falle eines Kurzschlusses (vereinfacht ohne Einfluss geänderter Impedanz): a) stabil; b) instabil, Verlust der Synchronität; c) Erreichen der Stabilitätsgrenze – Darstellung von Nathalia Campos (Fraunhofer IEE)

$$\delta_{\text{crit}} = \arccos \left\{ P_m (\delta_m - \delta_0) \cdot \frac{X'_{\text{de}}(pf)}{E' E} + \cos \delta_m \right\}$$

Gleichung zur Bestimmung des kritischen Winkels [5].

- kritischer Winkel δ_{crit}
- Winkel des Schnittpunktes von el. und mech. Leistung größer 90° δ_m
- Initialer Rotorwinkel δ_0
- Impedanz nach Fehlerklärung $X'_{\text{de}}(pf)$
- Mech. Leistung P_m
- Spannungsamplitude der Synchronmaschinenspannungsquelle E'
- Spannungsamplitude am Generatoranschlusspunkt E

Es gibt auch Ansätze das Equal Area Criterion für Multimaschinen/Multierzeugersysteme zu ertüchtigen [6, 7].

3.2 Critical Clearing Time

Die Critical Clearing Time, kurz CCT, bezeichnet im Hinblick auf das Equal Area Criterion die Zeit, die ein Fehler maximal anliegen darf, bis es zum Verlust der Synchronität kommt, also der kritische Winkel δ_{crit} erreicht wird. Im Verbundsystem wird üblicherweise eine systemweite CCT eine Zeitdauer definiert, die einzelne Anlagen im Fehlerfall am Netz verbleiben müssen. Die CCT ist entsprechend in den Schutzgeräten berücksichtigt.

$$t_{\text{crit}} = \sqrt{2 \cdot \frac{\delta_{\text{crit}} - \delta_0}{P_m} \cdot \frac{M}{\omega_0}}$$

Gleichung zur Bestimmung der CCT im Einmaschinensystem [5].

- Kritische Fehlerklärungszeit t_{crit}
- Nominale Winkelgeschwindigkeit des Netzes ω_0

3.3 Dynamic Generator Angle Index (DGAI)

Der DGAI [8] berechnet den maximalen Rotorwinkel, der von dem n-ten synchronen Generator n_g SG im Verhältnis zu einem maximal zulässigen Wert δ_{adm} nach einem transienten Ereignis erreicht wird, und bestimmt, wie nah der SG daran ist, die Synchronität zu verlieren. Während eines Fehlers kann der Winkel des Synchrongenerators hohe Werte erreichen, was die Erkennung eines Verlusts der Synchronität erschwert. Dieser Index wird daher berechnet, indem der maximale Winkel des SG 100 ms nach der Fehlerbeseitigung berücksichtigt wird.

$$DGAI = \frac{\max(\delta_1, \dots, \delta_{n_g})}{\delta_{\text{adm}}}, \delta_{\text{adm}} = 90^\circ$$

Der hier gewählte maximal zulässige Winkel δ_{adm} beträgt 90° , was der Stabilitätsgrenze im stationären Zustand entspricht. Es könnten jedoch auch andere Werte verwendet werden, wie zum Beispiel 120° , was ein typischer Wert für Schutzvorrichtungen von Synchrongeneratoren ist.

3.4 Rotor Angle Difference Based Transient Stability Index (TSI)

Dieser Index basiert auf der maximalen Rotorwinkeldifferenz zwischen zwei gegebenen Generatoren [9].

$$TSI = \frac{360 - \delta_{\text{max}}}{360 + \delta_{\text{max}}} * 100$$

δ_{max} ist die maximale Rotorwinkeldifferenz zwischen zwei Generatoren im System unmittelbar nach dem Auftreten des Fehlers. Je näher der Wert von TSI an 100 ist, desto stabiler ist das System.

3.5 Generator coherency

Generator-Kohärenz [10] wird definiert als „das Maß für die Nähe aller Generatorrotorwinkel (bezogen auf den Schwerpunkt – COI) nach Fehlerklärung“. Ein Index, der daraus abgeleitet werden kann, ist der maximale Unterschied zwischen dem maximalen und minimalen Winkelgrad aller Systemgeneratoren in einem kurzen Zeitraum nach Fehlerklärung.

3.6 Integral square generator angle index

Der „integral square generator angle index“ (ISGI) [10] zielt darauf ab, die Schwere stabiler und instabiler transienter Ereignisse unter Berücksichtigung des dynamischen Verhaltens der Systemgeneratoren zu bewerten. Der ISGI wird durch

die erste Gleichung definiert, und die abgeleitete Maßnahme zur Bestimmung der Schwere wird durch die zweite Gleichung angegeben.

$$ISGI = \int_0^T \sum_{i=1}^{N_G} M_i \dot{\theta}_i^2 dt$$

$$Index6 = \max(ISGI)$$

wobei

- M_i : Trägheiten der Maschinen
- θ_i : Rotorwinkel relativ zum Trägheitszentrum (COI)
- T : Kurze Zeit nach Fehlerklärung
- N_G : Anzahl der Generatoren

3.7 Transient Kinetic Energy (TKE)

Die transiente kinetische Energie der Generatoren [9] unmittelbar nach Fehlerklärung ist definiert durch

$$TKE = \sum_{i=1} \frac{1}{2} J_i \Delta \omega_i^2$$

J_i und $\Delta \omega_i$ sind das Trägheitsmoment des Rotors bei synchroner Geschwindigkeit und die Geschwindigkeitsänderung des i-ten Generators.

3.8 Transient Potential Energy (TPE)

Die transiente potenzielle Energie der Generatoren [9] unmittelbar nach Fehlerklärung ist

$$TPE = \int_{t_{fault}}^{t_{clear}} [\Delta P_{Gi} - \Delta P_{Gj}] \Delta f_{ij} dt$$

ΔP_{Gi} und ΔP_{Gj} beziehen sich auf die transiente Wirkleistung eines beliebigen Paares von Generatoren i und j, und Δf_{ij} ist der Frequenzunterschied zwischen ihnen. t_{fault} und t_{clear} sind jeweils die Zeitpunkte, zu denen der Fehler auftritt und geklärt wird.

3.9 Transient energy conversion

Der Index basiert auf der Energieumwandlung zwischen der transienten kinetischen Energie und der potenziellen Energie der Systemmaschinen [10]. Die transiente kinetische Energie bezieht sich auf die Geschwindigkeit der Generatoren, während die potenzielle Energie drei Teile umfasst: die Winkel aller Synchronmaschinen relativ zum Schwerpunkt (COI), die magnetische Energie und die dissipierte Energie. Unter fehlerfreien Bedingungen sind die Energien im Gleichgewicht. Im Falle eines Fehlers

wird zusätzliche kinetische Energie dem System hinzugefügt, und das Gleichgewicht geht verloren. Wenn das System genügend potenzielle Energie hat, um diese überschüssige kinetische Energie zu absorbieren, bleibt das System im Synchronismus, und ein neues stabiles Gleichgewicht wird erreicht.

3.10 Rate of Machines Acceleration (ROMA)

Die Beschleunigungs- oder Verzögerungsrate der Rotoren von Generatoren in einem Stromsystem [9] ist ein Indikator für deren Trägheit und damit für die Änderungsrate der Frequenz. Daher kann die Beschleunigungsrate der Maschinen, ähnlich wie die Änderungsrate der Frequenz (ROCOF), wie folgt definiert werden:

$$ROMA = \max \left\langle \frac{da_{PFTI}}{dt} \right\rangle \approx \max \left\langle \frac{\Delta a_{PFTI}}{\Delta t} \right\rangle$$

Δa_{PFTI} und Δt sind die Differenzen der Rotorbeschleunigung und der Zeit der i-ten Maschine unmittelbar nach dem Auftreten des Fehlers.

3.11 Distance between stable and unstable equilibrium points

Die Methode zur Bewertung der transienten Stabilität in der Arbeit [11] umfasst die Entwicklung von Indizes oder Indikatoren zur Messung der transienten Stabilitätsmarge von Systemen mit mehreren wechselrichterbasierten Ressourcen (IBRs). Der Ansatz konzentriert sich auf den Abstand zwischen stabilen und instabilen Gleichgewichtspunkten (SEP und UEP) im Betriebsbereich des Systems. Die Studie verwendet das Konzept des Verzögerungsvolumens (DV), eine Erweiterung des konventionellen Verzögerungsbereichs, um die Stabilitätsmarge zu quantifizieren. Ein größeres DV weist auf eine größere transiente Stabilitätsmarge hin.

Für Multi-IBR-Systeme beinhaltet die Methode die Schätzung des SEP und UEP sowie die Berechnung des Abstands zwischen ihnen, um die Stabilitätsmarge darzustellen. Dieser Ansatz wird angepasst, um die nichtlinearen Strombegrenzungen von virtuellen synchronen Generatoren (VSGs) zu berücksichtigen.

3.12 PLL-Index (PLLI)

PLLI [8] berechnet die maximale Abweichung der Frequenz, die von der PLL (MPLLI) der Umrichter gemessen wird, zu einem maximal zulässigen Wert. Diese Abweichung kann durch eine Abweichung der tatsächlichen Systemfrequenz oder durch einen Synchronitätsverlust eines Stromrichters werden. Die Auswirkungen der Regelungsparameter der PLL müssen für eine genaue Bewertung der transienten Stabilität berücksichtigt werden.

$$M_{PLLI} = \frac{\max(|\Delta f_{PLL1}|, \dots, |\Delta f_{PLLn_g}|)}{\Delta f_{PLLadm}}, \Delta f_{adm} = 1 \text{ Hz}$$

Das Dämpfungsverhältnis (ζ) und die Einschwingzeit (t_s) der PLL werden definiert als

$$\zeta = \frac{K_{pPLL}}{2} \sqrt{\frac{V_g}{K_{iPLL}}}$$

$$t_s = \frac{9.2}{V_g K_{pPLL}}$$

Analytische Ausdrücke zur Bewertung, wie nahe die PLL daran ist, die Synchronität zu verlieren, basierend auf der Fehlertiefe, werden in [12, 13] vorgeschlagen, was die Simulationszeit sparen könnte.

4 Einfluss von Betriebssituationen auf die transiente Stabilität

Zu den Faktoren, die entscheidend die transiente Stabilität bestimmen gehören u.a. der Arbeitspunkt der Generatoren, die Generatorleistung im Fehlerfall, die Zeit zur Fehlerklärung, die Nachfehler-Impedanz des Netzes, die Netzspannung sowie Parameter der Generatoren wie die Reaktanz, die innere Spannung und die mechanische Trägheit. Bei transienten Stabilitätsstudien ist der interessierende Untersuchungszeitraum normalerweise auf 3 bis 5 Sekunden nach der Störung begrenzt, obwohl er sich bei sehr großen Systemen auf etwa zehn Sekunden erstrecken kann.

Die Betriebssituationen umfassen Schaltzustände der aktuellen Netztopologie und Arbeitspunkte der Anlagen. Dabei hat die Hochauslastung der Netze einen starken Einfluss auf die Winkelstabilität. Diese kann sich für einzelnen Synchronmaschinen positiv auf die Dämpfung (das Kleinsignalverhalten) auswirken, ob dies auch für die Interaktion mehrerer Synchronmaschinen gilt, müsste geprüft werden. Generell wirkt sich die Hochauslastung jedoch kritisch bei Großstörungen aus, sofern es dabei über die per Auslegung abgesicherten (n-1)-Fälle hinausgeht. In diesem Fall findet sich der Betriebspunkt von Synchrongeneratoren näher an ihrer Stabilitätsgrenze, als bei geringerer Netzauslastung. Ähnliche Effekte entstehen auch im Teilnetzbetrieb. Zudem haben auch schwache Netzbedingungen (geringes SCR/ESCR) Einfluss auf die Winkelstabilität [14].

- **Großsignal-Winkelstabilität:** Bei hoher Auslastung befindet sich das Stromnetz in einem Zustand großer Winkeldifferenzen und näher an den physikalischen Kippunkten (Nose Curve). Es steigt das Risiko für die Überschreitung physikalisch kritischer Netzzustände / Kippunkte und für einen damit einhergehenden Verlust der Synchronität insb. infolge größerer Netzereignisse.
- **Kleinsignal-Winkelstabilität:** Unter schwachen Netzbedingungen (etwa ab $ESCR < 3$, $X/R < 5$), die insb. bei einer hohen Auslastung des Stromnetzes und langen Stromtransportwegen auftreten, führen Leistungsänderungen i.d.R. zu größeren Änderungen der lokalen Spannung in ihrer Amplitude, aber auch in ihrem Winkel. Aufgrund unterschiedlicher Reaktionen verschiedener Netzteilnehmer auf Änderungen der lokalen Spannung – die aber nicht zwangsweise auch auf unterschiedliche Dynamiken der Netzteilnehmer zurückzuführen sind – steigt in solchen Situationen die Wahrscheinlichkeit für lokale Interaktionen zwischen den Netzteilnehmern, die in einer Kleinsignalschwingungs-/Resonanzbildung auch in Bezug auf den Winkel resultieren kann.

Nahezu alle Vorgänge im Netzbetrieb (z.B. Schalthandlungen, Laständerungen, Zu- und Abschalten von Erzeugungsanlagen, An- und Herunterfahren von Kraftwerken) können Auslöser für Winkelinstabilitäten sein.

Im nachfolgenden wird auf den Einfluss von SCR und Trägheit auf die transiente Stabilität weiter eingegangen.

4.1 SCR

Im Falle eines Spannungseinbruches beeinflusst die Impedanz des Netzes die transiente Stabilität. In einem steiferen Netz ist der initiale Rotorwinkel kleiner, sodass der kritische Winkel weiter entfernt ist. Darüber hinaus ist auch die Netzimpedanz nach dem Fehler entscheidend, da sie die Leistungskurve und damit die Bremsung der Maschine beeinflusst [1].

$$P_e = \begin{cases} \frac{E' U_{IB}}{X_0} \sin \delta & t < 0 & (\text{vor dem Fehler}) \\ 0 & 0 \leq t \leq t_d & (\text{während des Fehlers}) \\ \frac{E' U_{IB}}{X_{pf}} \sin \delta & t \geq t_d & (\text{nach dem Fehler}) \end{cases}$$

$$\delta_{crit} = \arccos \left(P_m (\delta_m - \delta_0) \frac{X_{pf}}{E' U_{IB}} + \cos \delta_m \right)$$

Gleichung zur Bestimmung des kritischen Winkels – abhängig von der Nachfehlerimpedanz X_{pf}

4.2 Trägheit

Die transiente Stabilität wird durch die Trägheit beeinflusst. Im Einmaschinensystem ist die Winkeländerung kleiner bzw. langsamer als bei einer Maschine mit geringerer Trägheit.

Darüber hinaus verbessert Momentanreserve auch im Multimaschinensystem die transiente Stabilität, da sie Leistungsungleichgewichte nach der Fehlerklärung ausgleichen kann, siehe [5].

$$t_{crit} = \sqrt{2 \frac{\delta_{crit} - \delta_0}{P_m} * \frac{M}{\omega_0}}$$

Gleichung zur Bestimmung der kritischen Fehlerklärungszeit (CCT) im Einmaschinensystem – abhängig von der Trägheit (Anlaufzeitkonstante M).

5 Bedarfdimensionierende Ereignisse

Als große Störungen und Ereignisse, die beherrscht werden müssen, sind zu betrachten:

- Kurzschlüsse
 - generatornah
 - auf hochbelasteten AC-Transitachsen
- Unterbrechung von Leitungen und Haupttransitachsen
- Netzauftrennung mit anschließender Teilnetzbildung
Netzauftrennungen führen zu schnellen und großen Winkeländerungen, sowie gleichzeitig zu großen Frequenzgradienten. Sie stellen sowohl für den Stromtransport als auch für synchronmaschinenbasierte sowie für stromrichterbasierte Anlagen eine besondere Herausforderung dar.
- Resynchronisation und Wiederschaltung von Netzbereichen

Wichtige Randbedingungen und Limitierungen:

- Veränderungen des SCR oder ESCR können einen Einfluss haben, da es bei kleinerem (E)SCR tendenziell schwieriger für EZE ist, während eines Netzfehlers und bei Fehlerklärung (Spannungswiederkehr) synchron zu bleiben bzw. sich wieder zu synchronisieren. (Anmerkung: Die Fähigkeit einer EZE einen Netzfehler synchron zu durchfahren wird durch die LVRT-Fähigkeit im Rahmen der Einheitenzertifizierung überprüft. Die Nachweisverfahren sollten entsprechend neuer Netzbedingungen überprüft werden.)
- Bei Synchrongeneratoren werden mit entsprechenden Drehmomenten die mechanischen Wellen belastet, die im ungünstigsten Fall zu Schutzabschaltungen führen können. Außerdem kann die Überschreitung kritischer Kippunkte zum Verlust der Synchronität führen.
- Bei stromrichterbasierten Anlagen könnten bedingt durch hohe Ströme unzulässige Belastungs- und Betriebszustände für die Stromrichterkomponenten (insb. Halbleiter) sowie Anlagenkomponenten (Quellen, Senken, Speicher) entstehen, die auf geeignete Weise auf ein zulässiges Maß zu begrenzen sind und im ungünstigsten Fall zu Schutzabschaltungen führen können. Hierdurch verringert sich eventuell der Beitrag der Anlage an Kurzschlussleistung bzw. Momentanreserve.

Im Systemstabilitätsbericht 2023 werden auslegungsrelevante Fehlerfälle und ihre zulässigen Auswirkungen, die in den Planungsgrundsätzen der deutschen ÜNB beschrieben sind, untersucht. Hierzu gehören Kurzschlüsse mit Ausfall eines Netzelements, Sammelschienenfehler und Common-Mode-Fehler (Mastumbruch, Doppelleitungsausfall). Für letztere außergewöhnliche Fehlerszenarien ist eine eingeschränkte Beherrschbarkeit zulässig, d.h. eine regionale

Versorgungsunterbrechung muss in angemessener Zeit behebbar sein. Zur Vermeidung eines Systemzusammenbruchs darf es dabei jedoch nicht zu kaskadierenden Ausfällen mehrerer Betriebsmittel mit überregionaler Störungsausweitung kommen. In Tabelle 1 [15] sind praxisrelevante Beispiele zeitgleicher Ausfälle mehrerer Betriebsmittel (Common-Mode-Ausfälle) dargestellt.

Tabelle 1: Praxisrelevante Beispiele zeitgleicher Ausfälle mehrerer Betriebsmittel

Betriebsmittelkonstellation	Grund der Betrachtung Beispiele(e)	horizontale	vertikale	Relevanz für Netz- auslegung
		Übertragungsaufgabe		
Mehrfachleitung (Freileitung oder Fernübertragungs- verbindung)	Mastumbruch infolge Extremwettersituation	X	X	X ^a
Mehrfach-Kabelanlage	Fremdeinwirkung auf im gleichen Graben geführte Kabelstromkreise	X	X	X ^a
mehrere Erzeugungsanlagen	Ausfall des Eigenbedarfs einer Doppelblockanlage	X	X	X ^b
Parallel im selben Trassenkorridor geführte bzw. kreuzende Freileitungen oder Fernübertragungs- verbindungen (Mehrfachleitungen)	Mastumbruch mit Folgebeschädigung weiterer Freileitungen oder Fernübertragungs- verbindungen	X	X	
Ausfall gekuppelter Sammelschienen bzw. Sammelschienenabschnitte	Seilriss der Überspannung, Schutz- oder Leistungsschalter- versagen, Unwetter, Fremdeinwirkung	X	X	X ^c

X^a – Beschränkung auf zwei Stromkreise

X^b – Beschränkung auf KW-Doppelblock

X^c – Beschränkung auf zwei gekuppelte Sammelschienen oder Sammelschienenabschnitte

6 Fallstudien zur transienten Stabilität in Systemen mit großen Anteilen stromrichtergekoppelter Erzeugung

6.1 Einleitung

In Systemen, in denen die elektrische Energieversorgung überwiegend oder ausschließlich durch Synchrongeneratoren erfolgt, stellt sich nicht die Frage nach einem Mindestanteil synchroner Erzeugung. Zudem sind wichtige Größen mit Relevanz für die transiente Stabilität (wie z.B. Trägheit und synchronisierendes Moment) durch die intrinsischen Eigenschaften und die Betriebsweise der Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren bekannt. Durch die zunehmende und priorisierte Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen werden weniger Kraftwerke mit direkt gekoppelten Synchronmaschinen am Netz betrieben. Da Wind- und Photovoltaikanlagen derzeit über netzfolgende Stromrichter in das Netz einspeisen, nimmt der Anteil der netzbildenden Generatoren ab. Ein Mindestanteil von netzbildenden Generatoren ist jedoch erforderlich, um ein Drehstromnetz stabil zu bilden und auch bei Störungen die Synchronität der Energieerzeugungsanlagen sicherzustellen.

Spannungseinprägend geregelte Stromrichter können ebenso wie Synchronmaschinen netzbildend sein. Allerdings sind wesentliche Eigenschaften dieser Stromrichter, wie z.B. die Trägheit, keine intrinsischen Eigenschaften, sondern werden regelungstechnisch festgelegt. Netzbildend geregelte Wind- und PV Anlagen benötigen dazu allerdings interne Energiespeicher oder einen gedrosselten Betrieb und haben im Vergleich zu Synchronmaschinen nahezu keine Überlastfähigkeit. Es ist aus heutiger Sicht ungeklärt, ob ein Umrüsten von Bestandsanlagen auf netzbildende Betriebsweise technisch möglich und wirtschaftlich tragbar ist.

6.2 Auswirkungen von PV-Kraftwerken auf die transiente Stabilität

Das Papier [16] führt eine Methode ein, um ein Standard-Parameterset zu erstellen, welches Groß- und aggregierte Solar-PV-Anlagen in Stabilitätsstudien aus Sicht des Netzbetreibers (TSO) repräsentiert. Die Methode berücksichtigt in erster Linie die Bedingungen, die in den Netzanschlussanforderungen festgelegt sind, wobei die niederländischen Anschlussanforderungen als Beispiel verwendet werden. Außerdem wird eine Kennzahl vorgeschlagen, bekannt als das Kurzschlussstrom (SCC) PV-Verhältnis, um die Auswirkungen von Solar-PV-Anlagen auf die transiente Stabilität zu bewerten. Die Analyse nutzt das Übertragungsnetz von TenneT TSO B.V. in den Niederlanden, um die Wirksamkeit des vorgeschlagenen Verhältnisses zu

demonstrieren. Die Ergebnisse zeigen, dass hohe SCC-PV-Verhältniswerte eine signifikante Auswirkung von Solar-PV-Anlagen auf die transiente Stabilität nahelegen, während geringe Werte geringe Effekte anzeigen. Das Papier schlägt außerdem Methoden vor, die transiente Stabilität zu verbessern, wie die Beschränkung der Betriebsregionen kritischer Generatoren, die Erhöhung des Kurzschlussverhältnisses durch Einbindung eines Phasenschiebers oder einer STATCOM sowie die Reduzierung der Reaktanz zwischen dem kritischen synchronen Generator und dem fehlerhaften Bus.

Das Papier erörtert die Auswahl dynamischer Modelle für Groß-Solar-PV-Anlagen und aggregierte Solar-PV-Anlagen, wie das Large-Scale-PV-Modell und das DER_A-Modell. Wichtige Parameter, wie der Blindleistung Gain und das Einspeise-Deadband, wurden basierend auf Netzanschlussanforderungen festgelegt, während herstellerabhängige Parameter anhand vorhandener niederländischer Solar-PV-Daten gesetzt wurden. Parameter mit geringem Einfluss auf das dynamische Verhalten erhielten typische Werte, und eine Kombination aus Sensitivitätsstudien und Literaturrecherche half, die verbleibenden Parameter zu definieren. Dieser Prozess führte zu einem vollständigen Parametersatz für beide Modelle, mit Potenzial für weitere Verfeinerungen durch optimierungsbasierte Feinabstimmung in zukünftigen Forschungsaktivitäten.

Die Analyse der transienten Stabilität konzentrierte sich darauf, die Effekte des Kurzschlussstroms zu isolieren, indem ein spezifischer Bus bewertet und ein synchroner Generator in allen Szenarien auf einem festen Betriebspunkt gehalten wurde. Die Generatorbus-Spannung wurde innerhalb von 0,01 pu gehalten, um den Einfluss des Kurzschlussstroms auf die transiente Stabilität zu bewerten. Der Einfluss der gesamten Systemträgheit auf die transiente Stabilität in den unterschiedlichen Fällen wird vernachlässigt, da das Netz stark mit europäischen Ländern verbunden ist und der Ausfall bestimmter SGs in den Niederlanden daher keinen signifikanten Einfluss auf die gesamte Systemträgheit hat.

Die Analyse berücksichtigt ein Zukunftsszenario für das Jahr 2030, gekennzeichnet durch eine hohe PV-Durchdringung im Netz. Mehrere Momentaufnahmen werden bewertet, die sich in Dispatch, Nachfrage und der Anzahl der in Betrieb befindlichen Synchrongeneratoren (SGs) unterscheiden. Diese Momentaufnahmen bewerten den Einfluss unterschiedlicher Kurzschlussniveaus auf die transiente Stabilität, wobei die Fälle mit höher SG-Anteilen höhere Kurzschlussniveaus zeigen und die Fälle mit niedrigeren SG-Anteilen, niedrigere Kurzschlusswerte aufweisen. Vier Fälle wurden basierend auf dem Anteil der verbundenen SGs im niederländischen Übertragungsgebiet ausgewählt:

- Fall 1: 100 % SGs
- Fall 2: 64 % SGs

- Fall 3: 59 % SGs
- Fall 4: 17 % SGs

Der Anteil der SGs wird durch deren Nennleistung bestimmt, und diese Fälle wurden in der Analyse bewertet.

Vier verschiedene Modellierungsansätze wurden untersucht:

- Alle dynamischen Modelle: Darstellung aller Solar-PV-Anlagen unter Verwendung ihrer jeweiligen dynamischen Modelle.
- Alle negative Last: Darstellung aller Solar-PV-Anlagen als negative Last.
- Dynamisch lokal 1: Darstellung von Solar-PV-Anlagen, die am fehlerhaften Bus angeschlossen sind, mit dynamischen Modellen, während alle anderen als negative Last dargestellt werden.

Dynamisch lokal 2: Darstellung von Solar-PV-Anlagen am fehlerhaften Bus und von jenen, die an einen Bus angeschlossen sind, der direkt mit dem fehlerhaften Bus verbunden ist, mit dynamischen Modellen, während alle anderen Solar-PV-Anlagen als negative Last dargestellt werden.

Als Beispiel wurde an einer Sammelschiene (Bus GT150-B) [16] eine Störung ausgelöst, und die kritische Freischaltzeit für alle Fälle wird bewertet und in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: CCTs für Fehlerfälle am Bus GT150-B

Fälle	CCT Fall 1 (ms)	CCT Fall 2 (ms)	CCT Fall 3 (ms)	CCT Fall 4 (ms)
Alle dynamischen Modelle	279	274	274	272
Alle negative Last	268	256	256	237
Dynamisch lokal 1	270	256	261	242
Dynamisch lokal 2	274	261	265	24

Tabelle 3: Kurzschlussstrom (SCC) am Bus GT150-B

Fall	SCC Fall 1 (kA)	SCC Fall 2 (kA)	SCC Fall 3 (kA)	SCC Fall 4 (kA)
Total SCC	59.64	57.26	57.32	54.25
Total SCC PV	9.09	9.38	9.46	9.97
SCC PV ratio	15.25%	16.37%	16.50%	18.37%

Der Kurzschlussstrom ist im Fall 1 der höchste. Außerdem ist es deutlich, dass der Kurzschlussstrom in dem SCC-PV Fall am niedrigsten ist. Folglich tragen die Solar-PV-Anlagen bei den vier dargestellten Fällen relativ zum gesamten Kurzschlussstrom am wenigsten zum Kurzschlussstrom in Fall 1 bei. Die Solar-PV-Anlagen haben den geringsten Einfluss auf die transiente Stabilität aufgrund des niedrigsten SCC-PV-Verhältnisses in Fall 1. Zusätzlich zeigen die Fälle 2 und 3 ähnliche Ergebnisse für die unterschiedlichen Szenarien [16], da das SCC-PV-Verhältnis in diesen Fällen annähernd identisch ist. Für Fall 4 ist eine auffällige Abnahme der transienten Stabilität zu beobachten, wenn man die Szenarien Alle dynamische Modelle und Alle negative Last vergleicht. Aus den in Als Beispiel wurde an einer Sammelschiene (Bus GT150-B) eine Störung ausgelöst, und die kritische Freischaltzeit für alle Fälle wird bewertet und in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2 angegebenen Ergebnissen geht hervor, dass die Solar-PV-Anlagen die transiente Stabilität für diesen speziellen Bus beeinflussen, da die transiente Stabilität abnimmt, wenn das dynamische Verhalten der Solar-PV-Anlagen entfernt wird.

Zusätzlich wird gezeigt, dass der Einfluss der Solar-PV-Anlagen zunimmt, wenn ihr Kurzschlussstrombeitrag im Verhältnis zum Gesamt-Kurzschlussstrom am fehlerhaften Bus steigt – dies äußert sich durch ein zunehmendes SCC-PV-Verhältnis.

Weiterhin zeigt der Vergleich der kritischen Freischaltzeit der verschiedenen Abbildungen, dass die am fehlerhaften Bus und an einem benachbarten Bus angeschlossenen Solar-PV-Anlagen einen signifikanten Beitrag zur transienten Stabilität leisten, jedoch nicht dominierend sind. Die übrigen Solar-PV-Anlagen tragen ebenfalls zur transienten Stabilität bei. Diese Unterscheidung zwischen dem Beitrag lokaler Solar-PV-Anlagen und solchen, die elektrisch weiter vom Fehler entfernt liegen, hängt stark von der Kapazität und Verteilung der Solar-PV-Anlagen in den beiden Gebieten ab.

Die Ergebnisse der Analyse zur transienten Stabilität zeigen, dass der Einfluss von Solar-PV-Anlagen auf die transiente Stabilität vor allem durch das SCC-PV-Verhältnis bestimmt wird, welches den Kurzschlussbeitrag der Solar-PV-Anlagen zum Gesamt-Kurzschlussstrom am fehlerhaften Bus in Beziehung setzt. Höhere SCC-PV-Verhältnisse deuten auf einen größeren Einfluss der Solar-PV-Anlagen auf die transiente Stabilität hin, während niedrigere Verhältnisse geringe Auswirkungen zeigen. Da Solar-PV-Anlagen in Stromnetze integriert werden und Synchrongeneratoren schrittweise aus dem Betrieb genommen werden, wird erwartet, dass Regionen höhere SCC-PV-Verhältnisse aufweisen, wodurch der Einfluss der Solar-PV-Anlagen auf die transiente Stabilität zunimmt.

Vorgeschlagene Methoden zur Verbesserung der transienten Stabilität umfassen die Begrenzung der Betriebsregionen kritischer Synchrongeneratoren, die Erhöhung des Kurzschlussstroms durch Phasenschieber oder STATCOMs sowie die Reduzierung der Reaktanz zwischen kritischen Generatoren und fehlerhaften Bussen.

In Zukunft werden Stromnetze zunehmend Synchrongeneratoren aus dem Betrieb nehmen, während erneuerbare Energiequellen wie Solar-PV-Anlagen integriert werden. Dieser Übergang wird zu einem Rückgang des Kurzschlussstroms in verschiedenen Regionen führen, da synchrone Generatoren deutlich mehr zum Kurzschlussstrom beitragen als erneuerbare Quellen. Da der Kurzschlussstrom abnimmt und der Beitrag von Solar-PV-Anlagen zunimmt, neigen viele Gebiete zu höheren SCC-PV-Verhältnissen, was zu einem wachsenden Einfluss von Solar-PV-Anlagen und anderen erneuerbaren Energiequellen auf die transiente Stabilität führt.

6.3 Einfluss von Windenergieanlagen auf die transiente Stabilität

Das Paper [17] analysiert die transiente dynamische Reaktion eines Netzes mit geringer Trägheit und variierenden Anteilen an Windleistung. Es fokussiert sich darauf, den Einfluss konzentrierter Windleistung in bestimmten Gebieten, die elektrische Distanz zwischen Trägheitszentren (CoI) und die Wirksamkeit von zwei unterschiedlichen Netztopologien auf die anfängliche RoCoF-Werte nach der Transienten zu quantifizieren. Das System wird in vier geografische Bereiche unterteilt, von denen jeder durch ein Trägheitszentrum mit aggregierten Parametern repräsentiert wird. Die Studie bewertet die anfänglichen RoCoF-Werte in verschiedenen Bereichen unter aktuellen und zukünftigen Windkapazitätsszenarien, zusammen mit Lastdaten und Einstellungen der primären Frequenzregelung. Die Modellierung und Szenarioanalyse wurden mit einem detaillierten Netzmodell in MATLAB/Simulink durchgeführt. Die Hauptidee bei den Modellentwicklungen bestand darin, alle Kraftwerke desselben Typs im Gebiet als eine Produktionseinheit mit aggregierten Parametern darzustellen.

Die Auswirkungen zweier Netztopologien (radial und Ringnetz), der elektrischen Distanz zwischen Trägheitszentren, realistischer aktueller Betriebsbedingungen und möglicher zukünftiger Betriebs-Szenarien des kroatischen Stromnetzes wurden bei der Berechnung des anfänglichen transienten RoCoF an vier Trägheitszentren sowie bei der Berechnung seiner Abhängigkeit von der Lage der Störung berücksichtigt.

Die Szenarien wurden ausgewählt, um mögliche Veränderungen der Anteile der Erzeugungskapazitäten im kroatischen Stromsystem abzubilden. Die Hauptabsicht war es, die Netzreaktion auf die Integration der Windleistung und die Reduktion der

Erzeugungskapazität konventioneller Kraftwerke, vor allem thermischer Kraftwerke (TPP), zu simulieren. Vier verschiedene Windkapazitätsszenarien wurden erfolgreich sowohl in einer radialen als auch in einer Ringnetz-Konfiguration simuliert. In allen untersuchten Szenarien wurde dieselbe Gesamtlast verwendet, die das Hochlastszenario des kroatischen Stromsystems repräsentiert.

Das Basisszenario modelliert das derzeitige kroatische Netz mit ca. 17% Windleistungskapazität. Diese Kapazität wird dann auf etwa 25% erhöht, was zu einer Reduktion der in Betrieb befindlichen Thermischen Kraftwerkskapazität führt, die voraussichtlich bald stillgelegt wird. Es wird angenommen, dass die verfügbare Wasserkraftkapazität (HPP) in einigen Gebieten zunehmen wird, da nicht alle verfügbaren Kraftwerke im Basisszenario in Betrieb genommen werden. Die nachfolgenden Szenarien Wind30 und Wind40 folgen einem ähnlichen Muster, wobei jeweils die gesamte Windkapazität um 5% erhöht wird. Weitere Erhöhungen der Windkapazität werden in diesem Paper nicht untersucht, da sie die Stilllegung von HPPs erfordern würden, was als unrealistisch gilt. Bereichsbasierte Trägheitskonstanten der synchronen Kraftwerke wurden in allen Szenarien gleich gehalten. Der Betrieb der Windkraftanlagen (WPPs) wurde bei Nennleistung mit einem Leistungsfaktor von 0,95 vor der Störung simuliert. Um eine große Systemstörung zu induzieren, werden 250 MW Last (etwa 10% der Gesamtlast) abwechselnd an verschiedenen Col-Bussen in den Simulationen eingeschaltet.

Die Gesamtdauer der Simulation betrug 100 s, während die Laststörung in der 50. Sekunde auftritt. Nach der Transienten wird das System von der primären Frequenzregelung übernommen, die beginnt, die Frequenz zu stabilisieren. Der hauptsächliche transiente Stabilitätsparameter in dieser Arbeit ist die anfängliche RoCoF (Rate of Change of Frequency), da sie ausschließlich von der physischen Trägheit des Systems abhängt. Der Windkapazitätsanteil wird von einem Niveau von ca. 17% auf 25%, 30% und 40% variiert, wobei auch die Kapazitäten von HPP und TPP angepasst werden, um die Auswirkungen der Winddurchdringung auf den anfänglichen RoCoF zu untersuchen.

Ergebnisse und Diskussion:

Allgemein gilt: Egal, wo der Fehlerort liegt und egal, wo der gemessene RoCoF liegt, verschlechtert sich der anfängliche RoCoF, je höher die Winddurchdringung ist. Außerdem hängt der anfängliche RoCoF direkt von der Trägheit im Col ab; also hat ein Col wie OS, das in allen Fällen die niedrigste Produktionskapazität und die geringste Trägheit besitzt, die höchsten RoCoF-Werte, wenn die Störung in diesem Col auftritt.

1. Der durchschnittliche RoCoF im vermaschten Netz nimmt zu. Grund dafür ist, dass das Hinzufügen einer neuen Leitung zwischen OS- und ST-Cols eine

Störung der aktiven Leistung um 3% erhöht hat, bedingt durch höhere Netzspannungen (Folge der höheren Blindleistungsproduktion dieser wenig belasteten Leitung) und die konstante Impedanz der Störlast. Das fällt bei allen Winddurchdringungsfälle auf.

2. Die Standardabweichung des RoCoF sinkt im vermaschten Netz. Der Grund ist, dass das Vermaschen des Netzes dazu führt, dass der anfängliche RoCoF in allen Cols gegen den durchschnittlichen System-RoCoF konvergiert, abhängig von der Störposition, wie bei allen Windpenetrationsfällen und Störorten zu beobachten ist. Das bedeutet, dass die Spitzenwerte des RoCoF in Cols mit geringer Trägheit durch das Hinzufügen einer neuen Leitung abgeflacht werden.
3. Das Hinzufügen einer neuen Leitung würde überwiegend den anfänglichen RoCoF im Col verbessern, in dem die Störung auftritt. Grund ist die zuvor erwähnte Konvergenz des RoCoF in allen Cols zum Durchschnittswert; da der Störungsort den höchsten anfänglichen RoCoF aufweist, ist die durchschnittliche Verbesserung größer.
4. Die RoCoF-Werte im Ringnetz stiegen aufgrund der zuvor erwähnten Konvergenz auf das durchschnittliche RoCoF-Niveau. Dies geschah durch eine bessere elektrische Vernetzung der Cols, die eine höhere trägergestützte Unterstützung an andere Standorte zuließ – zu Lasten des eigenen Standorts. Eine Ausnahme bildet der RoCoF im OS-Col, wenn die Störung im ZG-Col liegt (Basisfall und Wind25-Fall). In diesem Fall ist RoCoF in OS höher oder ähnlich dem RoCoF in ZG (Wert über dem Systemdurchschnitt) aufgrund der geringen Trägheit und der elektrischen Nähe zum ZG-Col. Da die Netzvermaschung den RoCoF in Richtung Durchschnitt abflacht, verringert sich der RoCoF von OS in der Ringnetz-Konfiguration bei Störungen in ZG in allen Fällen. Die Abnahme des RoCoFs außerhalb der Diagonalen in der Ringnetz-Konfiguration im Wind30- und Wind40-Fall in RI und ZG-Col lässt sich durch dieselben Tatsachen erklären.

Die Zeitbereichsverläufe der Systemfrequenz, gemessen in den ST- und OS-Cols, werden für verschiedene Fehlerorte und für das Basisszenario dargestellt. Ein ähnliches Muster zeigt sich in allen Szenarien mit unterschiedlichen Windenergieanteilen.

1. Es ist zu erkennen, dass die Vermaschung des Netzes darauf abzielt, die Frequenzverläufe zu einer einzigen Kurve konvergieren zu lassen. Der Grund hierfür ist die erhöhte Admittanz des Netzes und geringere Leitungsüberlastungen.
2. Darüber hinaus ist der mittlere Frequenznadir in der vermaschten Konfiguration erhöht, was auf die zuvor erwähnte um 3% größere Wirkleistungsstörung zurückzuführen ist.

3. Andererseits ist die Standardabweichung des Nadirs im vermaschten Netz geringer (Konvergenz der Frequenzfunktionen).
4. Die Hinzunahme einer neuen Leitung kann den mittleren Systemfrequenznadir nicht verbessern. Der Grund dafür ist, dass die Vermaschung des Netzes keine neuen Trägheitsquellen hinzufügt, sondern lediglich die Kopplung zwischen bestehenden Quellen erhöht. Um den Nadir zu verbessern, müssten neue Trägheitskapazitäten eingebracht, die Geschwindigkeit der Primärregelung erhöht sowie die Kapazität und Allokation der rotierenden Reserve optimiert werden.
5. Interessante Beobachtung: Wenn die Störung in einem Col mit der niedrigsten systemspezifischen Trägheitskonstante (OS-Col) auftritt, das zugleich die größte elektrische Entfernung zu den benachbarten Cols aufweist, neigt die maximale Systemfrequenzabweichung dazu, am geringsten zu sein. Dieser Effekt ist in der vermaschten Netzkonfiguration weniger ausgeprägt als in der radialen. Die eigentliche Erklärung für dieses Phänomen ist eine Kombination mehrerer Faktoren – elektrische Entfernung, Anteil an Gesamtkapazität (Trägheit), Allokation der rotierenden Reserve, Einstellungen der Primärregelung etc. – und liegt außerhalb des Fokus dieses Papers, das sich primär auf die initialen RoCoF-Werte konzentriert.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Hinzufügen einer neuen Leitung zu einem Stromversorgungssystem darauf abzielt, die anfängliche Frequenzänderungsgeschwindigkeit in allen Cols anzugleichen und nach einer Störung in Richtung eines Mittelwerts zu bewegen. Dies ist insbesondere für Bereiche mit geringer Trägheit vorteilhaft, die für ihre Stabilität auf Netzverknüpfungen angewiesen sind. Eine zusätzliche Vermaschung kann jedoch den mittleren initialen RoCoF nicht verringern, da dieser ausschließlich von der im System verfügbaren, online befindlichen Trägheit abhängt.

In einer vermaschten Netzkonfiguration ist die Streuung der Systemfrequenzverläufe bei unterschiedlichen Störungsorten geringer, was darauf hinweist, dass der Ort der Störung einen geringeren Einfluss auf die Frequenzantwort hat. Die Vermaschung verbessert jedoch nicht den durchschnittlichen Frequenznadir für spezifische Störungen, und Störungen, die weiter von Cols mit hoher Trägheit entfernt sind, haben geringere Auswirkungen auf die Frequenzverschlechterung – auch wenn dieser Effekt in stärker vermaschten Netzen weniger ausgeprägt ist.

6.4 Analyse der transienten Stabilität von Generatorgruppen im zukünftigen Stromsystem

Im Rahmen des Projekts „Transiente Stabilität von Generatorgruppen“ wurde im Auftrag der vier deutschen ÜNB untersucht, welche Netzparameter wesentliche Einflussfaktoren auf die transiente Stabilität von Generatorgruppen darstellen und welche potenziellen Gegenmaßnahmen prinzipiell geeignet sind, um zur Verbesserung der Stabilität beizutragen [18].

Methodik

Für die Untersuchungen wurde zunächst ein synthetisches Netzmodell erstellt, das wesentliche Charakteristika des deutschen Übertragungsnetzes abbilden soll (hohe EE-Einspeisung im Norden, Lastzentren im Süden und Westen sowie die grobe Netztopologie). Der Detailgrad des Netzmodells wurde bewusst so gering wie möglich gewählt, um wesentliche Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge besser analysieren zu können.

Für die Fehlerbetrachtung wurden dreiphasige Kurzschlüsse im Transitbereich betrachtet, die im Falle transienter Instabilität zu einem Asynchronlauf bzw. Schlüpfen der Netzgebiete „Süd“ und „Nord“ führen.

Analyse und Bewertung der folgenden möglichen Gegenmaßnahmen: HGÜ-Trassen zur Reduktion des AC-Transits, Frequenzregelungsansätze wie FFR und schnelle LFSM-O, „Netzbooster“, Erhöhung der dynamischen Blindstromstützung aus EE-Anlagen, dynamische Blindleistungskompensationsanlagen bzw. rotierende Phasenschieber.

Kernergebnisse

Die im synthetischen Netzmodell durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass insbesondere in Netzsituationen mit hohem Nord-Süd-Transit sowie ungünstiger Verteilung von Momentanreserve (insbesondere „transitfern“ sowie mit Schwerpunkt im Süden) ein besonders kritisches Systemverhalten zu erwarten ist.

Als Gegenmaßnahmen zeigen der Einsatz von HGÜ zur Reduktion des AC-Transits, sowie die Platzierung von Trägheit im Norden (insbesondere in der Nähe von kritischen Fehlerstellen im Transitbereich) die größten Verbesserungen des dynamischen Verhaltens. Frequenzregelungsansätze wie „Fast Frequency Response“ oder schneller LFSM-O sowie der Einsatz von „Netzboostern“ sind aufgrund des Zeitbereichs der betrachteten Instabilitäten eher ungeeignet.

Die Erhöhung der dynamischen Blindstromstützung aus EE-Anlagen im Norden bewirkt positive Auswirkungen, eine Erhöhung im Süden zeigt situativ eine Verschlechterung der Situation

Handlungsempfehlungen

Bei der Platzierung von dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen im Süden sollten aus der Perspektive der transienten Stabilität bevorzugt Anlagen mit geringer bis keine Trägheit (wie z.B. STATCOMs oder entsprechend konfigurierte GFCs) eingesetzt werden.

Offene Fragen

Zu den offenen Fragen zählen insbesondere der Einfluss der Verfügbarkeit von Momentanreserve im europäischen Verbundnetz sowie die Auswirkungen einer detaillierteren Untersuchung des Lastverhaltens. Darüber hinaus sollte auch die Rolle des Einsatzes statischer Kondensatoren sowie möglicher Synergieeffekte zwischen verschiedenen Gegenmaßnahmen näher betrachtet werden.

6.5 Netzregelung 2.0 – Bereitstellung der Momentanreserve in Stromrichter-dominierten Netzen

Die Momentanreserve einzelner Generatoren oder Netzgruppen hat erheblichen Einfluss darauf, wie stark sich der Rotorwinkel und die Spannungswinkeldifferenz während eines Kurzschlussereignisses verändern. Diese Momentanreserve ergibt sich hauptsächlich aus dem Massenträgheitsmoment der angeschlossenen Synchronmaschinen, wird jedoch auch durch die Frequenzabhängigkeit der Last und das dynamische Verhalten stromrichterbasierter Erzeugungsanlagen beeinflusst. Ist die Momentanreserve unzureichend, können die Winkeldifferenzen während eines Kurzschlussereignisses so stark variieren, dass es nach der Fehlerklärung zu einem Verlust der Synchronität kommt, was entweder zum Polschlupf einzelner Generatoren oder zum Verlust der Winkelstabilität ganzer Netzgruppen führen kann. [4]

Das Projekt Netzregelung 2.0 [19, 20] zielte darauf ab, vor allem die qualitativ neuartigen Phänomene, die mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und der zunehmenden Stromrichterdominanz verbunden sind, zu identifizieren und dafür Lösungen zu erarbeiten. Folgende Trends wurden im Projekt berücksichtigt:

1. Reduktion der elektromechanisch gekoppelten Massenträgheit der Kraftwerkstriebstränge
2. wachsende Dominanz stromrichtergekoppelter Erzeuger, Speicher, Netzbetriebsmittel und Lasten und die damit verbundenen Risiken von Oberschwingungs- und Reglerinstabilitäten sowie Auswirkungen auf Fehlerdetektion und Teilnetz- bzw. Inselnetzerkennung
3. Stromleitungen werden immer häufiger an der Grenze ihrer Stromtragfähigkeit betrieben

4. Dynamik der Leistungsänderungen nimmt zu
5. Integration stromrichtergekoppelter
Hochspannungsgleichstromübertragungsstrecken (HGÜ)
6. Risiko von System-Splits mit sehr großen Leistungsungleichgewichten
deutlich über dem klassischen Auslegungsfall von 3 Gigawatt

Die Erbringung von Momentanreserve aus dem Höchstspannungs- und Hochspannungsnetz wurde im Rahmen der Frequenzstabilitätsanalysen im Systemsplit Fall untersucht.

Das für die Frequenzstabilitätsuntersuchungen verwendete Testsystem wurde in [21] erstmals für Untersuchungen von Netzauftrennungen mittels EMT-Simulation vorgestellt. Das Testsystem wurde im Rahmen des Projektes in DlgSILENT/PowerFactory implementiert.

Das Testsystem stellt ein Übertragungsnetz dar, in welchem zwei große Stromrichtersparks in 50km Distanz zu synchroner Erzeugung und Last angeschlossen sind, siehe Abbildung 4. Dabei stellen Last, sowie synchrone und stromrichterbasierte Erzeugung im Testsystem jeweils aggregierte Einheiten dar. Die synchrone Erzeugung erfolgt lastnah. Sukzessive wird die lastnahe Erzeugung verringert und so eine höhere Stromrichterdurchdringung erreicht. Damit wird die Last zunehmend durch die entfernten Stromrichterparks versorgt.

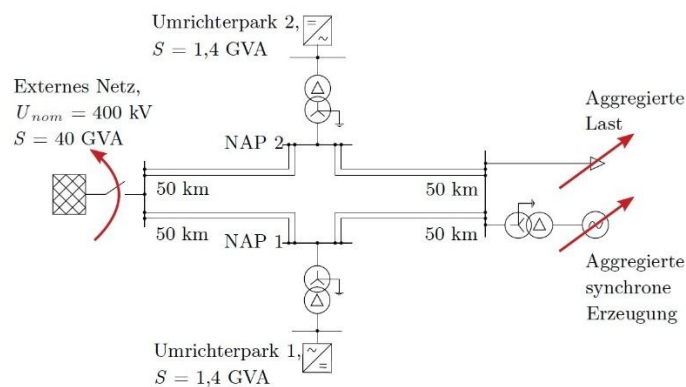


Abbildung 4: Testsystem für Simulationen zur Netzauftrennung im Übertragungsnetz [20]

Für die Untersuchung der Momentanreserve-Bereitstellung aus dem Verteilnetz in die vorgelagerte Netzebene wurde das vorhergehend vorgestellte Übertragungsnetz um ein Verteilnetz mit 110kV erweitert, siehe Abbildung 5. Dabei wurden in der 110kV-Ebene übliche Betriebsmittel und mit dem mehrfach gespeisten Doppelsammelschienensystem auch eine übliche Struktur gewählt. Die Stromrichterparks im Übertragungsnetz sind herkömmlich stromeinprägend geregelt, die Stromrichter im Verteilnetz sind spannungseinprägend geregelt. Die Parametrierung der Komponenten im Übertragungsnetz wird beibehalten. Die

installierte Leistung und Parametrierung der spannungseinprägend geregelten Stromrichter wird in den Simulationsstudien variiert.

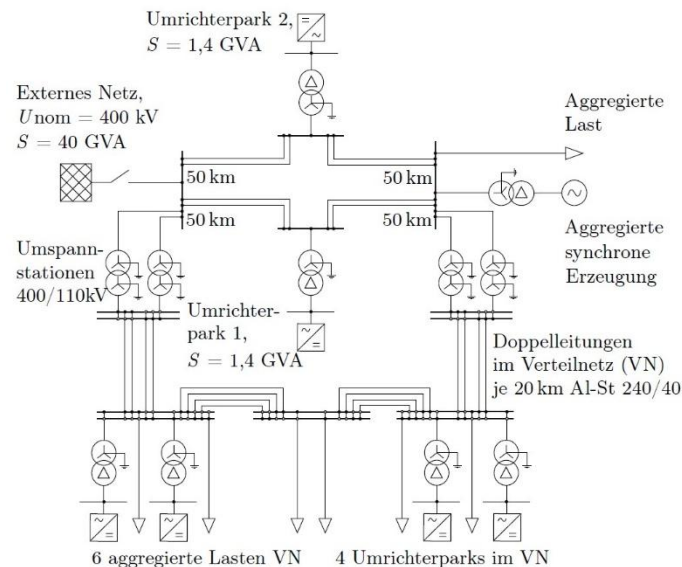


Abbildung 5: Testsystem für Simulationen zur Netzauftrennung im Übertragungsnetz mit unterlagertem Verteilnetz [20]

Auf Basis der Untersuchungen zu dem Einfluss der Momentanreserve auf die Netzstabilität können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

Spannungseinprägend geregelte Stromrichter können Momentanreserve bereitstellen und so helfen die Frequenzstabilität zu gewährleisten. Die Frequenzstabilität kann mit Spannungseinprägend geregelten Stromrichtern in Szenarien mit 100% Stromrichtern sichergestellt werden. Es gibt spannungseinprägende Regelungsverfahren, bei denen die Trägheitskonstante direkt parametrierbar ist. Die für die jeweilige Trägheitszeitkonstante notwendigen Energiereserven müssen vorgehalten werden. Die vorzuhaltende Reserveleistung netzbildender Einheiten je Regelzone richtet sich nach dem relevanten Auslegungsereignis und die notwendige Energiereserve hängt zusätzlich vom Zeitverhalten der restlichen Anlagen im Netz ab.

Die Erbringung von Momentanreserve aus dem Hochspannungsnetz erfolgt qualitativ gleichwertig gegenüber der Erbringung von Momentanreserve aus dem Höchstspannungsnetz. Um die Spannung im Übertragungsnetz zu stützen und schnelle Frequenzänderungen zu begrenzen besteht ein zusätzlicher Bedarf an dynamischer Blindleistungskompensation.

Durch die Anwendung netzbildender Regelungen in Stromrichtern werden Dämpfung und Trägheit der Umspanner parametrierbar. Bei der Betrachtung netzbildender Stromrichter inklusive Phasenvorsteuerung ist der Einfluss des Differentialverhaltens nach einer Störung umso größer, je größer die

Phasenvorsteuerung ist. Durch das Hinzufügen der Phasenvorsteuerung wird die Trägheitsbereitstellung nicht wesentlich beeinflusst.

Aufbauend auf den oben genannten Analysen können im Projekt SysStab2030 Untersuchungen zum Einfluss der Momentanreserve auf die transiente Stabilität durchgeführt werden.

6.6 Auswirkungen hoher Durchdringung der Wechselrichter-basierten Erzeugungsanlagen auf die transiente Stabilität

In [21], Kapitel 2.2.2, wird der Einfluss großer Stromrichterdurchdringung auf die transiente Stabilität wie folgt beschrieben:

Das Konzept der Winkelstabilität ändert sich mit einer Erhöhung des Anteils von stromrichtergekoppelter Erzeugung. Die (Großsignal) Rotorwinkelstabilität stand lange Zeit stellvertretend für Synchronmaschinen, die während Netzfehlern ihren synchronen Betrieb aufrecht halten. Die auf die Synchronmaschine wirkende Beschleunigungsenergie, die aus der Differenz zwischen mechanischer Antriebsenergie und reduzierter elektrischem Leistungsausgang resultiert, bestimmt die Dynamik während des Netzfehlers.

[21] illustriert das Verhalten von einem exportierenden Synchrongenerator im Vergleich zu netzfolgenden Stromrichtern der gleichen Nennleistung und dem gleichen initialen Leistungspunkt. Das dynamische Verhalten der Synchronmaschine ist wie bekannt: Die beschleunigende Energie ist gleich der Verzögerungsenergie. Hingegen ist das Verhalten der stromrichtergekoppelten Anlage völlig anders, der Spannungszeiger (Klemmenspannung) bewegt sich nur wenig. Es gibt keine Notwendigkeit mechanische Energie während des Netzfehlers aufzunehmen. Die Fehlerstärke, also die verbleibende Restspannung und die Fehlerdauer, hat wenig Bedeutung für die Anlagen (insbesondere bei PV-Anlagen und BESS). Die Regelung der Leistungselektronik hingegen bestimmt den Phasenwinkel basierend auf der Einspeisung von Wirkstrom oder Regelung der Spannung. Der Phasenwinkel der Spannung kann im Rahmen der Grenzen des Stromrichters, entsprechend den Anforderungen des Netzes gesteuert werden. Die Herausforderung die Spannung und die Winkelstabilität zu erhalten ist vollständig bestimmt durch die Stromrichter-Regelung und den Eigenschaften des Netzes nach dem Fehler.

Netzfolgende (GFL) und netzbildende (GFM)-Regelungen können sich im Fehlerfall stabiler als Synchronmaschinen verhalten, sodass mehr Leistung sofort exportiert werden kann. Dies drängt den anfänglichen Spannungswinkel im Netz weiter auseinander und näher an die Nase der Spannungsstabilitätskurve. Es muss darauf geachtet werden, dass im Netz unter hoher Belastung (z. B. hoher

Leistungsübertragung oder höherer Netzimpedanz während Störungen) nicht so starke Winkelschwingungen auftreten, dass eine Systeminstabilität verursacht wird.

Rotierende Phasenschieber, die zur Erhöhung der Systemstärke und zur Unterstützung der Spannungsstabilität verwendet werden, können während Netzfehlern eine neue Herausforderung für die Winkelstabilität darstellen. Ohne einen Primärtrieb ist der Rotorwinkel eines rotierenden Phasenschiebers ausschließlich an seine (geringe) Trägheit gebunden. Dies kann eine Herausforderung darstellen, wenn ein rotierende Phasenschieber mit Rundläufergenerator ohne Schwungrad verwendet wird, bei dem die Trägheit im Allgemeinen weniger als 2 s beträgt, was zu großen Schwingungen und Winkelabweichungen führt. Der Einsatz von Schwungrädern kann die Trägheit auf 8–10 s erhöhen. Alternativ kann der Einsatz eines rotierenden Phasenschiebers mit Schenkelpolgenerator Trägheitswerte von etwa 6 s erreichen, ohne dass ein Schwungrad verwendet werden muss.

Die Dämpfung von Kleinsignal-Schwingungen muss ebenfalls in einem stromrichterdominierten System beachtet werden. Konventionelle Stromsysteme, die von Synchrongeneratoren dominiert werden, haben elektromechanische Schwingungen typischerweise bis zu 4 Hz, während ein stromrichter-dominiertes Energieversorgungssystem rein elektrische Schwingungen höherer Frequenzen im gesamten sub-synchronen Frequenzbereich erleben kann. Die vier Hauptgründe für Kleinsignal-Schwingungen und mögliche Gegenmaßnahmen werden im Folgenden erörtert:

- Die Stilllegung von Synchrongeneratoren führt zu einer Minderung der PSS-Fähigkeiten und der natürlichen Dämpfung, die von den verbleibenden Synchrongeneratoren bereitgestellt wird. Dies kann kompensiert werden, indem Leistungssoszillationsdämpfer an den dynamischen reaktiven Geräten hinzugefügt und die Regelungssysteme von GFL und GFM-IBR modifiziert werden.
- Das Hinzufügen von rotierenden Phasenschiebern kann die Einführung neuer Moden von elektromechanischen Oszillationen zur Folge haben. Die PSS-ähnliche Funktion von Phasenschiebern kann aufgrund des Fehlens aktiver Leistung herausfordernd sein. Die Bereitstellung eines Schwungrads zur Erhöhung der Trägheit eines Phasenschiebers würde die Systemdämpfung weiter verringern.
- Netzfolgende Stromrichter können bei schwachen Netzen (geringer Systemstärke) bei kleinen oder großen Störungen anhaltende niederfrequente Oszillationen aufweisen. Ein falsch abgestimmtes Regelungssystem von Netzfolgende Stromrichter kann mit den elektromechanischen Oszillationen interagieren.

- Die Einführung von „maschinenähnlichen“ Verhaltensweisen in netzbildenden Regelungen kann Schwingungen zwischen Anlagen hervorrufen, die elektromechanische Instabilitäten nachahmen.

6.7 GPST-Thema 1: Erweiterte Wechselrichter-Anwendungen (und Anforderungen) für strombegrenzte netzformende Wechselrichter

Methode

Die Methode zur Bewertung der transienten Stabilität in der Veröffentlichung [11] umfasst die Entwicklung von Indizes oder Indikatoren zur Messung der transienten Stabilitätsreserve von Systemen mit mehreren wechselrichterbasierten Ressourcen (IBRs). Der Ansatz konzentriert sich auf den Abstand zwischen stabilen und instabilen Gleichgewichtspunkten (SEP und UEP) im Betriebsbereich des Systems. Die Studie verwendet das Konzept des Verzögerungsvolumens (DV), eine Erweiterung des herkömmlichen Verzögerungsbereichs, um die Stabilitätsspanne zu quantifizieren. Ein größeres DV weist auf eine größere transiente Stabilitätsmarge hin.

Bei Multi-IBR-Systemen umfasst die Methode die Schätzung des SEP und des UEP sowie die Berechnung des Abstands zwischen ihnen, um die Stabilitätsmarge darzustellen. Dieser Ansatz wurde angepasst, um die nichtlinearen Strombegrenzungen von virtuellen Synchrongeneratoren (VSGs) zu berücksichtigen.

Wichtigste Ergebnisse:

Die wichtigsten Ergebnisse der Veröffentlichung zu fortschrittlichen Wechselrichteranwendungen für strombegrenzte netzbildende Wechselrichter umfassen:

Bewertung der transienten Stabilität:

Der Artikel stellt eine neuartige Methode zur Bewertung der transienten Stabilität in Systemen mit mehreren IBRs vor. Diese Methode nutzt das Konzept des Verzögerungsvolumens zur Quantifizierung der transienten Stabilitätsmarge und bietet damit eine umfassendere Messgröße als herkömmliche Methoden.

Auswirkungen der Strombegrenzung:

Die Studie hebt die erheblichen Auswirkungen der Strombegrenzung auf die transiente Stabilität von netzbildenden Wechselrichtern hervor. Sie zeigt, dass nichtlineare Strombegrenzungen die Stabilitätsmarge beeinträchtigen können, sodass fortschrittliche Regelungsstrategien erforderlich sind, um diese Auswirkungen zu mindern.

Regelungsstrategien:

Der Artikel schlägt Regelungsstrategien zur Verbesserung der transienten Stabilität von netzbildenden Wechselrichtern vor. Diese Strategien umfassen adaptive Regelungsmechanismen, die die Reaktion des Wechselrichters auf der Grundlage der Echtzeit-Systembedingungen anpassen.

Simulation und Validierung:

Die vorgeschlagenen Methoden und Regelungsstrategien werden durch umfangreiche Simulationen validiert, die ihre Wirksamkeit bei der Verbesserung der transienten Stabilität von Systemen mit hoher IBR-Durchdringung belegen.

Empfehlungen:

Verbesserung der IBR-Reaktion:

Es wird betont, dass die Reaktion von IBRs während und nach Störungen dringend verbessert werden muss. Dazu gehört die Verbesserung ihrer Fähigkeit, bei Großsignalereignissen, wie z. B. größeren Systemstörungen, verbunden zu bleiben und das Netz zu unterstützen.

Entwicklung alternativer Regelungsmethoden:

Das Papier schlägt die Entwicklung alternativer Regelungsmethoden für netzbildende Wechselrichter vor, um die negativen Auswirkungen der Trägheitsreaktion zu mildern und die Stabilität zu verbessern. Dazu gehören die adaptive Leistungsreferenzregelung und modifizierte q-priorisierte Strombegrenzer.

Technische Leistungsspezifikationen:

Es wird empfohlen, technische Leistungsspezifikationen für netzgekoppelte IBR-Anlagen festzulegen, um deren Fähigkeit zur Netzunterstützung zu verbessern. Dazu gehören Anforderungen an eine schnelle Frequenzantwort und einer Reaktion im Gegensystem.

Entwicklung eines Tools:

Die Studie schlägt die Entwicklung eines Tools vor, mit dem sich die transienten Stabilitätsreserven in Multi-IBR-Systemen schnell messen lassen, um die Auslegung und das Verständnis der Wechselrichterfähigkeiten zu unterstützen.

Offene Fragen:

Skalierbarkeit von Regelungsstrategien:

Es besteht Bedarf, die Skalierbarkeit der vorgeschlagenen Regelungsstrategien für netzbildende Wechselrichter in größeren und komplexeren Stromversorgungssystemen zu untersuchen. Dazu gehört auch, zu verstehen, wie

diese Regelungen unter verschiedenen Netzbedingungen und -konfigurationen funktionieren.

Integration in bestehende Systeme

Es bleiben Fragen offen, wie fortschrittliche Wechselrichter-Regelungen effektiv in die bestehende Netzinfrastruktur und die betrieblichen Praktiken integriert werden können. Dazu gehört auch die Kompatibilität mit den aktuellen Anschlussbedingungen.

Auswirkungen hoher Durchdringungsraten:

Die Auswirkungen sehr hoher Durchdringungsraten von wechselrichterbasierten Ressourcen auf die Netzstabilität und -zuverlässigkeit sind noch nicht vollständig geklärt. Es sind weitere Untersuchungen erforderlich, um zu beurteilen, wie sich diese Systeme unter extremen Bedingungen verhalten und wie sie gesteuert werden können.

Entwicklung umfassender Modelle:

Es besteht Bedarf an der Entwicklung umfassender Modelle, die das Verhalten von netzfolgenden und netzbildenden Wechselrichtern unter verschiedenen Szenarien genau simulieren können. Diese Modelle sind für die Erprobung und Validierung neuer Regelungen von entscheidender Bedeutung.

Politische und regulatorische Rahmenbedingungen:

Die Veröffentlichung hebt die Notwendigkeit aktualisierter politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen hervor, die den Einsatz und Betrieb fortschrittlicher Wechselrichtertechnologien in Stromversorgungssystemen unterstützen.

Weitere relevante Literatur zum Thema transiente Stabilität in wechselrichterdominierten Netzen umfasst Arbeiten zur Modellierung und Bewertung von Winkelstabilität auf Basis von Wide-Area-Messungen [22], zur Sensitivitätsanalyse von Stabilitätsindikatoren sowie zu Fallstudien mit hoher PV-Durchdringung [23]. Ergänzend dazu liefern analytische Verfahren zur Erkennung von Instabilitäten in netzgekoppelten Umrichterkonfigurationen [24, 25] relevante Beiträge ebenso wie Untersuchungen zur Stabilitätsverbesserung durch koordinierte Regelung von Kompensationsanlagen [26].

7 Literaturverzeichnis

- [1] P. S. Kundur und O. P. Malik, Power system stability and control, Second edition Hrsg., New York; Chicago; San Francisco; Athens; London; Madrid; Mexico City; Milan; New Delhi; Singapore; Sydney; Toronto: McGraw Hill, 2022, p. 948.
- [2] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem und V. Vittal, „Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 19, Nr. 3, p. 1387–1401, 2004.
- [3] Nikos Hatziargyriou, „PES-TR77 Technical-Report-TF Stability Definition“.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Systemstabilitätsbericht 2023“.
- [5] M. M. S. e. a. Eremia, Handbook of electrical power system dynamics: modeling, stability, and control, John Wiley & Sons, 2013.
- [6] T. Q. A. B. B. F. a. X. G. Ebrahim Rokrok, „Transient Stability Assessment and Enhancement of Grid-Forming Converters Embedding Current Reference Saturation as Current Limiting Strategy,“ *IEEE Trans. Power Syst.* 37, 2, 1519–1531. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3107959>, 2022.
- [7] X. X. a. K. Sun, „Generalized Equal Area Criterion for Transient Stability Analysis. In Connecting the grids towards a low-carbon high-efficiency energy system,“ *IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. IEEE, Piscataway, NJ, 2363–2368. DOI: <https://doi.org/10.1109/EI250167.2020.9347148>, 2020.
- [8] M. C.–M. E. P.–A. a. O. G.–B. Carlos Collados-Rodriguez, „Stability and operation limits of power systems with high penetration of power electronics,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 138, 107728, 2022.
- [9] R. P. a. J. M. Amirhossein Sajadi, „Evaluation of Suitability of Different Transient Stability Indices for Identification of Critical System States,“ 2020.
- [10] M. B. a. G. B. Uros Kerin, „Performance evaluation of indices for transient stability. In Performance Evaluation of Indices for Transient Stability,“ *IEEE*, 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2009.5281951>, 2009.

-
- [11] M. H. R. B. L. N. R. D. R. J. M. a. B. B. Si P. Me, „GPST Topic 1: Advanced inverter applications (and requirements) for current-limited grid-forming inverters.“, 2023.
- [12] W. X. D. P. B. F. Taul MG, „An Overview of Assessment Methods for Synchronization Stability of Grid-Connected Converters Under Severe Symmetrical Grid Faults.“ *EEE Trans Power Electron*, 2019.
- [13] T. M. W. H. L. Y. B. F. e. a. Wang X, „Grid-synchronization stability of converter-based resources—An overview.“ *IEEE Open J Ind Appl*, 2020.
- [14] J. Massmann, J. Schiffer, B. Weise, T. Degner, Ph. Strauß, S. Rogalla, A. Krontiris, H. Wrede, R. Schürhuber, A. Knobloch, R. Tretter, W. Fischer, M. Dokus, N. Klötzl, T. Wippenbeck, *Themenpapier der Roadmap Systemstabilität, AG3 – Resonanzstabilität, Winkelstabilität und Kurzschlussstrom*.
- [15] VVVPKRM, „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes“.
- [16] N. Kalloe, J. Bos, J. Rueda Torres, M. van der Meijden und P. Palensky, „A Fundamental Study on the Transient Stability of Power Systems with High Shares of Solar PV Plants.“ *Electricity*, Bd. 1, Nr. 1, p. 62–86, 2020.
- [17] J. Đaković, M. Krpan, P. Ilak, T. Baškarad, I. Kuzle, „Impact of wind capacity share, allocation of inertia and grid configuration on transient RoCoF: The case of the Croatian power system.“ Bd. 2020.
- [18] H. L. D. Scheifele, „Analysis of transient stability of generator groups in the future power system“. *21st Wind & Solar Integration Workshop 2022..*
- [19] Ph. Strauss, Th. Degner, et al., *NETZREGELUNG 2.0 – Regelung und Stabilität im Stromrichter-dominierten Verbundnetz Öffentlicher Schlussbericht*.
- [20] M. Nuschke, *Frequenzstabilität im stromrichterdominierten Verbundnetz*, Fraunhofer Verlag Hrsg.
- [21] K. Vennemann, T. Hennig, E. Grebe und W. Winter, „Systemic Issues of Converter-based Generation and Transmission Equipment in Power Systems.“ Nr. 17. Wind Integration Workshop, 2018.
- [22] B. Badrzadeh und Z. Emin, Hrsg., *Power System Dynamic Modelling and Analysis in Evolving Networks*, 1st ed. 2024 Hrsg., Cham: Springer Nature Switzerland;Imprint Springer, 2024, p. 389.

-
- [23] A. Chandra, A. Kumar Pradhan, „Model-free angle stability assessment using wide area measurements,“ Nr. Elsevier, International Journal of Electrical Power & Energy Systems.
- [24] F. G.-L. A. Shrestha, „Parametric sensitivity analysis of rotor angle stability indicators: Simulation case,“ Nr. Elsevier, Energy Reports, Volume 8, Supplement 1, April 2022, Pages 727-735.
- [25] in *Impact of High PV Penetration on Transient Stability – a Case Study on the U.S. ERCOT System*, 2020.
- [26] M. Rajabi Nasab, H. Yaghobi, „An Analytical method for detecting instability in grid-connected doubly-fed induction generator“.
- [27] A. D. S. Dahat, „Rotor angle stability improvement by coordinated control of SVC and SSSC controllers,“ Nr. Elsevier, The 3rd International Conference on Power and Electrical Engineering (ICPEE 2022).