



Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

- ENSURE Phase 2 –

Teilvorhaben: Assistenzsysteme in Verteilnetzen

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Abschlussbericht

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03SFK1R0-2 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Laufzeit: 01.02.2020 – 31.01.2023 (Verlängert bis 31.12.23)
Projektpartner: Technische Universität Ilmenau (TUIL)

Autoren
Johannes Kayser
Dr.-Ing. Steffen Schlegel
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Inhaltsverzeichnis

1	TEIL I - KURZDARSTELLUNG DES PROJEKTS	3
2	TEIL II - EINGEHENDE DARSTELLUNG - ASSISTENZSYSTEMKONZEPTE	4
2.1	Dynamic Security Assessment im Verteilnetz	4
2.1.1	Motivation	4
2.1.2	Methodik zur dynamischen Netzsicherheitsbewertung	5
2.1.3	Modellierung der Simulationsumgebung	10
2.1.4	Numerische Fallstudie zu Stabilitätsproblemen in der 110 kV-Ebene	12
2.1.5	Validierung des DSA-Konzepts	15
2.1.6	Fazit und Zusammenfassung	17
2.2	Adaptive dynamische Netzreduktion	18
2.2.1	Methoden zur Netzreduktion eines dynamischen Systems	18
2.2.2	Vorgehensweise für ein Adaptives dynamisches Übertragungsnetzäquivalent	19
2.2.3	Proof of Concept	21
2.2.4	Zusammenfassung und Fazit	26
2.3	Präventive Evaluation funktionsfähiger Inselnetzabschnitte	26
2.3.1	Anwendungsfälle für den geplanten Inselnetzbetrieb	26
2.3.2	Methodik zur Bewertung der Inselnetzfähigkeit	28
2.3.3	Inselnetzbewertung auf Basis statischer Netzberechnung	29
2.3.4	Inselnetzbewertung auf Basis dynamischer Untersuchungen	30
2.3.5	Fallstudie zur Bestimmung des notwendigen Grid-Forming Anteils in einem Netzabschnitt	32
2.3.6	Vorbereitung detektierter Netzabschnitte auf den Inselnetzbetrieb	34
2.3.7	Zusammenfassung und Ausblick	35
3	PROJEKTERWEITERUNG - AUTONOMES VERTEILNETZ	36
3.1	Einschätzung der Autonomiestufen des VDE-Impulspapiers	36
3.2	Treiber für die Automatisierung von Prozessen der Netzbetriebsführung	37
3.3	Erreichen einer höheren Autonomiestufe anhand einer Beispielfunktion	38
3.4	Zusammenfassung und Ausblick	40
4	REFERENZEN	41
5	ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS	44

1 Teil I - Kurzdarstellung des Projekts

1. Aufgabenstellung

Ziel ist es, ein Assistenzsystem zu entwickeln, das mit informativen, präventiven, korrektiven und kurativen Maßnahmen die Flexibilität und Sicherheit des Schutz- und Netzsystems verbessert. Hierfür muss das Assistenzsystem mit einer dynamischen Netzsicherheitsrechnung in der Leitwarte gekoppelt werden, um eine höchstmögliche Genauigkeit und realitätsnahe Anwendung zu gewährleisten. Abschließend führen integrierte Analysen der stationären und dynamischen Systemkriterien beim Störungsmanagement sowie ein aktives System-Monitoring samt Bewertung des Systemzustandes zu einer deutlichen flexibleren und sichereren Betriebsweise.

2. Planung und Ablauf des Vorhabens

Die ersten 12 Monate des Vorhabens wurden zur Konzeptionierung verschiedener Assistenzsystemansätze geplant und genutzt. In diesem Rahmen konnte mit der Konzeptionierung von drei Assistenzsystemen für die Verteilnetzebene der MS2.4.1 erfolgreich abgeschlossen werden. Im weiteren Verlauf wurden diese Ansätze konkretisiert und numerisch im Rahmen eines Proof-of-Concept validiert und entsprechend ausgewertet. Zusätzlich wurden mit den TP2.4 zugehörigen Partnern Konzepte für die Integration von Assistenzsystemen in eine Leitwartenumgebung erarbeitet. Dabei fand insbesondere, dass durch den Partner Siemens eingeführte Konzept der SingleSource-of-Truth (SSoT) Anwendung. Weiterhin wurden die Zeitbereiche/Kommunikationsintervalle festgelegt und mögliche Anwendungsfälle diskutiert. Der Datenaustausch wurde beispielhaft umgesetzt und getestet. Damit konnte der MS2.4.4 erfolgreich umgesetzt werden. In einer Verlängerungsphase (M37-M42) wurde zudem die Thematik der Netzautonomie zur Erfassung des aktuellen Stands, der Weiterentwicklung und Gap Analyse dieser Thematik eingeführt. Damit konnte der MS2.4.8 der Verlängerungsphase erfolgreich abgeschlossen werden.

3. Wesentliche Ergebnisse

Sämtliche im Vorhaben betrachteten Assistenzfunktionen waren auf die Analyse und Abbildung der Verteilnetzdynamik fokussiert. Dabei galt zu untersuchen, inwiefern sich das verändernde dynamische Netzverhalten auf den Verteilnetzbetrieb auswirkt und wie man etwaigen Auswirkungen begegnen kann. Obwohl sich in den Untersuchungen gezeigt hat, dass die Auswirkungen auf den Verteilnetzbetrieb selbst bei großen Änderungen der dynamischen Netzeigenschaften eher gering ausfallen, konnten Potenziale und Anwendungsfälle für einzelne Assistenzsysteme ermittelt werden. Während ein dringender Bedarf der Berücksichtigung des dynamischen Netzverhaltens widerlegt wurde, können insbesondere Monitoringsysteme (z.B. Distribution Grid Dynamic Security Assessment) dazu beitragen, die betriebliche Effizienz der Netze zu erhöhen und die Versorgungssicherheit zu verbessern. Zusätzlich bietet der Einbezug dynamischer Netzeigenschaften die Möglichkeit, neue Stellmöglichkeiten und Freiheitsgrade (z.B. geplante Netzinselungen bzw. Detektion nicht abschaltbarer Netzabschnitte) zu aktivieren.

2 Teil II - Eingehende Darstellung - Assistenzsystemkonzepte

Ein Assistenzsystem für den Betrieb elektrischer Netze unterstützt den Betriebsführer bei Entscheidungsfindungen in komplexen Situationen. Soweit dabei die Anzahl der zu verarbeitenden Informationen, die Anzahl an Aktionen in einer vorgeschriebenen Zeit oder die Abschätzung der Auswirkung des Handelns seine kognitiven Fähigkeiten überbeansprucht, antizipiert das Assistenzsystem das Einzelhandeln. Der Betriebsführer trifft damit zunehmend strategische Entscheidungen.

In diesem Kapitel werden die im Rahmen von ENSURE – Phase 2 untersuchten Assistenzsystemkonzepte für den Verteilnetzbetrieb untersucht. Die beschriebenen Konzepte sind mit Fokus auf die Hochspannungsebene entwickelt wurden, da die unterlagerte Mittel- und Niederspannungsebene mittelfristig aufgrund mangelnder Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit nicht oder nur eingeschränkt für einen Assistenzsystemeinsatz geeignet sind.

Die im Folgenden beschriebenen Konzepte fokussieren sich darüber hinaus auf die sich verändernde und zunehmend fluktuierende Netzdynamik der Hochspannungsnetze. Diese Entwicklung wird vor allem durch eine sinkende Kurzschlussleistung aufgrund zunehmender Umrichterdruchdringung, der Verlagerung der Erzeugungsleistung von der HöS- in die HS-Ebene, sowie sinkender Verfügbarkeit von Blindleistung geprägt. Zudem wird davon ausgegangen, dass EE-Anlagen die Erzeugungslandschaft dominieren werden. Dadurch verändert sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks sowie die Lokation der Energieerzeugung stetig, welches eine kontinuierliche Veränderung der dynamischen Netzeigenschaften mit sich zieht.

Um all diese Effekte berücksichtigen und beherrschen zu können, werden im folgenden 3 Assistenzsystemkonzepte vorgestellt, die als Entscheidungshilfen Analysen hinsichtlich der dynamischen Netzeigenschaften durchführen.

2.1 Dynamic Security Assessment im Verteilnetz

Das Dynamic Security Assessment (DSA) ist ein Ansatz zur Bewertung der Netzrobustheit im Übertragungsnetz hinsichtlich vielfältiger Faktoren und ist in [1] beschrieben. Die hier beschriebene Untersuchung soll die Funktionalität und den Mehrwert des DSA-Einsatzes in der Verteilnetzebene aufzeigen.

2.1.1 Motivation

Die zunehmende Umrichterdruchdringung der Verteilnetze führt zu einer Ausprägung von umrichterbasierten Stabilitätsphänomenen. Diese lassen sich wie folgt kategorisieren:

Tab. 2.1 Übersicht der Stabilitätsphänomene in Verteilnetzen

Stabilitätsphänomen	Bereits beobachtet?	Auswirkung auf Stabilität?
Hochfrequente Schwingungen	Ja [2]	Hoch
Niederfrequente, sub-synchrone Schwingungen	Ja [3]	Hoch
PLL-Synchronisationsfehler	Nein	Hoch
FRT-Performancefehler	Nein	Hoch
Spannungsregler-Interaktionen	Nein	niedrig

Hochfrequenzschwingungen werden durch die Wechselwirkungen der schnellen Innenstromregelkreise mit passiven Systemkomponenten [4] oder mit anderen, elektrisch eng verbundenen Wechselrichtern [5], [6] angeregt. Diese hochfrequenten Wechselwirkungen können zur sogenannten

„Harmonischen Instabilität“ führen und sind in der Literatur ein häufig diskutiertes Thema [2], [7]–[10]. Während nach [11] nur wenige Berichte realer Stabilitätsprobleme aufgrund hochfrequenter Wechselwirkungen existieren, kann sich dieses Phänomen in einer Abschaltung betroffener Umrichter äußern [12].

Niederfrequente, sub-synchrone Schwingungen werden durch die Wechselwirkungen zwischen den äußeren Regelkreisen der Umrichter (Spannungs- und Leistungsregelkreise) und dem Wechselstromnetz hervorgerufen [7], [13], [14]. Auch der Phasenregelkreis (PLL) von Umrichtern kann an der Entstehung und Aufrechterhaltung dieser Schwingungen beteiligt sein [13]. Niederfrequente, subsynchrone und nahezu synchrone Schwingungen sind in schwachen Netzen vorherrschend, in denen ein hoher Leistungsexport, eine niedrige Spannung und ungünstige PLL-Parameter das Auftreten dieser Schwingungen begünstigen [13]. Die Schwingungen können bei niedriger Kurzschlussleistung zur Instabilität führen.

PLL-Synchronisationsfehler sind das Versagen der Fähigkeit eines PLL-basierten Umrichters, bei kleinen und großen Störungen mit dem Netz synchronisiert zu bleiben [15], [16]. Diese Form der Stabilität ist von großer praktischer Bedeutung, da dies zu Beschädigung oder zum Ausfall von Geräten führen kann.

Fault Ride Through Performancefehler bezeichnet die Anlagenunterstützung zur Aufrechterhaltung der Systemspannung während eines Fehlers. Stabilitätsprobleme ergeben sich dann, wenn der zugehörige Regelkreis zum FRT-Betrieb nicht aktiviert wird oder unzureichend mit Begrenzungen und Schutzeinrichtungen abgestimmt ist. In diesem Fall würde das Netz nicht genügend unterstützt werden.

Spannungsregler-Interaktionen können durch eine dezentral verteilte und unzureichend abgestimmte Spannungsregelung durch Umrichter im Netz entstehen. Während in Computermodellen dadurch Instabilitäten erzeugt werden konnten, sind nach [17], [18] die Betriebsgrenzen in realen Netzen kaum zu erreichen. Dadurch hat dieses Stabilitätsphänomen nur eine untergeordnete Bedeutung.

Bisher war die Wahrung der Netzstabilität vor allem Systemführungsaufgabe des ÜNBs. Da sich jedoch zukünftig die sinkende Kurzschlussleistungen im ÜN sowie eine hohe Umrichterdurchdringung im Verteilnetz auf die Robustheit heutiger Verteilnetze auswirken kann, kann ein Stabilitätsmonitoring essentiell für einen sicheren Betrieb sein. Während mit dem DSA bereits geeignete Ansätze für die ÜN-Ebene existieren, stellen sich für den Einsatz im Verteilnetz folgende Fragen:

- *Wirkt sich die unterschiedliche Netzcharakteristik der HS- und HöS-Ebenen auf die Funktionalität eines DSA aus? Welche Anpassungen müssen vorgenommen werden?*
- *Welcher Nutzen ergibt sich aus dem Einsatz einer DSA in der Hochspannungsebene?*

2.1.2 Methodik zur dynamischen Netzsicherheitsbewertung

In diesem Abschnitt wird eine DSA-Methodik aus [1] eingeführt, die zur Bewertung der dynamischen Robustheit des Übertragungsnetzes entwickelt wurde. Änderungen, die sich für den Einsatz in der Verteilnetz-Hochspannungsebene ergeben, werden entsprechend mit aufgeführt.

Der Ansatz aus [1] basiert auf einer Zeitreihensimulation zum Erhalt der System-Trajektorie, nachdem ein Netz einem kritischen Event ausgesetzt wurde. Die aufbauenden Bewertungsmethoden können in die drei Bereiche „Transiente Stabilität“, „Kleinsignalstabilität“ sowie „Dynamische Performance“ unterteilt werden. Unter dynamischer Performance wird hier die Spannungsstabilität, die Frequenzstabilität sowie die Auslastung von Netzkomponenten verstanden. Diese müssen sich stets innerhalb definierter Grenzen bewegen und unterliegen Zeitbereichen und Gradienten, die im Grid Code definiert sind. Transiente Stabilität beschreibt die Bewegung der System-Trajektorie innerhalb eines

sogenannten „Potential Energy Boundary Surface“ (PEBS), also dem Netz- und netzzustandsspezifischen Stabilitätsraum. Kommt die System-Trajektorie der PEBS-Grenze zu nahe, werden Gegenmaßnahmen identifiziert, die das Systemverhalten anpassen. Informationen zur Kleinsignalstabilität werden mittels Eigenwertanalyse der Simulationsergebnisse gewonnen. Der strukturelle Ablauf der DSA ist in Abb. 2.1 dargestellt.

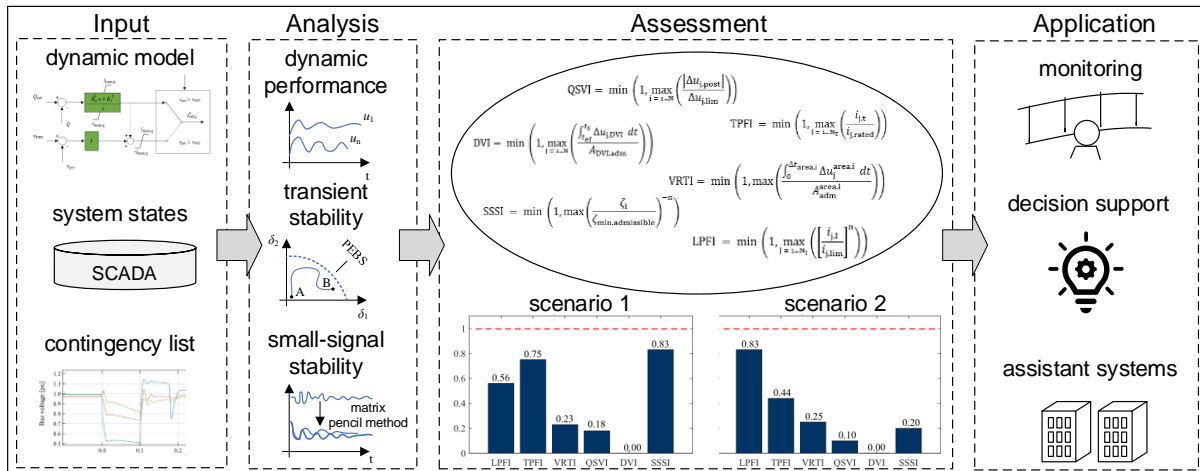


Abb. 2.1 Schematische Darstellung der DSA-Prozesskette

Die Ergebnisse der verschiedenen Untersuchungsverfahren werden anschließend mittels diverser Indikatoren bewertet. Mögliche Indikatoren sind in [1] vorgestellt und in Tab. 2.2 aufgelistet.

Tab. 2.2 Überblick über Sicherheitskriterien und zugehörige Performance Indizes [1]

Security criterion	Index	Description
Small-signal stability	Small-Signal Stability Index (SSSI)	Relates the damping of each oscillation mode ζ_i to the minimum acceptable damping $\zeta_{\min,admissible}$
Transient stability	Energy Margin Index (EMI)	Relates the energy margin EM to the minimum admissible energy margin $EM_{\min,adm}$
	Angle Index (AI)	Relates each generator load angle $\delta_{j,load}$ to the maximum permissible load angle $\delta_{load,max}$ [19]
Frequency stability	Maximum Frequency Deviation Index (MFDI)	Relates each generator frequency deviation $\Delta f_{j,max}$ to the maximum permissible frequency deviation Δf_{max} [20]
	Frequency Recovery Time Index (FRTI)	Relates the maximum frequency recovery time of each generator $t_{FRi,max}$ to the maximum admissible frequency recovery time $t_{FR,adm}$ [20][21]
	Frequency Gradient Index (FGI)	Relates each generator frequency gradient G_j to the maximum allowed frequency droop G_{max}
Voltage stability	Dynamic Voltage Index (DVI)	Quantifies the transient voltage behaviour of a specific node Δu_j by comparing the voltage deviation area with the admissible area $A_{DVI,adm}$ [20][21]
	Quasi Stationary Voltage Index (QSVI)	Quantifies the voltage deviation at specific nodes $\Delta u_{j,post}$ to the maximum admissible voltage deviation $\Delta u_{j,lim}$ [22]
	Voltage Ride Through Index (VRTI)	Relates the voltage behaviour at generation nodes to the fault-ride-through requirements
Power flow limits	Line Power Flow Index (LPFI)	Relates the power flow through each line P_{pj} to the maximum admissible power flow given by $P_{j,lim}$ [20][21]

	Load Shedding Index (LSI)	Relates disconnected loads P_{shed} to total power demand P_{total} [22]
	Transformer Power Flow Index (TPFI)	Relates each transformer loading $P_{j, transformer}$ to the permissible transformer loading $P_{j, transformer, rated}$

Die Ergebnisse der aufgeführten Indizes werden anschließend unter Verwendung eines Fuzzy Inference Systems in einen einzigen Performance-Index aggregiert, der einen Wert zwischen 0 und 1 annehmen kann [1]. Ein Wert von 1 beschreibt dabei den kritischsten Zustand bezüglich der dynamischen Stabilität.

Um diese Bewertungsmethodik für die Hochspannungsebene adaptieren zu können, müssen zunächst geringfügige Anpassungen vorgenommen werden. Zunächst wird die Bewertung der Frequenzstabilität vernachlässigt, da der Ausfall einer Erzeugungseinheit in einem Verteilungsnetz keine spürbaren Auswirkungen auf die Netzfrequenz hat. Außerdem wird die Bewertung der transienten Stabilität vernachlässigt. Ansätze zur Bewertung der transienten Stabilität beruhen in der Regel auf Methoden wie einer transienten Energiefunktionen, die Lyapunov-Funktionen des Systems sind [23]–[25]. Konventionelle Zeitbereichssimulationen können nur die dynamische Instabilität vorhersagen, nicht aber die Stabilitätsspanne [24], [26]. Bis heute gibt es jedoch keinen etablierten Ansatz für die quantitative Bewertung der transienten Stabilität in einem umrichterdominierten Netz [27], [28]. Lyapunov-Funktionen für umrichterdominierte Netze scheinen der vielversprechende Ansatz zu sein, allerdings ist die Konstruktion von Lyapunov-Funktionen für umrichterdominierte Stromversorgungssysteme ein eigenes und relativ neues Forschungsthema [27], [28], das für diese Untersuchungen ausgeklammert wird. Für die verbleibenden Untersuchungskriterien wurden folgende Indizes verwendet:

Kleinsignal-Stabilitätsindex (SSSI)

Dieser Index quantifiziert die Fähigkeit des Netzes, kleinen Störungen zu widerstehen. Die Kleinsignalstabilität des Netzes wird durch Überwachung der Dämpfung der Eigenwerte bewertet. Es wird davon ausgegangen, dass kritische Schwingungsmoden und ihre Wechselwirkungen eine Bedrohung für die Sicherheit des Netzes darstellen [1]. Die Dämpfung der Schwingungsform i_{th} wird mit ζ_i bezeichnet. Der SSSI wird nach [1] wie folgt berechnet:

$$SSSI = \min \left(1, \max \left(\frac{\zeta_i}{\zeta_{min, admissible}} \right)^{-n} \right) \quad \text{Gl. 2.1}$$

wobei n die Indexempfindlichkeit bezeichnet, die angepasst werden kann, um den Verlauf des Indexes zu verändern. Typische Werte für $\zeta_{min, admissible}$ liegen im Bereich von 3-5 % und n wird üblicherweise auf 1,36 gesetzt [1].

Line Power Flow Index - LPFI

Der LPFI setzt den Leistungsfluss über eine Leitung im Zustand nach der Störung in Beziehung zum maximal zulässigen Leistungsfluss der jeweiligen Leitung. Der Leistungsfluss kann aufgrund von thermischen, dynamischen oder stationären Stabilitätsbeschränkungen begrenzt sein [20]. Abweichend dazu wird der Index in dieser Betrachtung auf der Grundlage des Stromflusses und nicht des Leistungsflusses formuliert. Der Index wird durch die folgende Formel definiert:

$$LPFI = \min \left(1, \max_{j=1..N_l} \left(\left[\frac{i_{j,l}}{i_{j,lim}} \right]^n \right) \right) \quad \text{GL. 2.2}$$

wobei $i_{j,l}$ der Strom ist, der durch die Leitung j im Zustand nach der Störung fließt. Der maximal zulässige Leitungsstrom wird mit $i_{j,lim}$ bezeichnet.

Transformer Power Flow Index - TPFi

Der TPFi überwacht ausschließlich die Belastung der im Netz installierten Transformatoren. Auch hier wird der Auslastungsvergleich über die Ströme definiert statt über die Leistungen wie in [1] beschrieben. Der Index setzt den Strom, der durch den Transformator j fließt, in Beziehung zum Transformatornennstrom $i_{j, \text{rated}}$. Im Vergleich zu Hochspannungsleitungen kann die Überlastung eines Transformators in kurzer Zeit zu schweren Schäden an der Anlage führen. Um dieser Besonderheit von Transformatoren Rechnung zu tragen, wird der TPFi verwendet, der sich wie folgt zusammensetzt:

$$\text{TPFi} = \min \left(1, \max_{j=1 \dots N_t} \left(\frac{i_{j,t}}{i_{j, \text{rated}}} \right) \right). \quad \text{Gl. 2.3}$$

Quasistationärer Spannungsindex - QSVI

Dieser Index quantifiziert die Erholung der Busspannung im Zustand nach der Krise, indem er die Spannungsabweichung am Ende der Einschwingphase $\Delta u_{j, \text{post}}$ mit der maximal zulässigen Spannungsabweichung in Beziehung setzt, die mit $\Delta u_{j, \text{lim}}$ bezeichnet wird [22]:

$$\text{QSVI} = \min \left(1, \max_{j=1 \dots N} \left(\frac{|\Delta u_{j, \text{post}}|}{\Delta u_{j, \text{lim}}} \right) \right) \quad \text{Gl. 2.4}$$

wobei $\Delta u_{j, \text{lim}}$ und $\Delta u_{j, \text{post}}$ als bezogene Größen definiert sind. Typische Werte von $\Delta u_{j, \text{lim}}$ sind 7 % für 500-kV-Knoten und 10 % für 220-kV-Knoten [22]. Der Index wird für alle Knoten im Netz angewendet.

Dynamischer Spannungsindex - DVI

Der DVI quantifiziert das transiente Spannungsverhalten von Knoten, indem er die Spannungsabweichungsfläche unter dem unteren Ende des Spannungsbandes $u_{j, \text{min}, \text{adm}}$ schätzt und sie mit der zulässigen Fläche $A_{\text{DVI}, \text{adm}}$ vergleicht [20]. Der DVI ist wie folgt definiert:

$$\text{DVI} = \min \left(1, \max_{j=1 \dots N} \left(\frac{\int_{t_{\text{ef}}}^{t_s} \Delta u_{j, \text{DVI}} dt}{A_{\text{DVI}, \text{adm}}} \right) \right) \quad \text{Gl. 2.5}$$

wobei $\Delta u_{j, \text{DVI}}$ die zeitliche Spannungsabweichung am Knoten j in Bezug auf $u_{j, \text{min}, \text{adm}}$ bezeichnet:

$$\Delta u_{j, \text{DVI}} = \begin{cases} u_{j, \text{min}, \text{adm}} - u_j & \text{if } u_{j, \text{min}, \text{adm}} \geq u_j \\ 0 & \text{if } u_{j, \text{min}, \text{adm}} < u_j \end{cases}. \quad \text{Gl. 2.6}$$

Die Grenzen der Integration $[t_s, t_{\text{ef}}]$ in Gl. 2.5 sind die Entstörungszeit t_{ef} und die Simulationszeit t_s . In Abb. 2.2 ist die Berechnung des DVI beispielhaft dargestellt. Die zulässige Fläche $A_{\text{DVI}, \text{adm}}$ lässt sich dabei aus der im Grid-Code definierten Grenzkurve ableiten. Der DVI ist auf alle Knoten im Netz angewendet, mit Ausnahme der Generatorknoten, auf die stattdessen der VRTI angewendet wird.

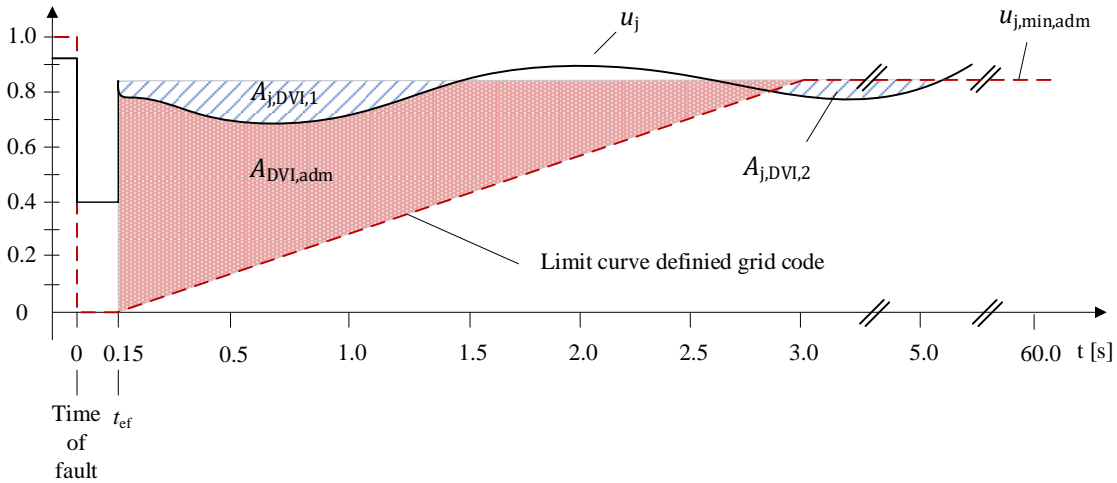


Abb. 2.2 Schematische Abbildung des DVI-Ansatzes nach [1]

Voltage Ride Through Index - VRTI

Dieser Index quantifiziert das transiente Spannungsverhalten während des Fehlers und im Zustand nach dem Fehler an jedem Erzeugungsknoten [1]. Für im Netz installierte Erzeugungseinheiten sind FRT-Anforderungen in der zugehörigen TAR definiert, sodass bestimmte Spannungseinbrüche ausgehalten werden müssen. Der VRTI überwacht das transiente Spannungsverhalten an den Erzeugungsknoten, um quantitative Daten über das tatsächliche und das begrenzende Spannungsmuster während und nach der Störung zu erhalten. Zu diesem Zweck wird die von der Spannungsabweichung Δu_j erfasste Fläche mit der Referenzfläche verglichen, die durch die jeweiligen FRT-Anforderungen definiert ist. Der VRTI wird durch die folgende Formel definiert [1]:

$$\text{VRTI} = \min \left(1, \max \left(\frac{\int_0^{\Delta t_{\text{area},i}} \Delta u_j^{\text{area},i} dt}{A_{\text{adm}}^{\text{area},i}} \right) \right) \quad \text{Gl. 2.7}$$

wobei $\Delta t_{\text{area},i}$ die zur jeweiligen Bezugsfläche $A_{\text{area},i}$ gehörende Zeit bezeichnet. Die transiente Spannungsabweichung für die jeweiligen Flächen $\Delta u_{\text{area},i}$ wird wie folgt berechnet:

$$\Delta u_j^{\text{area},i} = \begin{cases} \infty & , \text{ if } u_j < u_{\text{min,adm}}^{\text{area},i} \\ u_{\text{min,adm}}^{\text{band}} - u_j & , \text{ if } u_{\text{min,adm}}^{\text{area},i} < u_j < u_{\text{min,adm}}^{\text{band}} \\ 0 & , \text{ if } u_j \geq u_{\text{min,adm}}^{\text{band}} \end{cases} \quad \text{Gl. 2.8}$$

wobei $u_{\text{min,adm}}^{\text{band}}$ das minimale Spannungsband gemäß der FRT-Grenzkurve bezeichnet und $u_{\text{area},i}$ bezeichnet die untere Spannungsgrenze in dem jeweiligen Bereich der FRT-Grenzkurve. Der Bezugsbereich $A_{\text{area},i}$ kann mit der folgenden Formel berechnet werden [1]:

$$A_{\text{adm}}^{\text{area},i} = (u_{\text{min,adm}}^{\text{band}} - u_{\text{min,adm}}^{\text{area},i}) \cdot \Delta t_{\text{area},i} \quad \text{Gl. 2.9}$$

Abb. 2.3 zeigt die schematisch illustrierte Berechnung des VRTI. Es ist zu beachten, dass der VRTI nur für Erzeugungsknoten anwendbar ist, da nur dort FRT-Anforderungen definiert sind.

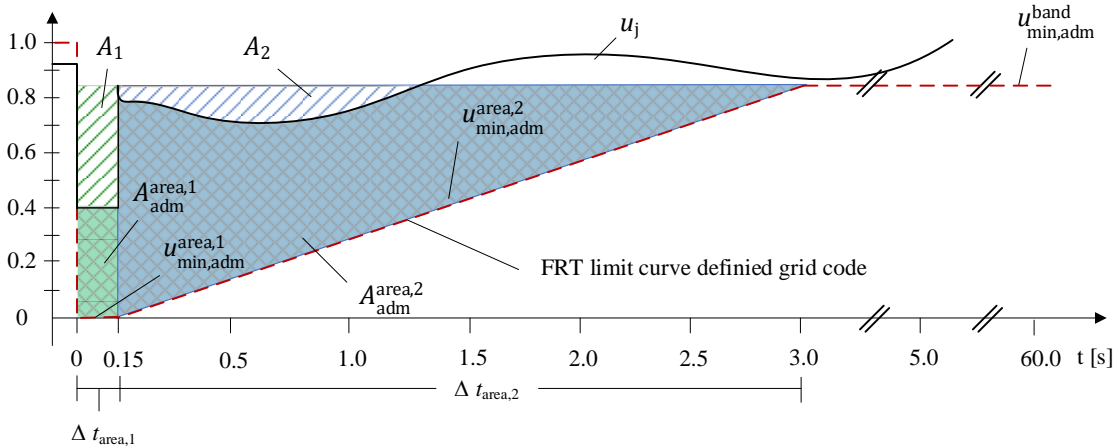


Abb. 2.3 Schematische Abbildung des VRTI-Ansatzes nach [1]

In Tab. 2.3 sind die verwendeten Sicherheitsindizes/DSA-Indizes zusammengefasst und typische Werte angegeben.

Tab. 2.3 Übersicht der in dieser Untersuchung verwendeten DSA-Bewertungsindizes

Security criterion	Index	Limits associated	Typical values	How to define admissible values?
Small-signal stability	SSSI	$\zeta_{\min, \text{admissible}}$	3 – 5 %	By experience or knowledge of network
Power flow limits	TPFI	$i_{j, \text{rated}}$	Transformer current rating	Manufacturer
	LPFI	$i_{j, \text{lim}}$	Power line current rating	Manufacturer
Voltage stability	QSVI	$\Delta u_{j, \text{lim}}$	5 – 10 %	By experience or knowledge of network
	DVI	$A_{\text{DVI}, \text{adm}}$	Individual	Grid code
	VRTI	$A_{\text{adm}}^{\text{area}, i}$	Individual	Grid code

Die aufgeführten Indizes werden nun anhand dynamischer Simulationen im nachfolgend beschriebenen Netzmodell angewandt, um die Fragen nach Funktionalität und Mehrwert einer Verteilnetz-DSA beantworten zu können.

2.1.3 Modellierung der Simulationsumgebung

Als Referenzmodell wurde das HV-Rural-22Bus-Netzwerk aus [29] gewählt. Dieses Modell beschreibt ein statisches 110 kV Netzmodell, welches repräsentativ für deutsche 110 kV-Flächennetze ist. Um eine geeignete Untersuchungsumgebung zu erhalten, wurden einige der Erzeugungseinheiten durch eine umrichterbasierte Einspeisung ersetzt. Dadurch können einerseits Netzzustände von Netzen mit hohem EE-Anteil als auch die Effekte und Einflüsse, die aus der Umrichterdynamik resultieren untersucht werden. Die statischen Parameter können dem Modell aus [29] entnommen werden.

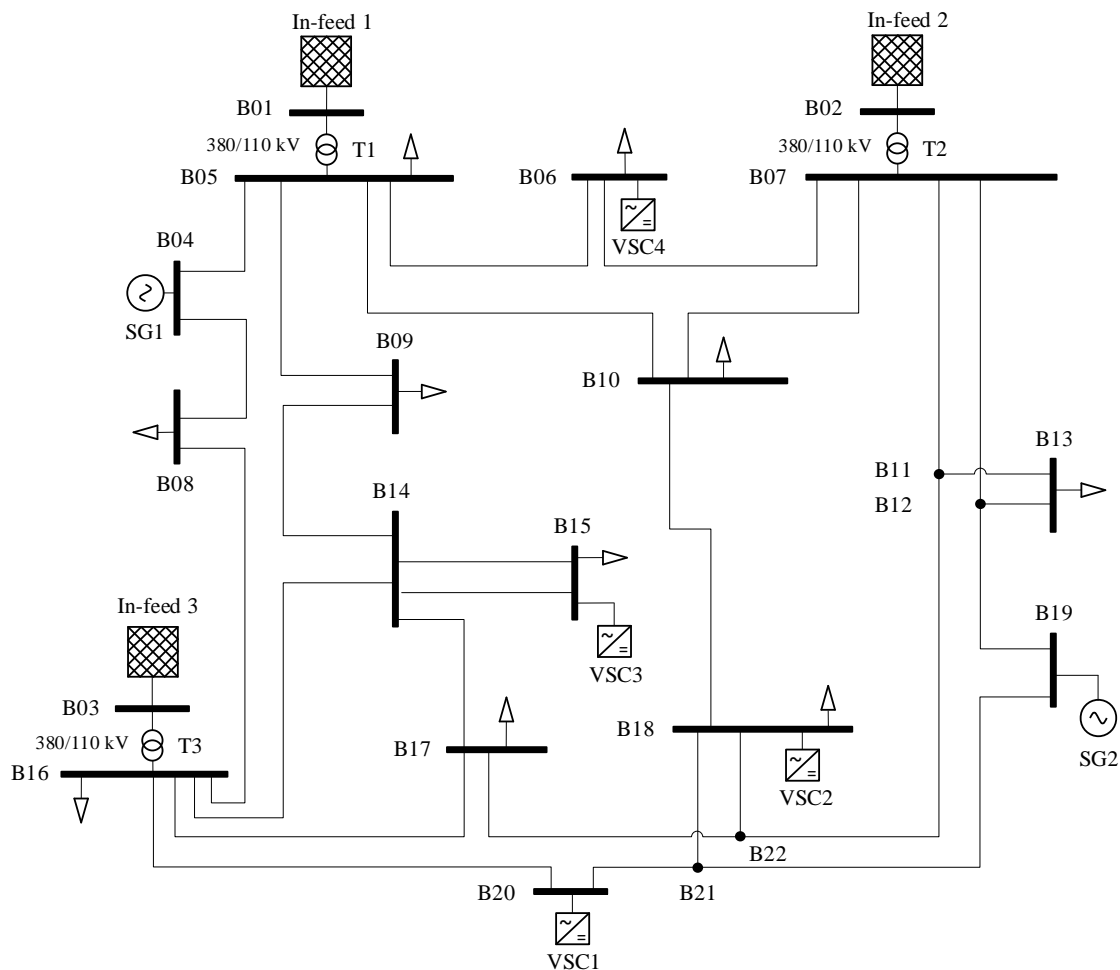


Abb. 2.4 Single-line Diagramm des Referenzmodells aus [29]

Zur Dynamisierung des Netzmodells wurden differentialgleichungsbasierte RMS-Standardmodelle herangezogen. Das FRT-Verhalten der Umrichter wurde entsprechend der Beschreibung aus [30] umgesetzt. Das Synchronmaschinenmodell entspricht einem Modell 3. Ordnung, sodass diverse Dämpfungsregelungen vernachlässigt wurden. Die Lasten wurden durch Verwendung einer konstanten Impedanz als statische Lasten modelliert und die externen Netzäquivalente entsprechen einer starren Spannungsquelle hinter einer Netzzinnenimpedanz.

2.1.3.1 Untersuchungsszenarien

Szenario 1 kann als Basisszenario betrachtet werden, welches für die übrigen Szenarien nach und nach weiter geschwächt wird, indem die Kurzschlussleistung und Spannung an den NVPs reduziert wird oder Betriebsmittel deaktiviert werden.

In Szenario 1 wird von einer Starklastsituation ausgegangen, bei der die Lasten vor allem aus den Netzäquivalenten des überlagerten Netzes gespeist werden. Die Kurzschlussleistung an den Netzverknüpfungspunkten entspricht hierbei den Modellparametern aus [29] und alle Assets des Netzmodells sind verfügbar.

In Szenario 2 wurde zunächst der Verknüpfungspunkt 3 entfernt, um den unterstützenden Beitrag des Übertragungsnetzes im Fehlerfall zu reduzieren. Weiterhin dominiert hier die punktuelle erneuerbare Einspeiseleistung, repräsentiert durch die VSC-Umrichter im Netzmodell der Abb. 2.4.

Für Szenario 3 wurde die Leitung B08 – B16 entfernt, sowie die Kurzschlussleistung an den Netzverknüpfungspunkten 1 und 2 auf 0.75 pu reduziert. Netzverknüpfungspunkt 3 wurde analog zum Szenario 2 entfernt. Die Übertragungsnetzseitige Spannung an den NVPs entspricht 0.9 pu. Damit wird ein geschwächtes Übertragungsnetz repräsentiert, das ggü. Szenario 2. eine weiter reduzierte Unterstützungswirkung für Fehler im Verteilnetz aufweist.

2.1.4 Numerische Fallstudie zu Stabilitätsproblemen in der 110 kV-Ebene

Zunächst wird die Stabilität eines umrichterdominierten Hochspannungsnetzes unter den in Kap. 2.1.3.1 beschriebenen verschiedenen Testszenarien bewertet. Ziel ist es, anhand von Zeitbereichssimulationen zu untersuchen, ob kritische Ereignisse zu einer Instabilität der im Netz installierten VSC führen können. Anschließend werden diese kritischen Szenarien zur Validierung der Funktionalität der vorgestellten DSA-Methode verwendet.

2.1.4.1 Stabilitätsuntersuchung - Szenario 1

Im Szenario 1 wurden Bedingungen vorgegeben, die einem robusten gut ausgebautem Netz entsprechen. Während des Normalbetriebs wird nun ein 3-phasiger Kurzschluss auf der Leitung B20-B21 eingeschaltet mit anschließender Abschaltung der Leitung. Dieser Fehler repräsentiert ein kritisches Szenario, welches zu einer verhältnismäßig hohen Anregung des Netzes führt. Während dieser Anregung ist vor allem der Beitrag von VSC 1 am Knoten B20 relevant, da dieser im FRT-Modus eine stabilisierende Wirkung besitzt. Nachfolgend ist das Verhalten des Umrichters VSC 1 während dieses Ereignisses dargestellt.

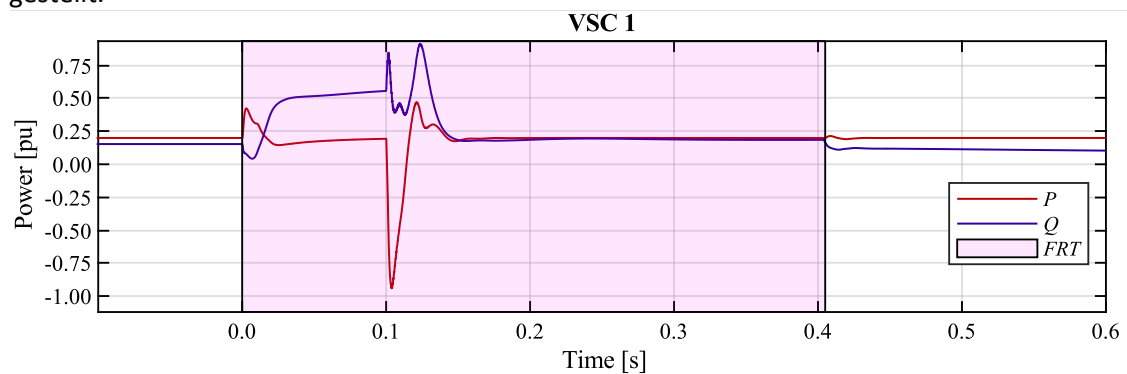


Abb. 2.5 Wirk- und Blindleistungsverläufe von VSC 1 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Szenario 1)

Abb. 2.5 zeigt den Wirk- und Blindleistungsverlauf von VSC 1 sowie den Zeitbereich, indem sich der Umrichter im FRT-Modus befand. Aufgrund der Annahme einer unendlich großen Leistungsaufnahme des Umrichters über kurze Zeitbereiche kann nach wenigen 100 ms ein stationäres Verhalten nahe des ursprünglichen Arbeitspunktes erreicht werden. Auch bei Betrachtung der Spannungsamplituden an den Knoten B20, B10 und B04 in Abb. 2.6 ist diese Stabilisierung zu erkennen.

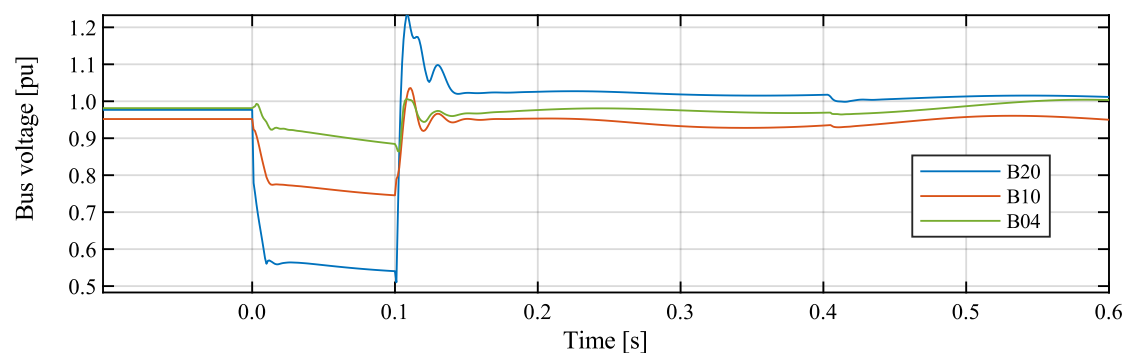


Abb. 2.6 Spannungsamplituden an den Knoten 20, 10, 04 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 1)

Die Ergebnisse zeigen, dass ein robustes Netz nach Szenario 1 selbst bei kritischen Ereignissen keine Stabilitätsprobleme aufweist. Der Beitrag der umrichterdominierten Einspeisung zur Stabilisierung des Netzes im Fehlerfall reicht aus, um das Netz wieder in einen stabilen Arbeitspunkt zurückzuführen.

2.1.4.2 Stabilitätsuntersuchung - Szenario 2

Für dieses Szenario wurden, wie in Kap 2.1.3.1 beschrieben, Maßnahmen ergriffen, um die Netzrobustheit zu reduzieren. Die Reduzierung der Netzübergabepunkte führt zu einem reduzierten Beitrag der überlagerten Netzebene zur Spannungsstützung während kritischer Ereignisse. Entsprechend größer muss der Beitrag sein, den die Umrichter im Netz erbringen. In Abb. 2.7 ist das Verhalten des Umrichters VSC 1 während des 3-phasigen Kurzschlusses mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 dargestellt.

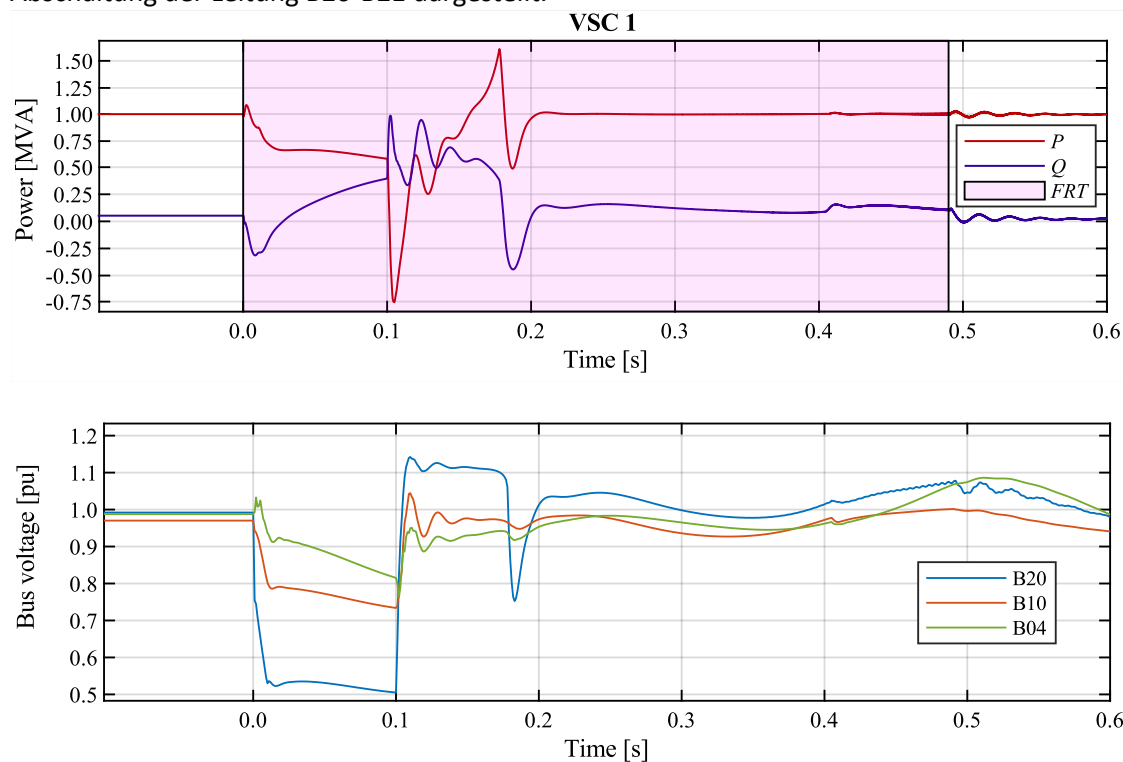


Abb. 2.7 Wirk- und Blindleistungsverläufe von VSC1 sowie Spannungsamplituden an den Knoten 20, 10, 04 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 2)

Es ist zu erkennen, dass der Beitrag zur Netzstabilisierung durch den Umrichter im Vergleich zu Szenario 1 zunimmt. Dennoch kann ein stationärer Arbeitspunkt wiederhergestellt werden. Trotz deutlicher Reduzierung der Netzrobustheit konnten keine Stabilitätsprobleme identifiziert werden.

2.1.4.3 Stabilitätsuntersuchung - Szenario 3

Für Szenario 3 wurde analog Kap. 2.1.3.1 das Netzmodell nochmals modifiziert, sodass die Netzrobustheit weiter reduziert werden konnte. Dieses Szenario soll eine ungünstige Netzsituation innerhalb eines schwachen Netzes darstellen. Anhand folgender Abbildungen wird erkenntlich, dass in diesem Fall das kritische Ereignis der vorangegangenen Szenarien ausgereicht hat, um das Netz zu destabilisieren.

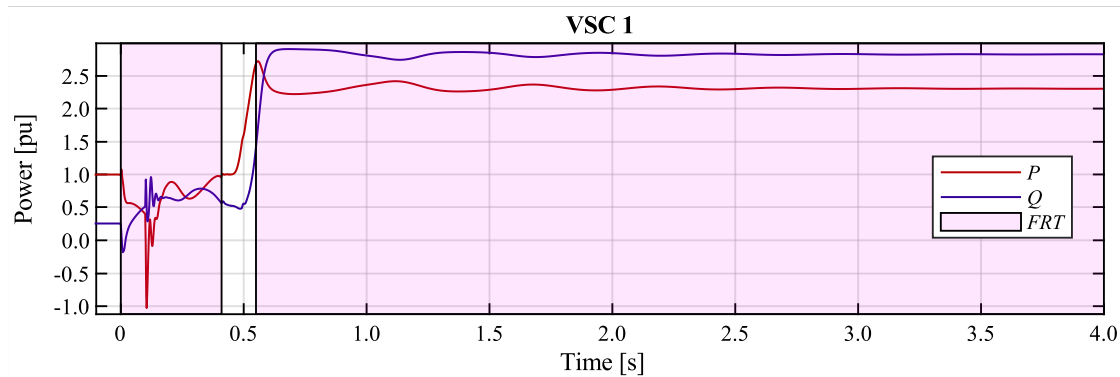
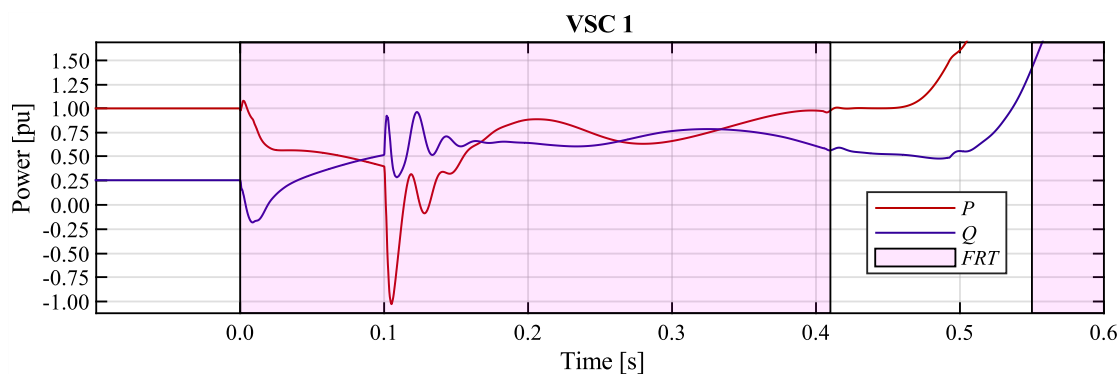


Abb. 2.8 Wirk- und Blindleistungsverläufe von VSC 1 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 3) mit erweiterter X-Achse (unten)

Der Umrichter VSC 1 aktiviert den FRT-Modus bei Fehlereintritt und speist infolgedessen Blindleistung in das Netz, um die Spannung zu stabilisieren. Gleichzeitig wird die Wirkleistungseinspeisung reduziert. Nachdem 100 ms nach Fehlereintritt die betroffene Leitung abgeschaltet wird, treten Transienten auf, die nach ca. 70 ms in eine Leistungsschwingung übergehen. Nach verlassen des FRT-Modus destabilisiert sich das Netz wieder und VSC 1 nimmt nach erneutem FRT-Betrieb einen unzulässigen Arbeitspunkt ein. In Realität würde der Umrichter sich in diesem Zustand aufgrund des Überstromschutzes vom Netz trennen, wodurch dieses instabil werden würde.

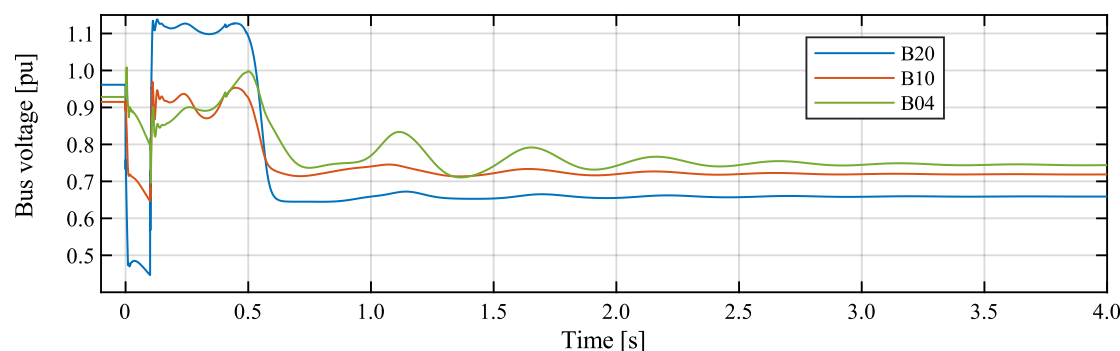


Abb. 2.9 Spannungsamplituden an den Knoten 20, 10, 04 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 3)

In Abb. 2.9 wird erkenntlich, dass das Netz einen unzulässigen Betriebspunkt annimmt, in dem die Spannungen deutlich unterhalb des unteren Spannungsbandes liegt. Es ist also anzunehmen, dass ein Hochspannungsnetz Stabilitätsprobleme aufweisen kann, wenn es unter den stark geschwächten Bedingungen des Szenario 3 betrieben wird. Da heutige 110 kV-Netze im deutschen Raum verglichen zu dem Zustand in Szenario 3 jedoch als deutlich robuster angenommen werden können. Sind Stabilitätsprobleme in der Hochspannung aktuell noch keine akute Gefahr.

Der Betriebszustand des Szenario 3 gilt als unzulässig. Demnach gilt es in Kap. 2.1.5. mittels der DSA-Bewertungsmethodik aus Kap. 2.1.2. die jeweiligen Ergebnisse der Szenarien zu indizieren, um die

Erkenntnis zu erhalten, wenn der Netzzustand angepasst werden muss, um Stabilitätsprobleme zu vermeiden.

2.1.5 Validierung des DSA-Konzepts

Zur Validierung der DSA-Methodik für die in Kap. 2.1.4 aufgeführten Ergebnisse, müssen die Bewertungsindizes zunächst geeignet parametrisiert werden. Dazu wurden folgende Parameter herangezogen.

Tab. 2.4 Angenommene Parameter für den VN-DSA Einsatz

Security criterion	Index	Limits associated	Setting
Small-signal stability	SSSI	$\zeta_{\min, \text{admissible}}$	3-%
Power-flow limits	TPFI	$i_{j, \text{rated}}$	T1: 1050-A T2: 2100-A T3: 1574-A
	LPFI	$i_{j, \text{lim}}$	680-A
Voltage stability	QSVI	$\Delta u_{j, \text{lim}}$	10-%
	DVI	$A_{\text{DVI, adm}}$	1.21-s (Type-2-curve)
	VRTI	$A_{\text{adm}}^{\text{area}, i}$	FRT limit-curve (Type-1-curve for SGs, Type-2-curve for VSCs)

Zur Validierung der Indizes sollen diese auf die Szenarien aus Kap. 2.1.3.1 angewandt werden, um eine Aussage über die Robustheit der verschiedenen Netzbedingungen zu erhalten.

2.1.5.1 Sicherheitsindizes für Szenario 1 und 2

Die Untersuchungen in Kap 2.1.4.1 und 2.1.4.2 haben gezeigt, dass während des gewählten kritischen Ereignisses weder im Szenario 1 noch im Szenario 2 die Stabilität des Netzes gefährdet war und sich jeweils ein zulässiger Arbeitspunkt nach Fehlerfall eingestellt hat. Abb. 2.10 zeigt die berechneten DSA-Indizes für diese Fälle.

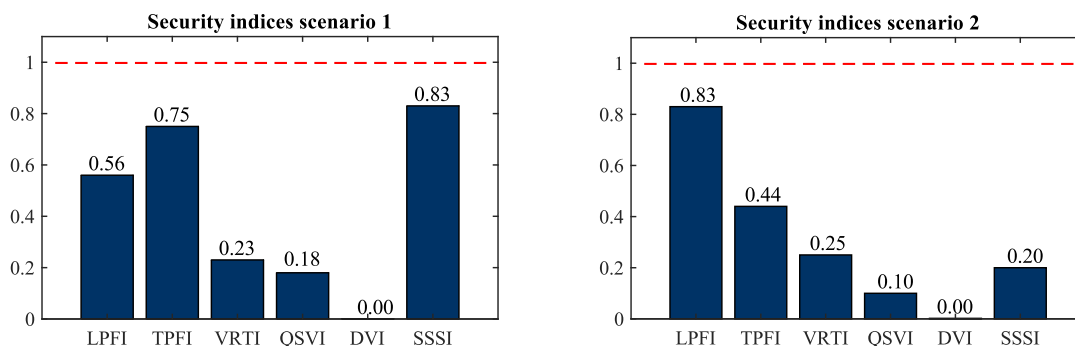


Abb. 2.10 Sicherheitsindizes für Szenario 1 und 2

In Abb. 2.10 ist zu sehen, dass sowohl für Szenario 1 als auch für Szenario 2 kein Index den kritischen Wert von 1 erreicht. Damit deuten die Ergebnisse darauf hin, dass das Netz für den entsprechenden Fehlerfall keine Stabilitätsprobleme aufweisen sollte, wie in den Untersuchungen in Kap 2.1.4.1 und

2.1.4.2 bestätigt wurde. Es sei allerdings angemerkt, dass in der hier verwendeten Ausführung keine linearen Rückschlüsse auf die Netzsituation getroffen werden können. Das liegt an der nichtlinearen Progression der Stabilitätsindizes, die am Beispiel des SSSI in Abb. 2.11 dargestellt ist.

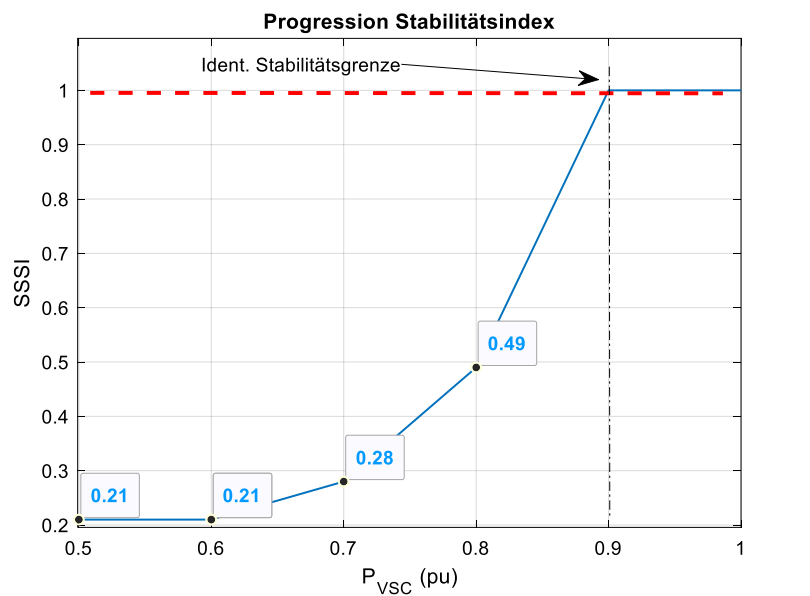


Abb. 2.11 Progression der Sicherheitsindizes bei Erhöhung der Einspeiseleistung an VSC 1

Um eine geeignete Aussage zur Netzrobustheit bzw. zur Entfernung von der Stabilitätsgrenze erhalten zu können, sollten die Indizes in eine lineare Form transformiert werden.

2.1.5.2 Sicherheitsindizes für Szenario 3

Nach Kap. 2.1.4.3 wird das Netzmodell in Szenario 3 instabil, nachdem der kritische Fehler eintritt. Wie in Abb. 2.12 dargestellt, kann diese Situation durch die Verwendung der DSA-Bewertungsindikatoren erkannt werden. In diesem Fall besitzen alle Indizes einen Wert von 1.

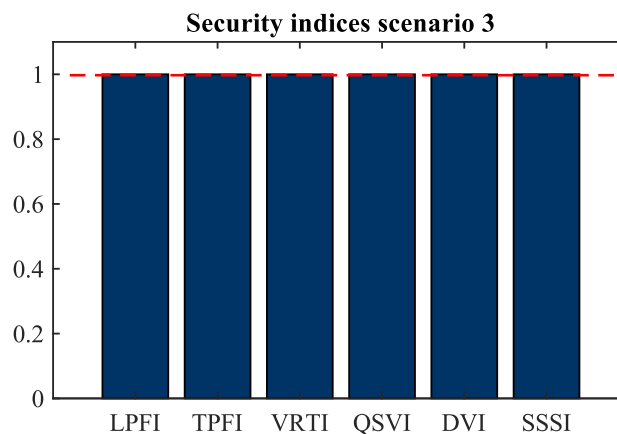


Abb. 2.12 Sicherheitsindizes für Szenario 3

Durch die Erkennung möglicher bevorstehender Stabilitätsprobleme können Gegenmaßnahmen definiert werden, die die Robustheit des Netzes steigern. Mögliche Gegenmaßnahmen können Arbeitspunktanpassungen von Einspeisern oder zukünftig auch adaptive Reglerparameter sein, die das Betriebsmittelverhalten entsprechend der aktuellen Netzsituation anpassen.

Reduziert man in Szenario 3 die Einspeiseleistung an VSC 1, können bereits robustheitssteigernde Effekte erzielt werden. Nachfolgende Abbildung zeigt das Umrichter- und Netzverhalten in Szenario 3 mit halbiertes Wirkleistungseinspeisung von VSC 1.

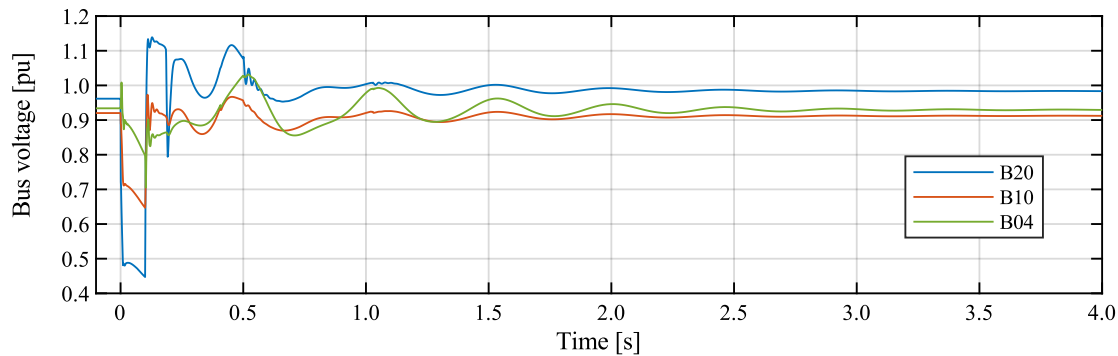
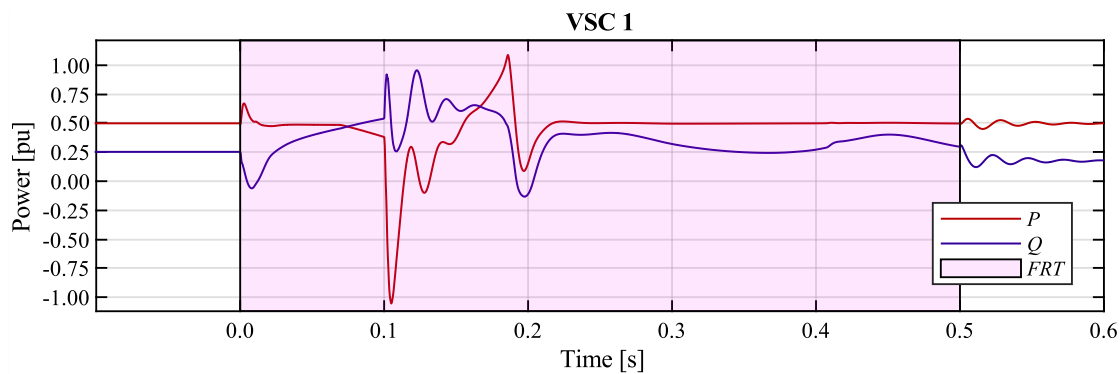


Abb. 2.13 Wirk- und Blindleistungsverläufe von VSC1 sowie Spannungsamplituden an den Knoten 20, 10, 04 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 3) mit halbmierter Einspeiseleistung von VSC 1

In Abb. 2.13 ist zu sehen, dass der Umrichter nach Verlassen des FRT-Modus in einen stabilen Arbeitspunkt nahe des Arbeitspunktes im Vorfehlerfall einstellt. Auch die Spannungsbeträge befinden sich nach der transienten Phase und dem Einschwingvorgang wieder innerhalb des zulässigen Bereichs. Somit kann angenommen werden, dass das System während des kritischen Fehlers stabil betrieben werden kann. Gleiches kann über die Bewertungsindizes geschlussfolgert werden. Diese sind in Abb. 2.14 dargestellt.

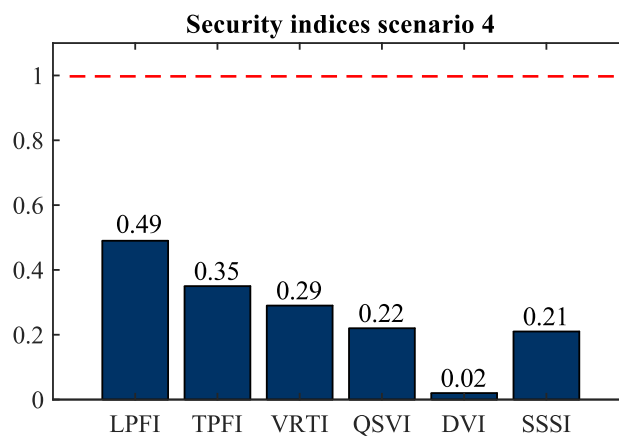


Abb. 2.14 Sicherheitsindizes für Szenario 3 mit halbmierter Einspeiseleistung von VSC 1

2.1.6 Fazit und Zusammenfassung

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die DSA-Methodik, die für die Übertragungsnetze angewandt wird, ebenso in der 110 kV-Ebene eingesetzt werden kann. Dabei wurden lediglich Indikatoren vernachlässigt, die z.B. über die Frequenz eine generelle Systemweite Aussage geben, da Verteilnetzergebnisse i.d.R. nicht weitreichend genug sind, um Auswirkungen auf überlagerte oder benachbarte Systeme zu haben.

Es hat sich gezeigt, dass deutliche Modifikationen zur Schwächung des Modellnetzes notwendig waren, um überhaupt ein Stabilitätsproblem zu erzeugen. Das kann einerseits auf die hohe Kurzschlussleistung an den Netzverknüpfungspunkten zurückzuführen sein, die einen signifikanten stützenden Effekt gegenüber Störungen im Netz aufweisen, andererseits sind typische Regeleinrichtungen im elektrischen Netz in ihrer Geschwindigkeit bzgl. der Änderung von Arbeitspunkten beschränkt, sodass ungewollte Netzanregungen in jedem Fall vermieden werden können. Da man im deutschen Raum typischerweise von sehr starken Hochspannungsnetzen ausgehen kann, besteht aktuell kein dringender Bedarf für ein Robustheitsmonitoring auf HS-Ebene.

Zukünftig wird sich jedoch aufgrund der Entwicklungen durch die Energiewende sowohl die Blindleistungsverfügbarkeit als auch die Kurzschlussleistung der Übertragungsnetze tendenziell verringern, während Hochspannungsnetze einen deutlich höheren Umrichteranteil sowie einen Betrieb näher an den Betriebsgrenzen aufweisen werden. Das bedeutet, dass die Netzrobustheit grundsätzlich sinken wird. Zudem können Begrenzungen auf Basis der dynamischen Stabilität durch den Einsatz einer Verteilnetz-DSA aufgelockert werden, da man potenzielle Gefährdungen frühzeitig identifizieren kann. Dadurch ergeben sich eventuell höhere mögliche Anschlussleistungen von EE-Anlagen im Netz.

2.2 Adaptive dynamische Netzreduktion

Eine verbreitete Methode überlagerte Netze innerhalb dynamischer Zeitreihensimulationen darzustellen, ist die Modellierung als starres Netz. Das bedeutet, es wird angenommen, dass das überlagerte Netz am entsprechenden Anschlusspunkt um ein Vielfaches stärker ist, als der betrachtete Netzabschnitt und sich somit keine Transienten vertikal nach oben ausbreiten können. Ebenso wird dadurch eine nahezu unerschöpfliche stützende Wirkung auf etwaige Anregungen im Netz impliziert. Einzige Begrenzung dabei ist der Trafo zwischen dem zu untersuchendem Netzabschnitt und dem starren Ersatznetzknotten.

Geht man davon aus, dass zukünftige Übertragungsnetze eine deutlich reduzierte Kurzschlussleistung und Inertia besitzen werden, die sich mit der wetterabhängigen Kraftwerkparcs-Zusammensetzung kontinuierlich ändert, kann die Annahme eines starren Netzes u.U. zu fehlerhaften dynamischen Analysen führen. Um diese variablen dynamischen Netzeigenschaften der überlagerten Netzebenen an den entsprechenden Netzverknüpfungspunkten berücksichtigen zu können, wurde im Rahmen von Ensure – Phase 2 eine Methodik eingeführt, die die Netzgegebenheiten überwacht, relevante Parameter ableitet und auf ein generisches repräsentatives Modell übergibt. Dadurch soll gewährleistet werden, dass dynamische Untersuchungen oder Assistenzsysteme wie z.B. ein DSA, welches auf Basis dynamischer Zeitreihensimulationen die dynamischen Eigenschaften des Netzes beurteilt, präzisere und situationsspezifischere Ergebnisse bereitstellen können.

Im Folgenden wird die Methodik für ein Assistenzsystem zur adaptiven dynamischen Netzreduktion vorgestellt.

2.2.1 Methoden zur Netzreduktion eines dynamischen Systems

Grundsätzlich existieren verschiedene Ansätze zur Reduzierung eines dynamischen Systems auf ein Ersatzmodell. Dabei kann man im Wesentlichen in

- dynamische Modellreduktionsansätze
- Kohärenzansätze
- Identifizierungsansätze

unterscheiden werden.

Dynamische Modellreduktionsansätze verwenden mathematische Methoden zur Reduzierung der Modellordnung (zu diesen Ansätzen gehören z. B. die Hankel-Norm-Approximation [31], die Singulärwertzerlegung (SVD) [32], die Krylov-Methode [33]. Beim modalen Ansatz, der am weitesten verbreitet ist, wird ein System durch algebraische Differentialgleichungen beschrieben und linearisiert. Dann

werden die Eigenwerte und Eigenvektoren des linearisierten Systems analysiert, um die Moden mit einem vernachlässigbaren Einfluss auf das zu untersuchende System zu eliminieren [34].

Der Kohärenzansatz fasst kohärente Erzeugergruppen zusammen. Zu diesem Zweck werden Generatoren mit gleicher Frequenz und ähnlichen Rotorwinkeln als eine Gruppe identifiziert. Die Erzeugungseinheiten jeder kohärenten Gruppe werden über ideale Transformatoren mit komplexen Übersetzungsverhältnissen verbunden. Anschließend wird jede Gruppe durch einen äquivalenten Generator unter Verwendung einer dynamischen Aggregationsmethode ersetzt [35], [36].

Bei dem **Identifikationsansatz** wird das externe System durch eine vereinfachte hypothetische Struktur dargestellt. Es wird eine Fehlerfunktion formuliert, um das äquivalente System mit dem ursprünglichen Systemverhalten zu vergleichen. Die Parameter des hypothetischen Modells werden geschätzt, während die Fehlerfunktion minimiert wird. Die Identifikationsansätze können in den White-Box-Ansatz, Black-Box-Ansatz und Grey-Box-Ansatz unterteilt werden [37].

2.2.2 Vorgehensweise für ein Adaptives dynamisches Übertragungsnetzäquivalent

Für das adaptive dynamische Übertragungsnetzäquivalent wurde ein Verfahren zur Parameteridentifikation für ein vorgegebenes Modell auf Basis realer Messdaten gewählt. Der strukturelle Aufbau sowie die Parametrierungsmethodik werden im Folgenden näher beschrieben.

2.2.2.1 Repräsentatives Ersatzmodell

Das Problem bei der Erstellung eines Äquivalenzmodells besteht in der Wahl einer geeigneten Modellstruktur, die alle relevanten dynamischen Eigenschaften abbilden kann. Dominierende dynamische Eigenschaften in elektrischen Netzen stammen vor allem aus dem Verhalten von Synchronmaschinen am Netz. So bestimmen Synchronmaschinen maßgeblich die Systemträgheit, das Schwingverhalten sowie aktive Dämpfungseffekte. Schlussfolgernd kann das Übertragungsnetzverhalten an den entsprechenden Netzverknüpfungspunkten durch ein generisches Synchronmaschinenmodell 3. Ordnung ausreichend genug beschrieben werden.

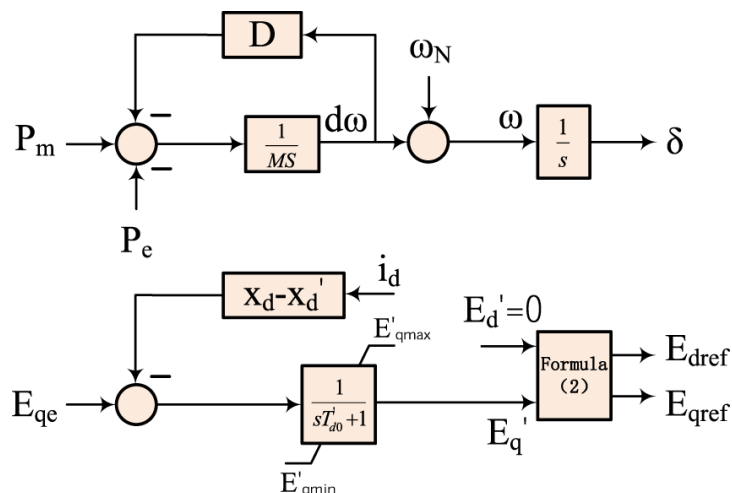


Abb. 2.15 Blockschaltbild einer Synchronmaschine 3. Ordnung

$$\begin{aligned}
 \dot{\delta} &= \Omega_b(\omega - 1) \\
 \dot{\omega} &= (p_m - p_e - D(\omega - 1)) / M \\
 \dot{e}'_q &= (-f_s(e'_q) - (x_d - x'_d)i_d + u_f^*) / T'_{d0}
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

Gl. 2.10

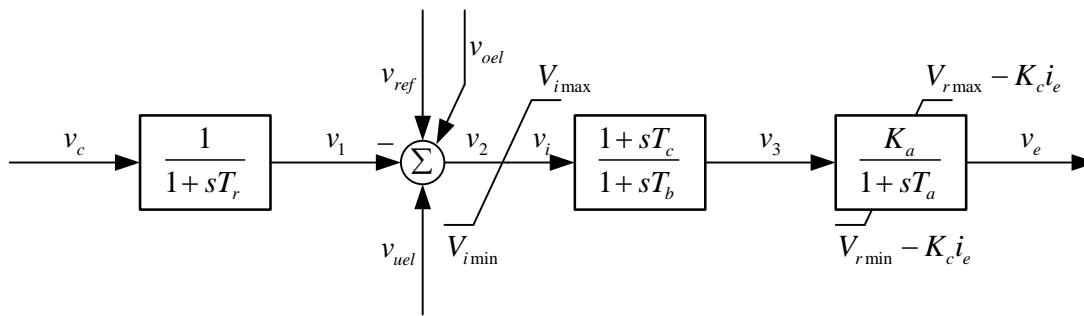


Abb. 2.16 Blockschaltbild des IEEE AC4C Erregersystem

Umrichteranteile an dieser Dynamik werden durch das nachfolgend beschriebene Identifizierungsverfahren erfasst und in der Modellreduktion berücksichtigt. Somit kann selbst ein umrichterdominiertes Netz mit dieser Modellstruktur abgebildet werden, wenn auch die Genauigkeit des abgebildeten Systemverhaltens sinkt und ggf. nicht mehr alle relevanten dynamischen Eigenschaften dargestellt werden können.

2.2.2.2 Parametrierung mittels Parameterschätzung

Als Parametrierungsmethode wurde ein Identifizierungsansatz gewählt, da dafür keine topologischen oder zustandsspezifischen Kenntnisse über das zu reduzierende Netz benötigt werden. Darüber hinaus ist dieser Ansatz robust gegenüber Netzerweiterungsmaßnahmen. Die Identifizierungsmethodik wird auf Basis eines Grey-Box-Modells durchgeführt, da wie zuvor beschrieben, das Netzverhalten annähernd durch ein Synchronmaschinenmodell beschrieben werden kann.

Mit Hilfe der Parameterschätzung kann aus Beobachtungen oder Messwerten eines dynamischen Systems ein mathematisches Modell entwickelt werden, das die Systemeigenschaften wiedergibt. Das Modell hat eine endliche Anzahl von Parametern, deren Werte mit Hilfe von Schätzverfahren bestimmt werden. Eine gängige Parameterschätzungstechnik basiert auf dem Ansatz der kleinsten Quadrate, um den Fehler zwischen der Modellantwort und den gemessenen Werten zu minimieren. Aufgrund der stetig zunehmenden Rechenleistung können komplexere und anspruchsvollere Techniken wie die Filter-Fehler-Methode sowie innovative Methoden, die auf künstlichen neuronalen Netzen beruhen, angewandt werden. Für die Untersuchungen innerhalb dieses Vorhabens wurde die Parameterschätzung mit Hilfe der kleinsten Quadrate Methode eingesetzt.

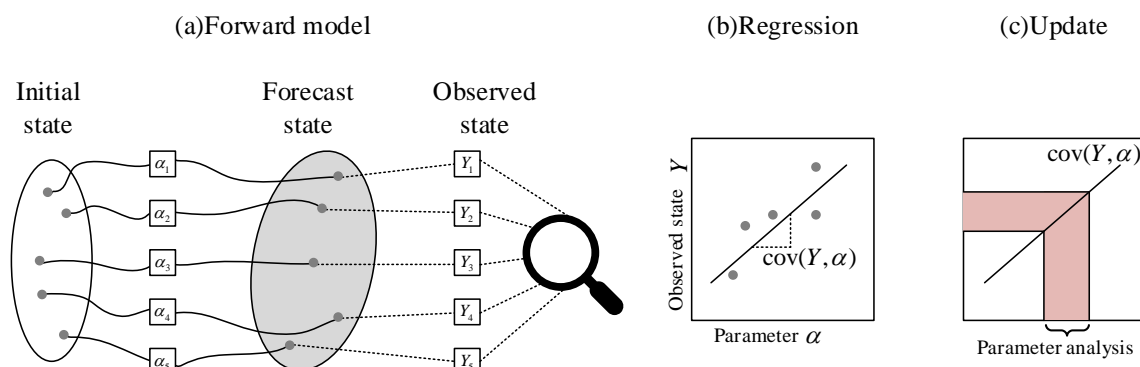


Abb. 2.17 Schematische Darstellung der angewandten Methodik zur Parameterschätzung

Abb. 2.17 zeigt vereinfacht die allgemeine Methodik der Parameterschätzung. Abb. 2.17 (a) zeigt, wie eine erste Schätzung mithilfe eines künstlichen neuronalen Netzes erstellt wird. Im zweiten Schritt wird eine Regression zwischen der ersten Schätzung und den Parametern durchgeführt. Im letzten Abschnitt werden die Parameter mit den neuen Werten belegt [38]. Die zu schätzenden Parameter

werden dabei so gewählt, dass die Summe der quadrierten Residuen minimiert wird. Die Residuen werden berechnet als der vertikale Abstand zwischen dem Messpunkt und der geschätzten Regressionsfunktion. Eine Regressionsfunktion wird so bestimmt, dass sie möglichst nahe an den durch die vorherige Simulation berechneten Datenpunkten verläuft und somit die Daten bestmöglich zusammenfasst. Der so gewonnene Schätzer für die Regressionsfunktion wird Least-Squares-Estimator genannt. Dieser Schätzer hat jedoch einen entscheidenden Nachteil: Er ist empfindlich gegenüber Ausreißern. Um dieses Problem zu lösen, wurden die zu schätzenden Modellparameter mit Parametergrenzen aus der Literatur [39], [40] versehen. Ein weiterer Nachteil, der sich aus der Art des Schätzers ergibt, ist die begrenzte Zuverlässigkeit der geschätzten Modellparameter bei abweichenden Systemverhalten. Tritt ein bei der Parametrierung nicht berücksichtigtes Ereignis im Netz auf oder ändert sich der Betriebspunkt des Netzes, ändern sich die Eigenschaften der gemessenen Strom- und Spannungswerte. Infolgedessen müssen die Parameter nach jeder Änderung des Netzbetriebs oder nach jedem Netzereignis neu geschätzt werden. Dies gilt jedoch nur für Abweichungen ab einer gewissen Größe, da grundsätzlich kleine Modell- oder Parameterfehler tolerierbar sind. Im Folgenden wird das mathematische Verfahren der Schätzungsmethode nach [38] vereinfacht beschrieben.

Die minimale Summe der Quadrate wird als Residualsumme der Quadrate S bezeichnet.

$$S = \sum_{i=1}^n (e_i)^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \eta_i)^2 \quad \text{Gl. 2.11}$$

Jeder Term in der Summe ist die Differenz zwischen dem beobachteten Wert y_i und dem berechneten Wert η_i bei den entsprechenden Werten der unabhängigen Variablen x_i . Wenn die Residuen normal und unabhängig verteilt sind und mit einer konstanten Varianz vorkommen, sind die Parameterschätzungen unverzerrt und haben eine minimale Varianz.

Für Modelle, die lineare Parameter haben, gibt es eine einfache algebraische Lösung für die Parameterschätzungen. Es wird angenommen, dass β im Modell geschätzt wird. Die Funktion der Summe der Quadrate lautet demnach:

$$S(\beta) = \sum (y_i - \beta x_i)^2 = \sum (y_i^2 - 2\beta x_i y_i + \beta^2 x_i^2) \quad \text{Gl. 2.12}$$

Der Parameterwert S ist die kleinste quadratische Schätzung des wahren Wertes von β . Diese Schätzung wird bezeichnet als b . Die Summe der Quadrate kann für diese Schätzung gelöst werden, indem die Ableitung nach β gleich Null gesetzt wird und nach b aufgelöst wird.

$$\frac{dS(\beta)}{d\beta} = 0 = 2 \sum (bx_i^2 - x_i y_i) \quad \text{Gl. 2.13}$$

Diese Gleichung wird als Normalgleichung bezeichnet. Da diese Gleichung einen linearen Zusammenhang zu b aufweist, ist die algebraische Lösung:

$$b = \frac{\sum x_i y_i}{\sum x_i^2} \quad \text{Gl. 2.14}$$

Wenn das lineare Modell zwei (oder mehr) zu schätzende Parameter hat, gibt es zwei (oder mehr) Normalgleichungen. Jede Normalgleichung ist linear in Bezug auf den zu schätzenden Parameter, so dass stets eine algebraische Lösung möglich ist.

2.2.3 Proof of Concept

Das in Kap. 2.2.2 beschriebene Verfahren wurde anschließend auf die Funktionsfähigkeit getestet. Dieser Proof of Concept soll zeigen, dass durch das vorgestellte Vorgehen eine präzisere Nachbildung des dynamischen Verhaltens eines Referenznetzes ermöglicht werden kann. Dafür wird zunächst die Testumgebung und Testmethodik sowie mögliche Variationsfaktoren eingeführt, die dann innerhalb dynamischer Zeitreihensimulationen angewandt werden.

2.2.3.1 Netzmodell

Das für die weiteren numerischen Untersuchungen verwendete Referenznetz besteht aus zwei Teilsystemen, die zu einem großen zusammenhängenden System kombiniert werden. Das in [41] vorgestellte IET 67-Bus-Hybridnetz repräsentiert ein ausgedehntes Übertragungsnetz.

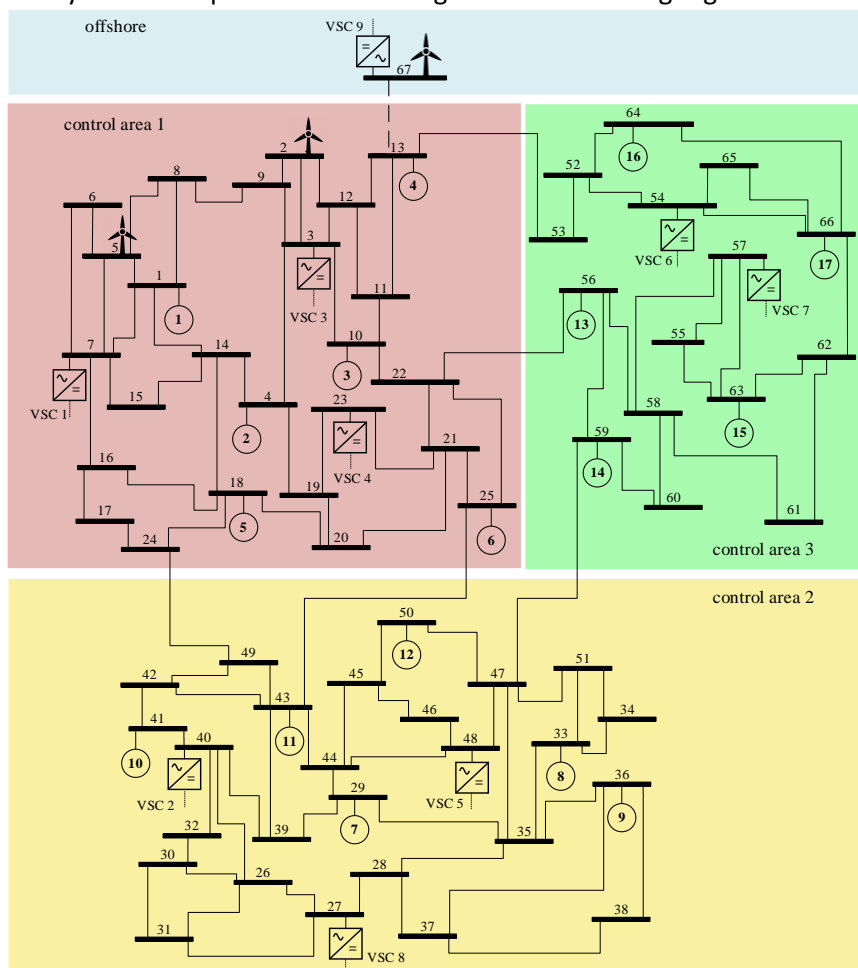


Abb. 2.18 IET 67-Bus-Hybridnetz aus [41]

Als Verteilnetz wurde das in Kap. 2.1.3 bereits vorgestellte HV-Rural-22Bus-Network aus [29] verwendet. Zur Erstellung eines Referenzsystems wurden die externen Netze in dem HS-Modell entfernt und eine Kopplung an den Knoten 11, 12 und 22 des Hös-Systems hergestellt.

2.2.3.2 Validierungsvorgehen

Es gilt nachzuweisen, dass Simulationen mit einer adaptiven dynamischen Netzreduktion Ergebnisse gewährleisten kann, die den Verläufen eines Realsystems bzw. Referenzsystems eher entsprechen als mit einer pauschalen Netzreduktion zu einem starren Netz. Dafür wurde, analog zu Abb. 2.19, ausgehend vom Referenzmodell aus Kap. 2.2.3.1 das Übertragungsnetz entfernt und eine Verteilnetzvariante mit starren Netzen (hier auch als Slack bezeichnet) und einer Variante mit je einem adaptiven äquivalenten Modell an den Netzverknüpfungspunkten erstellt.

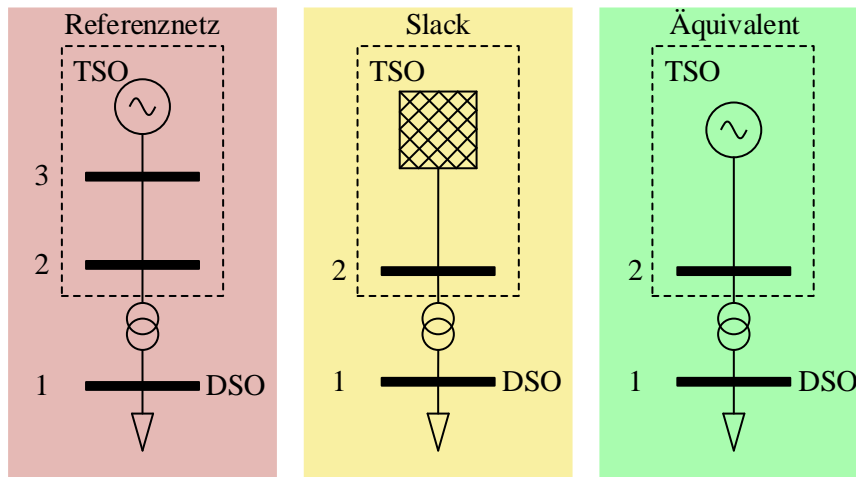


Abb. 2.19 Vergleichsmodelle zur Verifizierung des dynamischen Äquivalents

Für die Untersuchungen wird jeweils eine dynamische Anregung des Hochspannungssystems erzeugt und anschließend die Verläufe auf den Verlauf des Referenznetzmodells (ÜN+VN) bezogen. Als Ereignis dient ein dreipoliger Kurzschluss auf der Leitung B16 – B20 der nach 2s Simulationszeit auftritt und nach weiteren 0.5s per Leitungsabschaltung gelöscht wird. Als Vergleichswert werden dabei die Spannungen an Knoten B16 und B20 gemessen. Als Bewertungsgröße für die Abweichung der jeweiligen Spannungsverläufe zu den Ergebnissen des Referenznetzes wird der Mean Square Error (MSE) eingeführt, der wie folgt definiert wird.

$$MSE = \frac{\sum_1^{n_{steps}} (x_{n,reference} - x_n)^2}{n_{steps}} \quad \text{Gl. 2.15}$$

2.2.3.3 Fallstudie

In Abb. 2.20 sind die Spannungen am Knoten B16 der verschiedenen Modelle für eine Zeitspanne von 15 Sekunden dargestellt. Vor dem Fehler sind die Spannungen der verschiedenen Modelle identisch. Nach zwei Sekunden tritt der Kurzschluss in der Mitte der Leitung zwischen B16 und B20 auf. Wie in Abb. 2.20 zu sehen ist, kann das Äquivalenzmodell (Dyn) einen minimal präziseren Verlauf vgl. mit dem Verlauf des Referenzsystems (blaue Kurve) erzielen als das Slackmodell. Betrachtet man den zugehörigen MSE, bewegt sich die Verbesserung gegenüber dem herkömmlichen Modell allerdings im Bereich von 10^{-5} und ist damit kaum signifikant. In diesem Beispiel konnte der vorgestellte Ansatz demnach keine Vorteile aufzeigen.

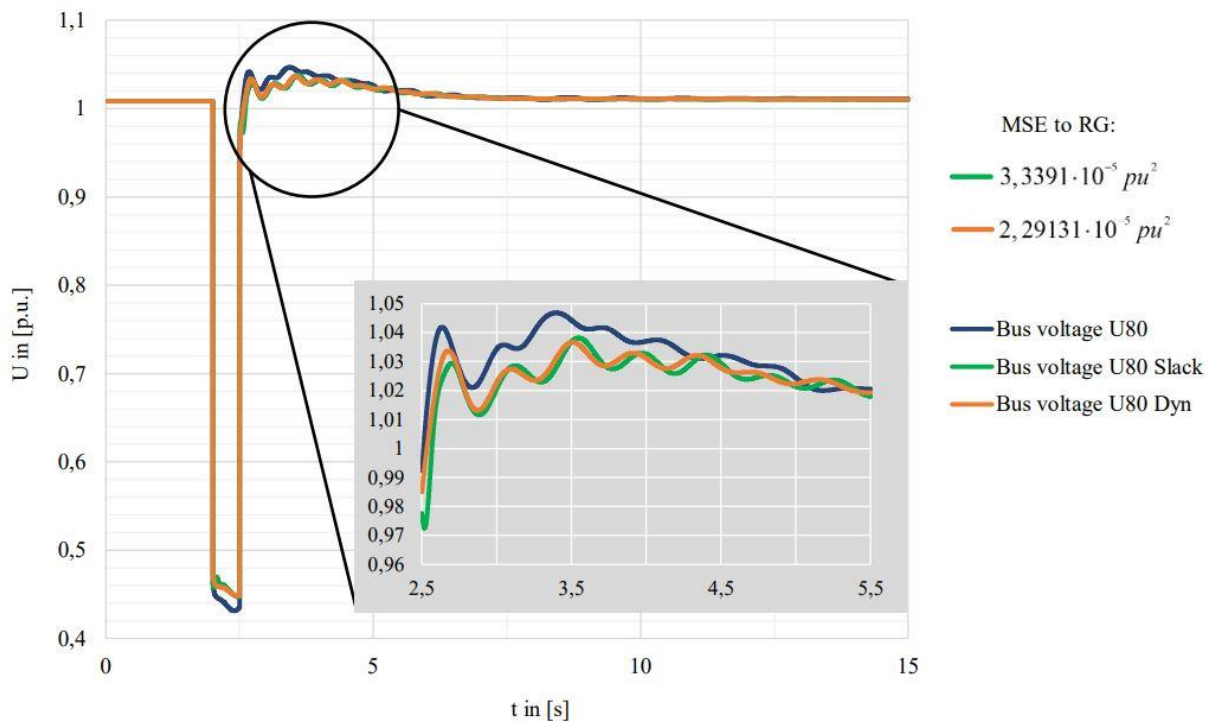


Abb. 2.20 Vergleich der Ausgleichsvorgänge der verschiedenen Modelle im Basecase

Variation des Fehlerortes

Ein wesentlicher Nachteil bei der vorgeschlagenen Methodik besteht darin, dass die Parametrierung der dynamischen Äquivalente nur für einen Betriebspunkt des Übertragungsnetzes auf Basis einer spezifischen Anregung erstellt werden. Wenn sich der Betriebspunkt geändert hat oder eine neue Störung auftritt, ist eine sinkende Genauigkeit zu erwarten.

Um diesen Umstand zu untersuchen, wurden die dynamischen Äquivalente der vorangegangenen Untersuchung beibehalten, während der Fehlerort verändert wurde. Die Fehlercharakteristik ist dabei die Gleiche wie zuvor. Der Fehlerort ist in der Mitte der Leitung zwischen den Knoten B06 und B02.

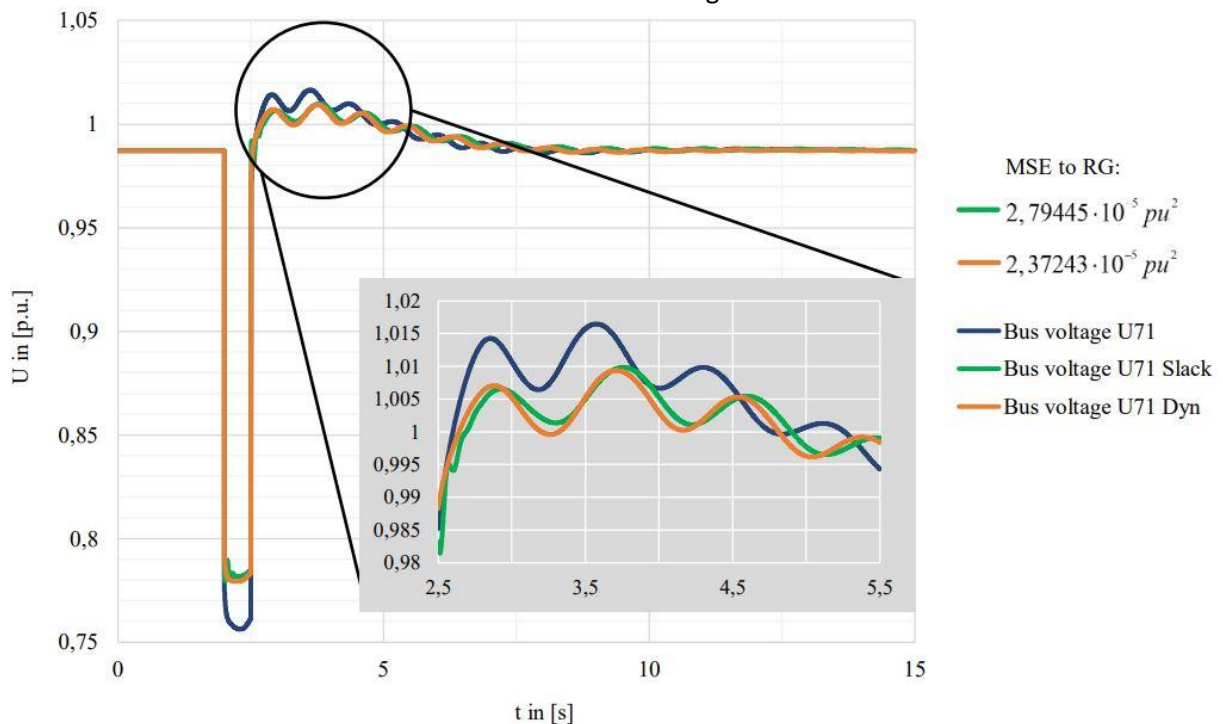


Abb. 2.21 Vergleich der Ausgleichsvorgänge der verschiedenen Modelle bei Variation des Fehlerorts

Wie Abb. 2.21 zeigt, fällt die Spannung beim Auftreten des Kurzschlusses und steigt wieder an, nachdem die Leitung abgeschaltet wurde. Nach einer Schwingungsphase pendelt sich die Spannung schließlich auf einen neuen stationären Wert ein. Bei Betrachtung des MSE wird deutlich, dass das dynamische Äquivalenzmodell genauer ist als die Slackdarstellung. Jedoch liegt auch hier die Steigerung der Präzision in einem vernachlässigbaren Bereich.

Variation des Einspeiseszenarios

Durch die Anpassung der Kraftwerksarbeitspunkte wird ein Szenario mit hoher Einspeisung erzeugt. Der Leistungsfluss über den Transformatoren kehrt sich um und es wird Strom aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz eingespeist. Der Fehler tritt auf der Leitung zwischen Knoten B16 und B20 auf.

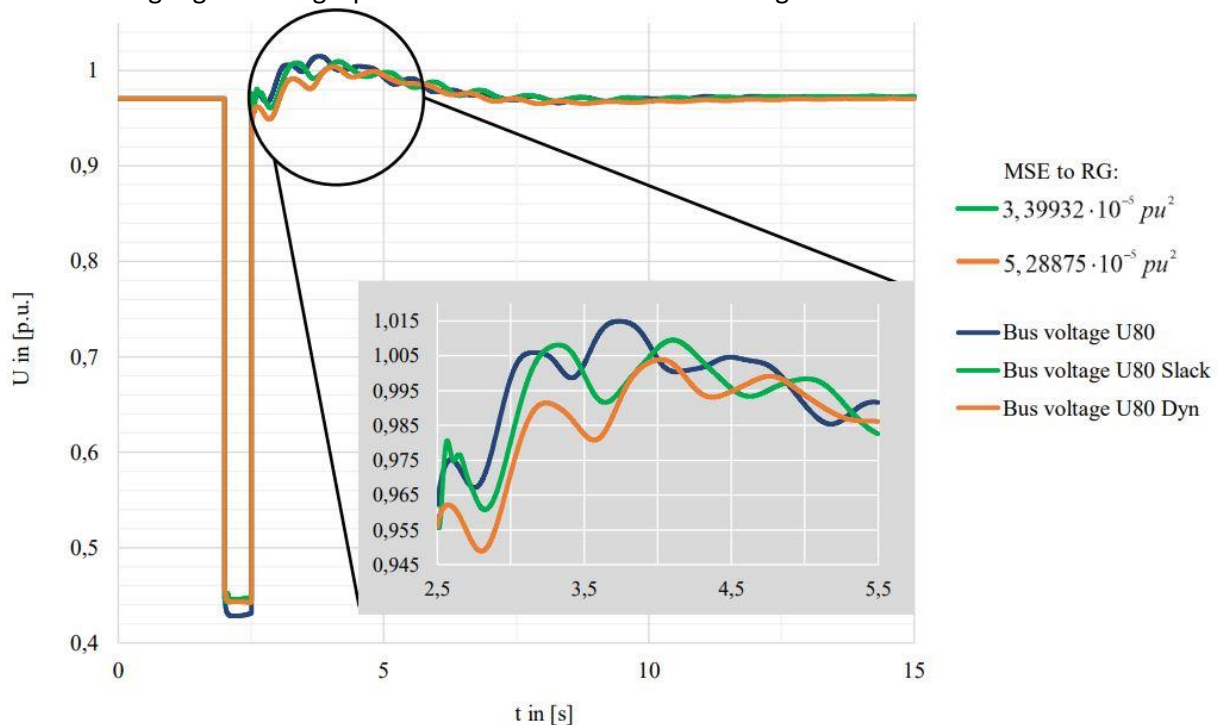


Abb. 2.22 Vergleich der Ausgleichsvorgänge der verschiedenen Modelle bei Variation der Einspeiseleistung

In diesem Szenario ist eine Verringerung der Präzision beim dynamischen Äquivalenzmodell gegenüber der Slackdarstellung zu beobachten. Das bedeutet, dass das ausgewählte Verfahren zur Parametrisierung nicht zuverlässig funktioniert wie erwartet.

Variation der Inertia

Für dieses Szenario wurde die Inertia aller im Modell enthaltenen Generatoren von 5 s auf 10 s verdoppelt. Das Fehlerszenario entspricht den vorherigen Untersuchungen.

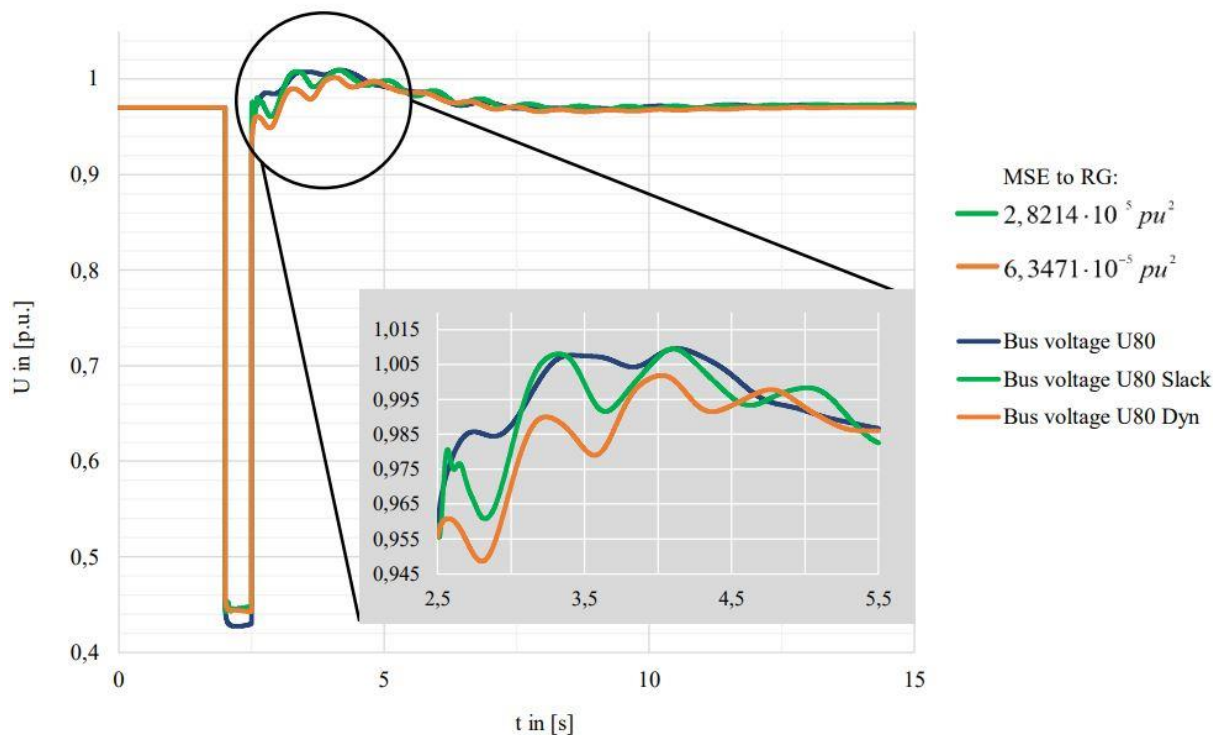


Abb. 2.23 Vergleich der Ausgleichsvorgänge der verschiedenen Modelle bei Variation der System-Inertia

Anhand Abb. 2.23 kann man sehen, dass auch in diesem Szenario das Äquivalenzmodell ein unpräziseres Ergebnis mit einem nahezu doppelt so hohem MSE bedingt, wie das konventionelle Slackmodell.

2.2.4 Zusammenfassung und Fazit

In diesem Kapitel wurde ein Ansatz für eine adaptive Repräsentation der Übertragungsnetzynamik hinter jedem Transformator eines Netzmodells eingeführt. Ziel war eine präzisere Abbildung von Ausgleichsvorgängen innerhalb dynamischer Untersuchungen. Die hier verwendete Methodik hat jedoch weder signifikante noch zuverlässige Präzisionssteigerungen gewährleisten können. Gründe dafür können zum einen die Wahl eines Synchronmaschinenmodells geringer Komplexität als Parametrierungsgrundlage sein sowie die Begrenzung der Wechselwirkungen zwischen vertikalen Netzen durch den Transformator. Zudem hat sich gezeigt, dass eine Slackdarstellung ausreichend präzise ist zur Darstellung überlagerter Netzebenen. Der hier vorgestellte Ansatz könnte jedoch die Dynamik unterlagerter Netzebenen ermitteln, die bisher i.d.R. unbekannt ist und vereinfacht als vernachlässigbar angenommen wird. Diese Annahme kann mit fortschreitender Energiewende jedoch unzulässig werden.

2.3 Präventive Evaluation funktionsfähiger Inselnetzabschnitte

Der stetige Anstieg der erneuerbaren Energieerzeugung in Verteilnetzen führt zu neuen Herausforderungen für den Netzbetrieb. Um diesen Herausforderungen mit einem minimalen Netzausbau begegnen zu können, muss der Netzbetrieb durch die Schaffung neuer Freiheitsgrade, Flexibilitäten und innovativer Betriebsstrategien optimiert werden. Ein Ansatz für ein neuartiges Assistenzsystem könnte eine präventive Evaluation funktionsfähiger Inselnetzabschnitte sein, der dem Operator potenziell lebensfähige Inselnetze innerhalb eines Netzgebietes aufzeigt. Die Information über inselfähige Netzgebiete kann genutzt werden, um eine Reihe von Anwendungsfällen bedienen zu können.

2.3.1 Anwendungsfälle für den geplanten Inselnetzbetrieb

In der Vergangenheit waren Netzsinseln meist unerwünscht auftretende Topologien, die nach einer größeren Netzstörung im Übertragungsnetz resultierten. Netzsinseln, die aus solchen Störungen

hervorgehen, entstehen meist eher zufällig und sind schwer vorhersehbar und zu betreiben. Im Gegensatz dazu, werden für den geplanten Inselnetzbetrieb präventiv lebensfähige Inselnetze detektiert, vorbereitet und optimiert. Dadurch sinkt die Gefahr einer verringerten Versorgungssicherheit und die Inselnetzbildung kann genutzt werden, um einen spezifischen Anwendungsfall zu bedienen.

Ein Anwendungsfall für das genannte Assistenzsystem könnte die Erkennung und Vorbereitung potenzieller Netzinseln sein, um Netzgruppen im Vorfeld aktiv und koordiniert aufzuteilen, bevor sich eine unkontrollierte Systemaufteilung, während einer größeren Störung ereignet. In diesem Fall sorgt die voroptimierte Netzaufteilung für einen stabilen Betrieb, indem sie die Gefahr eines großflächigen Blackouts als Folge von Spannungseinbrüchen, kaskadierten Schutzauslösungen oder ungedämpften Schwingungen reduziert. Auch der Synchronisationsprozess wäre bereits berücksichtigt, so dass die Netzgruppen nach dem Abklingen des Notzustandes wieder zusammengeschaltet werden können. Voraussetzung für diesen Anwendungsfall ist die rechtzeitige Detektion des imminenten System Splits sowie die kontrollierte und rechtzeitige Überführung des Systems in einen partiellen Inselnetzbetrieb. Dieser Anwendungsfall wird in der aktuellen Forschung wie in [42]–[44] diskutiert und ist eher in den Übertragungsnetzbetrieb einzuordnen. Gegen diesen Anwendungsfall spricht, dass eine Abkopplung eines Netzabschnitts in einem kritischen Netzzustand das verbleibende Netz weiter destabilisieren würde.

HV-Netze werden üblicherweise im n-1-Zustand betrieben. Es ist jedoch häufig unwirtschaftlich eine vollständige n-1-Sicherheit für jede Region innerhalb des Netzes zu gewährleisten. Daher definieren VNBs in der Regel Bereiche, in denen eine n-1-Sicherheit nicht zwangsläufig umgesetzt werden muss. Um die Versorgungssicherheit für diese Bereiche zu erhöhen, kann es sinnvoll sein, für diesen n-0-sicheren Netzteil präventiv einen Inselbetrieb vorzubereiten, falls der Contingency-Fall eintritt. In diesem Fall wäre die präventive Vorbereitung des Inselbetriebs die Backup-Sicherheit, die nach dem Eintreten eines kritischen Ereignisses kurativ und vollautomatisch ausgelöst werden kann. Damit wäre eine redundanzfreie n-1 Sicherheit geschaffen, die sich nach dem NOVA-Prinzip einer optimierten Betriebsführung bedient und keinen zusätzlichen Netzausbau erfordert.

Ein weiterer Anwendungsfall könnte die beabsichtigte Bildung von Netzinseln sein, um betriebliche Herausforderungen zu begegnen, wie z.B.

- Engpässe
- Transitleistungsflüsse
- Leistungsverluste

Engpässe in Verteilnetzen treten vor allem dann auf, wenn die lokale erneuerbare Erzeugung den lokalen Leistungsbedarf bei weitem übersteigt. Um die belasteten Betriebsmittel innerhalb ihrer thermischen Grenzen zu halten, werden Netzflexibilitäten genutzt und die EE-Erzeugung kostspielig gedrosselt. Eine Änderung der Topologie führt dagegen zu einer Änderung der Leistungsflusspfade und schafft somit einen neuen Netzzustand. Netzinseln können demnach so geschaffen werden, dass der neue Netzzustand eine entlastende Wirkung auf engpassbehaftete Betriebsmittel oder Netzbereiche hat. Die beabsichtigte Verinselung könnte also den Bedarf an kostenintensiven Einspeisemanagementmaßnahmen reduzieren.

Betrachtet man die Transitleistungsflüsse im Verteilnetz, könnte die Inselbildung eine Option sein, um den Transitzugpfad zu unterbrechen. Dies würde jedoch zu einer vollständigen Trennung der Netzbereiche führen und kann daher nur dann eine Option sein, wenn kein Leistungsaustausch zwischen diesen Bereichen erforderlich ist, um die Wirkleistungsbilanz zu wahren.

Die Manipulation der Leistungsflusspfade durch eine gezielte Teilinselung des Netzes kann ebenso eine gleichmäßigere Betriebsmittelauslastung erzeugen, die die Verlustleistung reduziert.

Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass der verbesserte Betriebszustand im Allgemeinen mit einem Verlust der Versorgungssicherheit für die geschaffene Netzinsel einhergeht. Der Tausch von Zuverlässigkeit gegen betriebliche Verbesserungen ist für die heutigen Verteilnetzbetreiber keine Option

und würde wahrscheinlich nur in Notfällen in Betracht gezogen werden. Darüber hinaus muss der Anwendungsfall numerisch untersucht werden, um die Existenz geeigneterer Leistungsflussbedingungen nach Aufteilung eines Netzbereichs nachzuweisen.

2.3.2 Methodik zur Bewertung der Inselnetzfähigkeit

In diesem Abschnitt soll das Vorgehen zur Bewertung der Inselnetzfähigkeit auf einer noch recht hohen Abstraktionsebene erläutert werden, auf dessen Basis eine Leitstellenapplikation entwickelt werden kann. Dazu muss das Netz, wie in Abb. 2.24 dargestellt, systematisch untersucht werden, um die Vielzahl der möglichen Inseltopologien hinsichtlich mehrerer Kriterien zu analysieren.

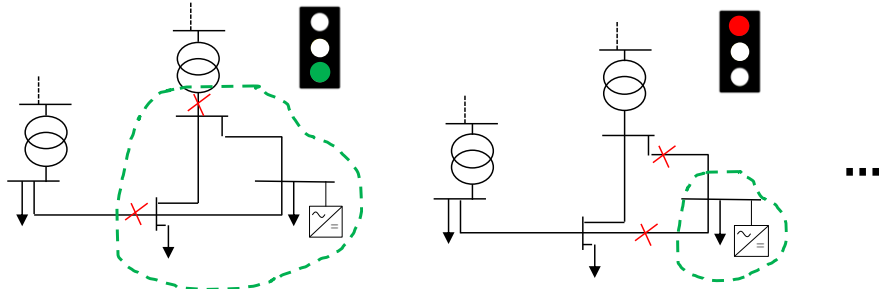


Abb. 2.24 Illustration der systematischen Netzuntersuchung auf Inselnetzfähige Gebiete

Eine potenzielle Netzinsel muss verschiedene Anforderungen erfüllen, die sich in allgemeine Anforderungen, statische Anforderungen und dynamische Anforderungen unterteilen lassen. Wie in Abb. 2.25 dargestellt, werden zunächst die allgemeinen Anforderungen untersucht. Anschließend werden die statischen bzw. den dynamischen Anforderungen geprüft. Wenn alle Kriterien erfüllt werden können, ist eine potenzielle Insel erkannt worden, die einen stabilen, zuverlässigen und sicheren Betrieb gewährleisten kann.

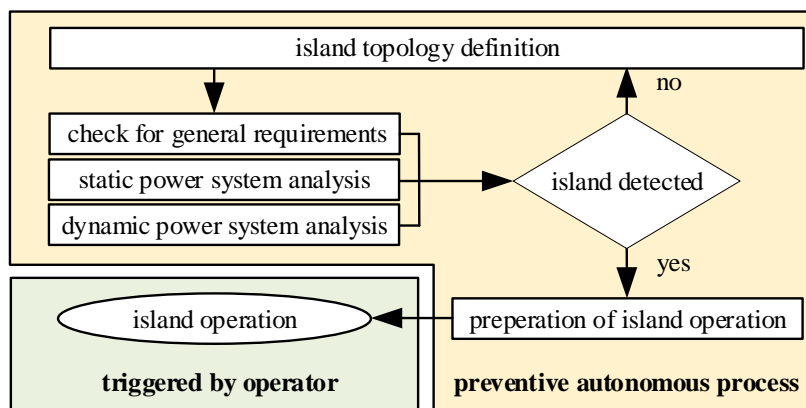


Abb. 2.25 Abfolge der notwendigen Schritte bis zum geplanten Inselnetzbetrieb

Als erster Schritt einer Inselfähigkeitsbetrachtung sollte geprüft werden, ob Erzeugungseinheiten und Lasten innerhalb der potenziellen Netzinsel vorhanden sind. Weiterhin ist es für den Betrieb einer Netzinsel entscheidend, dass eine ausreichende Anzahl von Messstellen im Netzbereich vorhanden ist, um eine geeignete Überwachung des Netzes zu ermöglichen und Fahrpläne für Erzeugung und Last zu definieren, die einen sicheren Betrieb gewährleisten. Eine weitere generelle Voraussetzung ist das Vorhandensein von Trennstellen, um das Netz in den Inselbetrieb zu überführen und auch die Insel nach der Betriebszeit wieder mit dem ursprünglichen Netz zu verbinden. Vorteilhaft, wenn nicht sogar notwendig, ist das Vorhandensein von Schaltereinrichtungen, die die Synchronisation zweier Systeme erkennen können. Wenn alle allgemeinen Anforderungen erfüllt werden können, gilt es die statischen Anforderungen zu untersuchen.

2.3.3 Inselnetzbewertung auf Basis statischer Netzberechnung

Statische Anforderungen an den Inselnetzbetrieb lassen sich auf folgende Kriterien reduzieren.

- Wahrung der Wirk- und Blindleistungsbilanz
- Abweichung zu den ursprünglichen Kraftwerksfahrplänen für den Inselbetrieb
- Anlagenauslastung und Spannungsgrenzverletzungen
- Anlagenverfügbarkeiten

Ein sicherer Betrieb erfordert eine ausgeglichene Erzeugung und Last innerhalb des Inselnetzes, wie in folgender Gleichung beschrieben.

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n P_{g,i} - \sum_{i=1}^n P_{l,i} - P_{loss} = 0 \quad \text{Gl. 2.16}$$

Im Verteilnetz erfolgt die Leistungsbereitstellung zu großen Teilen mittels erneuerbarer Energien. Daher ist es notwendig, die EE-Prognosen zu analysieren, um zu gewährleisten, dass diese das prognostizierte Lastprofil für den gesamten Betriebszeitraum decken können. Außerdem muss ein gewisses Maß an Flexibilitäten auf Basis von z.B. Energiespeichersysteme, Power-to-X-Technologien, Demand Side Management usw. vorhanden sein, um auf Prognoseabweichungen reagieren zu können und die Versorgungssicherheit innerhalb der Insel aufrechtzuerhalten. Die neuen Betriebspunkte für den Inselbetrieb sollten unter Berücksichtigung der initialen energiemarktbasierten Erzeugungsfahrpläne definiert werden, um kostenintensive Eingriffe zu minimieren. Dabei sollten vorhandene Flexibilitäten berücksichtigt werden, um die wegfallende Export-/Importfähigkeit dieses Netzgebietes im Inselbetrieb auszugleichen.

Neben dem Wirkleistungsgleichgewicht muss die von den Verbrauchern und Anlagen benötigte Blindleistung durch lokale EE-Anlagen, Kompensationsanlagen, Kraftwerke, Speichersysteme oder leistungselektronische Komponenten wie DC-Links oder FACTS-Geräte innerhalb der Netzsinsel bereitgestellt werden, um die Knotenspannungen innerhalb ihrer Grenzen zu halten und das Blindleistungsgleichgewicht aus folgender Gleichung zu erhalten.

$$\Delta Q = \sum_{i=1}^n Q_{g,i} - \sum_{i=1}^n Q_{l,i} - \sum_{i=1}^n Q_{asset,i} = 0 \quad \text{Gl. 2.17}$$

Da in einer Netzsinsel die Blindleistungsbereitstellung aus dem überlagerten Netz nicht zur Verfügung steht, muss sichergestellt werden, dass die EE-Leistung über die gesamte Betriebszeit ausreichend hoch ist, um eine ausreichende Blindleistungsbereitstellung zu gewährleisten. Außerdem erfordert die Einspeisung von Blindleistung durch EE-Anlagen eine gewisse Blindleistungsreserve, da Prognoseabweichungen nicht ausgeschlossen werden können.

Ein zuverlässiger und sicherer Betrieb einer Netzsinsel erfordert zudem eine statische Leistungsflussanalyse, um einen engpassfreien Betrieb ohne statische Spannungsgrenzverletzungen zu gewährleisten. Daher ist eine statische Ausfallvariantenrechnung erforderlich, um die mögliche Inseltopologie unter Berücksichtigung des geplanten Betriebsfahrplans zu bewerten. Wird eine (n-1)-Sicherheit für die gesamte Netzsinsel gefordert, werden die möglichen Inseltopologien eingeschränkt. Ist für einige Netzbereiche eine (n-0)-Sicherheit zulässig, sinkt die Systemsicherheit, während die Anzahl der möglichen Inseltopologien und Konfigurationen deutlich steigt. In diesem Fall muss der Netzbetreiber die Sicherheitsanforderungen den Betriebsmitteln oder Bereichen zuordnen, um eine vollständige Automatisierung zu ermöglichen.

Ein weiteres statisches Kriterium ist die Verfügbarkeit von Betriebsmitteln. Während die Verfügbarkeit von Erzeugungseinheiten und Lasten bereits durch die Fahrpläne, Prognosen und geschätzten Profile definiert ist, muss die Verfügbarkeit von Anlagen und integrierten Flexibilitäten definiert werden, um Informationen über geplante Wartungs-, Service- oder Ausbauaktivitäten in die Inselbewertung einzubeziehen.

2.3.4 Inselnetzbewertung auf Basis dynamischer Untersuchungen

Wurde auf Basis der statischen Analyse eine geeignete Inselnetztopologie und -konfiguration erkannt, muss eine dynamische Analyse folgen, um Stabilitätsbedingungen sicherzustellen, die den Richtlinien des Grid Codes entsprechen. Das dynamische Verhalten eines Netzes wird durch das dynamische Verhalten von Synchronmaschinen, Lasten und Umrichtern einschließlich ihrer Regelschemata innerhalb eines synchronen Netzgebietes dominiert [45]. Durch die Abspaltung eines Netzgebietes ändert sich die dynamische Netzcharakteristik. Abhängig von der Größe der Netzinsel wird das verbleibende Verbundnetz durch die Abtrennung eines Netzbereiches nicht wesentlich beeinträchtigt. Allerdings würde die potenzielle Netzinsel in ein wesentlich kleineres Netz mit völlig neuen dynamischen Eigenschaften überführt werden. Daher ist eine Analyse erforderlich, die sich mit dem dynamischen Verhalten hinsichtlich der Netzstabilität befasst. Nach [45] kann die Netzstabilität wie in Abb. 2.26 dargestellt unterteilt werden.

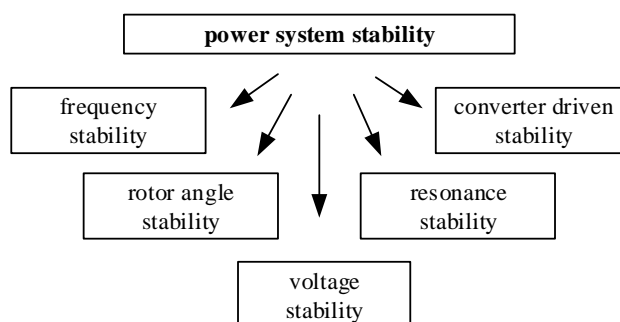


Abb. 2.26 Illustration der Stabilitätsklassifizierungen nach [45]

Es ist sinnvoll, für Netzinseln innerhalb von Verteilnetzen eine umrichterdominierte Dynamik anzunehmen, da in der Verteilnetzebene i.d.R. nur wenige Synchrongeneratoren installiert sind. Daher kann die Rotorwinkel- und auch die Resonanzstabilität auf das Verhalten von direkt am Netz angeschlossenen Generatoren [45] zurückgeführt und zur Vereinfachung des Verfahrens vernachlässigt werden. Um eine geeignete dynamische Charakteristik für eine Netzinsel zu schaffen, kann es notwendig sein, innerhalb der Insel Betriebsmittel zu haben, die bei Bedarf in einen Leistungs-Frequenz- (P-f) oder Spannungsregelungsmodus (U-Q) wechseln können.

Um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten, ist es notwendig, dass die Insel über genügend frequenzregelnde Einheiten verfügt, um ausreichend Reserve für Primär-, Sekundär- und Tertiärfrequenzregelung zu gewährleisten [46] sowie eine ausreichend große Momentanreserve bereitstellen zu können. Normalerweise wird diese Aufgabe hauptsächlich zwischen großen konventionellen Kraftwerken koordiniert. Da in Verteilnetzen nur wenige konventionelle Kraftwerke vorhanden sind, muss die negative Auswirkung auf die Netzträgheit durch die entkoppelte Netzanbindung von Leistungselektronischen Geräten berücksichtigt werden. Wie in [47] beschrieben und in Abb. 2.27.27 dargestellt, steigt die Frequenzabweichung nach einer Erregung mit zunehmendem EE-Anteil an der Einspeisung.

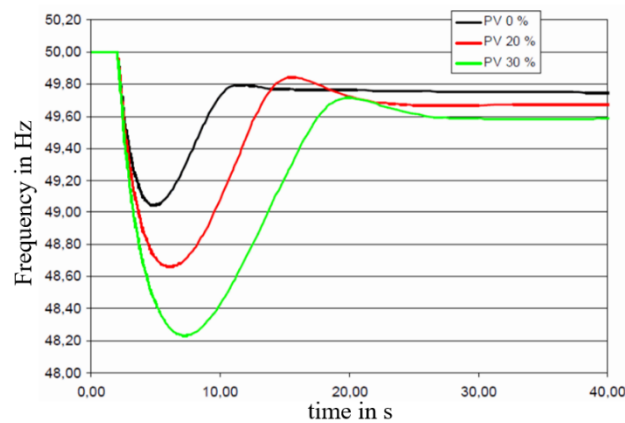


Abb. 2.27 Dämpfungswirkung im System mit zunehmendem EE-Anlagen Anteil [48]

EE-Anlagen und zukünftige Flexibilitäten wie z.B. Speichersysteme müssen in die Frequenzregelung einbezogen werden, indem sie synthetische Massenträgheit nutzen, um schnelle Wirkleistungsreaktionen bei Frequenzänderungen zu ermöglichen. Es muss sichergestellt werden, dass die statischen Frequenzgrenzen bei Störungen nicht verletzt werden und die Frequenzgradienten auf einen zulässigen Bereich begrenzt werden. Üblicherweise werden auch lastseitige Maßnahmen zur Reduzierung von Frequenzabweichungen in Betracht gezogen, aber wie in [48] erwähnt, können Maßnahmen wie Lastabwurf in Netzeinseln nicht immer gewährleistet werden, da die Lastabwurf-Funktion für jede neue Netzeinsel individuell verteilt werden muss, was zu hohen Kosten und hohem Regulierungsaufwand führt. Um eine lastseitige Frequenzregelung zu ermöglichen, sollten neue Flexibilitäten wie Power-to-X, BESS oder Elektromobilität in Betracht gezogen werden. Auch der üblicherweise höhere Lastprognosefehler für kleine Netzeinseln, der zu einem erhöhten Bedarf an Flexibilitäten in diesem Bereich führt, ist nicht zu vernachlässigen [48].

Falls der Inselbetrieb auf den Beitrag der EE angewiesen ist, muss die Einspeisung für den definierten Zeitraum hoch genug sein, um eine gewisse Regelleistung bereitstellen zu können. Weiterhin muss die Regelfunktion und Reglerparametrierung für die beitragenden Kraftwerke, EE-Anlagen, Speicher etc. definiert werden, um ein zulässiges transientes Verhalten zu erhalten. In [48] haben die Autoren gezeigt, dass eine optimierte Parametrierung der Frequenzregler einen entscheidenden Einfluss auf die resultierenden Frequenzabweichungen hat.

Analog zur Frequenzstabilität müssen auch die Spannungsstabilität und die Blindleistungsbereitstellung sichergestellt werden. Daher muss die potenzielle Netzeinsel blindleistungsbereitstellende Anlagen wie Kompensationsanlagen, VSC-Umrichter, konventionelle Kraftwerke, Speichersysteme oder EE-Anlagen enthalten. Mindestens eine dieser Anlagen muss in der Lage sein, die Knotenspannung aktiv zu regeln. Bei großen Inseln kann sich die Anzahl der notwendigen spannungsregelnden Anlagen erhöhen. Wichtig ist auch der Standort dieser spannungsregelnden Einheiten im Netz, um eine verteilte Blindleistungsbereitstellung zu erreichen, die das Risiko von lokalen Spannungsabweichungen oder Engpässen reduziert. Wenn EE-Anlagen für die Blindleistungsbereitstellung verantwortlich sind, muss sichergestellt werden, dass die Einspeisung während der Betriebszeit der Netzeinsel hoch genug ist, um einen ausreichenden Blindleistungsregelbereich bereitzustellen. Um die Spannungsstabilität zu gewährleisten, muss auch die Blindleistungsreserve hoch genug sein, um nach Störungen einen normalen Betriebszustand wiederherzustellen [48]. Dies impliziert, dass eine gewisse FRT-Fähigkeit der spannungsregelnden Anlagen vorhanden ist, um Spannungseinbrüche bei Störungen zu vermeiden.

Im Falle einer rein umrichterbasierten Einspeisung innerhalb eines Netzabschnitts muss zusätzlich geprüft werden, ob eine Fähigkeit zum Grid-Forming-Betrieb einzelner Anlagen besteht und ob diese Grid-Forming-Kapazität ausreicht, um das potenzielle Inselnetz sicher betreiben zu können. Da der Anteil der Grid-Forming-Fähigkeit am Gesamtnetzabschnitt bisher nicht definiert wurde, wird dieser nachfolgend in einer Fallstudie untersucht.

2.3.5 Fallstudie zur Bestimmung des notwendigen Grid-Forming Anteils in einem Netzabschnitt

Untersuchungen zum notwendigen Grid-Forming Minimalanteil wurden bereits in [49] und [50] adressiert. Während jedoch das Übertragungsnetz noch Jahrzehnte über Synchronmaschinen verfügen wird, existieren in den niederen Spannungsebenen bereits Netze mit 100% umrichterbasierten Erzeugern und Verbrauchern. Bei einer Inselung solcher Abschnitte ist eine gewisse Grid-Forming-Fähigkeit essentiell. Aus diesem Grund wird als Referenznetz ein Zweiknotenmodell in der 20 kV-Ebene verwendet. Jeder Knoten hat einen angeschlossenen Umrichter der Leistung in das Netz speist. Dabei befindet sich ein Umrichter im Grid-Forming-Regelmodus und einer im Netzfolgebetrieb (GFL), entsprechend Abb. 2.28.

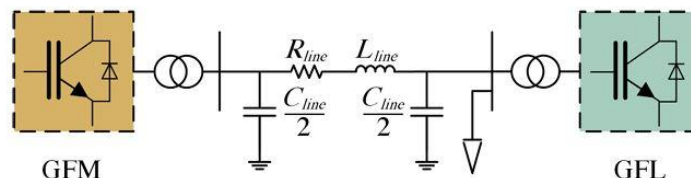


Abb. 2.28 2-Knoten-Referenzmodell für die Fallstudie

Im in Abb. 2.28 dargestellten Netzmodell existiert kein Anschluss an eine überlagerte Netzebene. Somit ist das Netz im Inselbetrieb und das Spannungssignal wird vom Grid-Forming-Umrichter (GFM) bereitgestellt.

Für die Untersuchung wird eine Anregung in Form eines Lastsprung um $\Delta P = +5\%$ nach $t = 1s$ eingeführt. Die Untersuchungen finden in Form einer Kleinsignalstabilitätsanalyse sowie Zeitbereichssimulationen statt. Die Untersuchungen werden in Abhängigkeit des GFM-Anteils durchgeführt, der durch β wie folgt repräsentiert wird:

$$\beta = \frac{S_{GFM}}{S_{GFM} + S_{GFL}} \quad \text{Gl. 2.18}$$

Stiff Voltage Control

In Abb. 2.29 sind relevante Eigenwerte des Systems dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Moden der Eigenwerte $\lambda_{23/24}$ ab einem Anteil von $\beta < 4\%$ instabil werden.

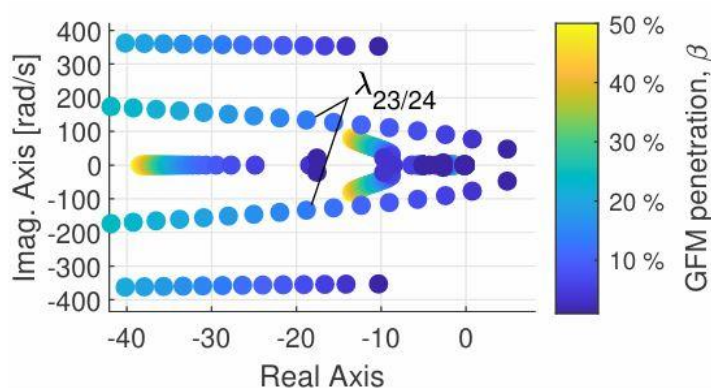


Abb. 2.29 Kritische Moden während der Stiff Voltage Control als Funktion von β

Die Moden 23/24 repräsentieren einen ungedämpften komplexkonjugierten Pol mit einer Frequenz von $f = 12,31$ Hz. Dieses Ergebnis kann mittels Zeitbereichssimulation in Abb. 2.30 verifiziert werden.

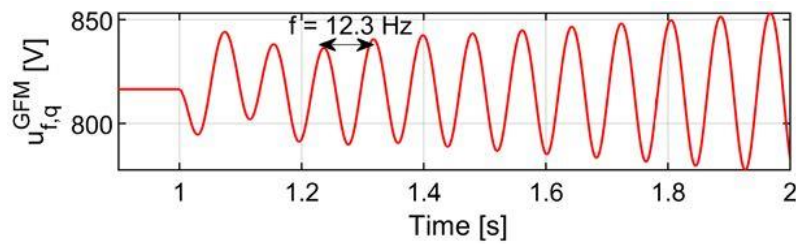


Abb. 2.30 Zeitbereichsdarstellung der kritischen Größe bei einem $\beta = 4\%$

Abb. 2.31 zeigt die Beiträge der Systemzustandsvariablen während des Ereignisses für verschiedene GFM-Anteile im System. Dabei ist zu erkennen, dass die kritische Mode 23/24 im Wesentlichen auf die q-Komponente der GFM-Spannungsregelung zurückgeführt werden kann.

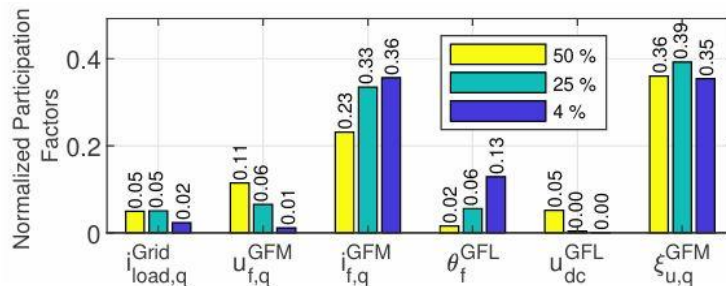


Abb. 2.31 Partizipationsfaktoren der Systemzustandsvariablen für verschiedene GFM-Anteile

Mit steigendem GFM-Anteil nimmt die Robustheit der Spannung zu, was durch eine Zunahme des GFL-PLL-Participation Factors θ_f^{GFL} bei sinkendem GFM-Anteil demonstriert wurde. Umgekehrt bedeutet das, dass das Spannungssignal des GFM-Umrichters durch die Stromeinspeisung des GFL-Umrichters gestört wird, wenn der GFM-Anteil zu gering an der Gesamteinspeisung ist. Dadurch kann es zu einer Fehlsynchronisation der PLL kommen, wodurch Oszillationen bedingt werden können.

Droop Control

Für ein Grid-Forming-Ansatz basierend auf einer Droop-Regelung wurde ein Stabilitätslimit bei $\beta = 16\%$ ermittelt. Damit ist der minimal notwendige GFM-Anteil am Netzabschnitt zur Wahrung der Kleinsignalstabilität um den Faktor 4 höher als bei einer Stiff-Voltage-Regelung. Abb. 2.32 zeigt, dass die Moden der Eigenwerte $\lambda_{25/26}$ maßgeblich verantwortlich für Stabilitätsprobleme sind.

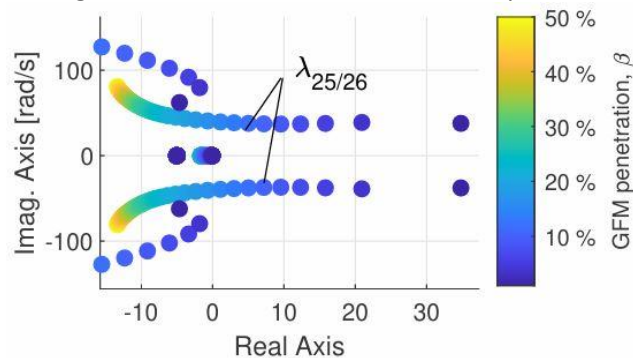


Abb. 2.32 Kritische Moden bei der Droop-Regelung als Funktion von β

Nachfolgend sind die Partizipationsfaktoren der Mode abgebildet. Es ist erkennbar, dass die Mode bei einem hohen GFM-Anteil hauptsächlich durch die d-Komponente der GFM-Spannungsregelung sowie den DC-seitigen Spannungs- und Stromanteilen geprägt wird. Wechselwirkungen zwischen den Umrichtern sind in diesem Spannungsregelmodus nicht erkennbar. Bei sinkendem GFM-Anteil steigen die Partizipationsfaktoren θ_F^{GFM} , $Q_g^{f,\text{GFM}}$ sowie $P_g^{f,\text{GFM}}$ der entsprechenden Mode an. Das ist auf steilere Droop-Gradienten zurückzuführen, die durch den geringeren Anteil β bedingt werden. Durch die

dadurch entstehende signifikantere Reaktion des GFM-Umrichters bei Lastsprüngen kommt es zu Wechselwirkungen zwischen den Umrichtern.

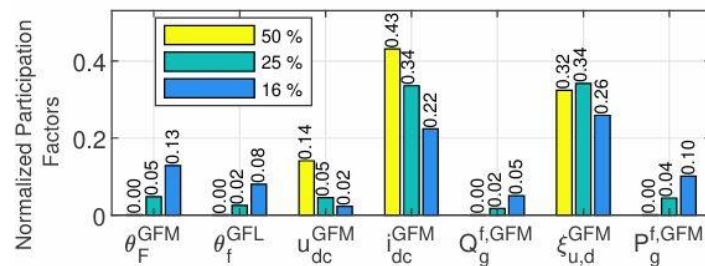


Abb. 2.33 Partizipierungsfaktoren der Mode 25/26 bei der Droop-Regelung

Die Droop-Regelung des GFM-Umrichters wirkt sich je nach Verstärkungsfaktor bzw. Gradient der Droopkurve deutlich auf die Stabilität des Gesamtsystems aus. Flache Gradienten sorgen dabei für ein stabileres Netzverhalten im Sinne der Kleinsignalstabilität. In Abb. 2.34. ist das Stabilitätslimit (GFM-Anteil β) für verschiedene Droop-Gradienten gegenübergestellt.

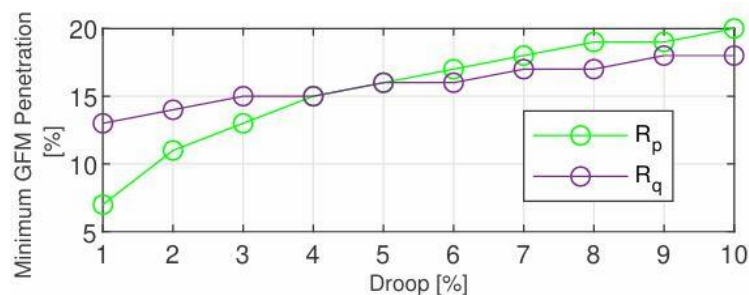


Abb. 2.34 Minimaler GFM-Bedarf bei verschiedenen Droop-Gradienten

Zusammenfassung

Die Untersuchung beschäftigte sich mit dem minimalen GFM-Anteil in einem ge-inselten Netzabschnitt bei verschiedenen Spannungsregelungsverfahren. Dabei hat sich ergeben, dass das Regelverfahren sowie dessen Parametrierung einen signifikanten Einfluss auf den benötigten GFM-Anteil hat. Ebenso konnten die kritischen Einflussfaktoren der jeweils destabilisierenden Moden identifiziert werden. Dabei ergab sich, dass im wesentlichen Winkel-, bzw. P-F-Regelungsbasierte Zustandsvariablen die Instabilitäten verursacht haben. Es sollte jedoch berücksichtigt werden, dass diese Untersuchungen auf Basis eines Zwei-Knoten-Testsystems getätigt wurden. Komplexere Topologien können abweichende Ergebnisse erzielen, da z.B. höhere Netzimpedanzen eine dämpfende Wirkung auf etwaige Wechselwirkungen haben kann und umgekehrt.

2.3.6 Vorbereitung detektierter Netzabschnitte auf den Inselnetzbetrieb

Eine zuverlässig funktionierende Netzinsel muss für den Inselbetrieb vorbereitet werden. Dazu muss ein Sollwertfahrplan für Erzeugung und Last definiert werden. Außerdem müssen Regelungsaufgaben und Regelungsparameter bezüglich der Frequenz- und Spannungsregelung definiert werden, um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten. Weiterhin führt die neue Netztopologie und Leistungsflussverteilung zu einer Veränderung der verfügbaren Kurzschlussleistung und erfordert daher angepasste Parameter für Schutzeinrichtungen. Dafür muss eine Priorisierung der Abzweige und Transformatoren vorgenommen werden, die für einen sicheren Betrieb unabdingbar sind. Diese Liste wird benötigt, um eine optimierte Funktion der Schutzeinrichtungen zu gewährleisten, um Überreaktionen zu vermeiden und sicherzustellen, dass wichtige Betriebsmittel bei einer Störung nur abgeschaltet werden, falls erforderlich.

Um Netzinseln aktiv zu bilden, ist es entscheidend, einen Übergangsprozess zu identifizieren und zu definieren, der zu keinen Stabilitäts- oder Sicherheitsproblemen führt. Daher sollte eine Transition mit möglichst geringer Anregung angestrebt werden. Die Transition muss eine koordinierte Abfolge von notwendigen Schalthandlungen, Betriebsmodi- und Sollwertänderungen für wichtige Betriebsmittel sowie Anpassungen für Schutzeinrichtungen beinhalten.

Eine weitere wichtige Vorbereitung für die Netzinsel ist eine koordinierte Wiedereingliederung in das ursprüngliche Netz. Diese Rückführung sollte ebenfalls über eine Reihenfolge der Schaltzustände, Sollwerte, Betriebsmodi- und Schutzgeräteeinstellungen koordiniert werden.

2.3.7 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Vorhaben wurde ein neuer allgemeiner Ansatz zur Bewertung der präventiven Inselfähigkeit auf konzeptioneller Ebene vorgestellt. Das vorgeschlagene Bewertungsverfahren umfasst eine statische und dynamische Analyse und skizziert die wichtigsten Schritte zur Vorbereitung einer identifizierten Netzinsel auf den Inselbetrieb. Die präventive Inselfähigkeitsbewertung als neues Leitstellen-Assistenzsystem bringt neue Möglichkeiten für den Netzbetrieb. Einerseits stellt die kontinuierliche Identifikation und Vorbereitung autarker Netzbereiche eine neue Backup-Sicherheit dar, die kurativ eingesetzt werden kann, um großflächige Netzausfälle zu vermeiden, andererseits kann die Netzverinselung zur Optimierung der Betriebsbedingungen genutzt werden. Allerdings könnte der Einsatz außer in Notfällen die Stromversorgungssicherheit vorübergehend herabsetzen und muss zum Nachweis des Konzepts numerisch untersucht werden. Nichtsdestotrotz stellt die Möglichkeit, die beabsichtigte Inselbildung als Regelgröße für den Netzbetrieb zu nutzen, eine neue Flexibilität für Netzbetreiber dar, die weiter untersucht werden sollte. Die präventive systematische Identifikation und Vorbereitung von Netzinseln ist ein komplexes Verfahren, das sich derzeit noch in einem frühen Forschungsstadium befindet und in der Literatur kaum diskutiert wird.

3 Projekterweiterung - Autonomes Verteilnetz

3.1 Einschätzung der Autonomiestufen des VDE-Impulspapiers

Mit dem Impulspapier „Systematisierung der Autonomiestufen in der Netzbetriebsführung“ [51] wurde durch ein VDE – Konsortium erstmals der Automatisierungsgrad der Netzbetriebsführung in verschiedene Stufen unterteilt. Die Einteilung der Stufen erfolgte in Anlehnung an die Autonomiestufen im Verkehr, wie folgt:

Tab. 3.1 Definition von Autonomiestufen nach [51]

Autonomiestufe	Definition
Autonomiestufe 0	Die Systemführung trifft auf Basis von Melde-/Messinformationen Entscheidungen über Sollwerte und setzt diese manuell, ferngesteuert um.
	0a – Observability: Die Systemführung kann den Netzzustand basierend auf Messinformationen überwachen.
	0b – Controllability: Die Systemführung kann den Netzzustand mit Hilfe von fernsteuerbaren Betriebsmitteln beeinflussen.
Autonomiestufe 1 Assistenz	Hintergrundfunktion, die (ständig oder nach Aktivierung durch den Systemführer) Berechnungen durchführt.
	1a – Awareness: Die Systemführung wird durch die Hintergrundfunktion durch Informationen unterstützt.
	1b – Decision Support: Die Hintergrundfunktion liefert der Systemführung Handlungsvorschläge, über deren Umsetzung die Systemführung entscheidet.
Autonomiestufe 2 Teilautomatisierung	Funktion, die durch die Systemführung aktiviert wird und ohne eine weitere Freigabe durch die Systemführung automatisiert regelt.
Autonomiestufe 3 Bedingungsautomatisierung	Funktion, die durch auslösende Bedingung (zuvor durch Systemführer definiert) automatisch aktiviert wird und ohne weitere Freigabe durch die Systemführung automatisiert regelt.
Autonomiestufe 4 Hochautomatisierung	Eine sehr große Zahl der erforderlichen Funktionen/Systemdienstleistungen sind durch Bedingungsautomatisierungen abgedeckt. Der Netzbetrieb läuft im Normalbetrieb und bei üblichen Fehlerfällen (daily business) automatisiert. Bei seltenen Störereignissen wird der Systemführer für den Betrieb hinzugezogen.
Autonomiestufe 5 Vollautomatisierung	Es ist kein Systemführer erforderlich. Abgesehen vom Festlegen der Zielparameter, der Bedingungen und Regeln sowie beim Starten des Systems, ist kein menschliches Eingreifen erforderlich.

Während die Unterscheidungsmethodik aus Tab. 3.1 in weiten Teilen auf die Netzbetriebsführung anwendbar ist, bestehen dennoch generelle Unterschiede zum autonomen Fahren. So besteht bspw. kein Bedarf das Leitwartenpersonal vollständig zu ersetzen (Autonomiestufe 5). Im Gegensatz zum autonomen Fahren stehen der Aufwand und Nutzen beim Erreichen der Autonomiestufe 5 in keinem Verhältnis und bieten weder wirtschaftlich noch technisch einen signifikanten Mehrwert für den Netzbetrieb. Endzustand sollte demnach das Erreichen der Autonomiestufe 4 als Summe aus einer Vielzahl von Prozessen der Autonomiestufe 3 sein. Mit dieser Annahme besteht keine Notwendigkeit zur vollständigen Automatisierung eines jeden Teilprozesses. Vielmehr muss eine systematische Mehrwertabschätzung eingeführt werden, um den Automatisierungsbedarf identifizieren zu können. Ein geeigneterer Vergleich könnte demnach die Prozessautomatisierung im Produktionsgewerbe sein, in dem der Fokus auf Effizienz und Qualität, nicht aber zwangsläufig auf vollständigem menschlichem Ersatz liegt. Im Folgenden werden die Autonomiestufen des VDE-Impulspapiers unter Berücksichtigung eines Endzustandes in der Stufe 4 als Summe multipler Stufe 3 - Funktionen herangezogen.

3.2 Treiber für die Automatisierung von Prozessen der Netzbetriebsführung

Die Digitalisierung und Automatisierung von Netzbetreiberprozessen gewinnen zunehmend an Bedeutung. Während sich keine direkten regulatorischen Vorgaben oder Anreize zum Erreichen eines höheren Automatisierungsgrades erkennen lassen, gibt es zahlreiche Treiber innerhalb der Netzbetreiberprozesse. Mögliche Ziele wurden in [51] benannt und sind nachfolgend weiter ausdetailliert und erweitert aufgeführt:

1. Effizienzsteigerung im Netzbetrieb:

Die Automatisierung von Prozessen wie Netzüberwachung, Fehlererkennung und -behebung kann die Netzeffizienz erhöhen, da Probleme schneller erkannt und behoben werden können. Dadurch wird die Betriebszeit des Netzes optimiert und Ausfallzeiten minimiert. Zudem können automatische Fehlerreaktionen, wie beim kurativen Netzbetrieb, oder ein optimaler Flexibilitätseinsatz die Gesamtauslastung des Netzes steigern und somit zu einem höheren Nutzungsgrad führen. Die Effizienzsteigerung im Netzbetrieb ist ein primärer Treiber der Automatisierung in diesem Bereich.

2. Reduzierung manueller Eingriffe:

Automatisierte Systeme können manuelle Eingriffe minimieren, was die Abhängigkeit von menschlichen Handlungen verringert und die Wahrscheinlichkeit menschlicher Fehler reduziert. Zudem führt dies zu einer Entlastung des Personals oder sogar Personaleinsparungen. Aufgrund des bereits hohen Automatisierungsgrades im Netzbetrieb spielt dieses Ziel eine eher untergeordnete Rolle.

3. Bewältigung der zunehmenden Komplexität:

Die zunehmende Zahl an Einspeisern und Flexibilitätsbereitstellern summiert sich auch mehrere Millionen Anlagen auf. Durch Automatisierung kann das Erzeugungs- und Verbrauchsprofil im Netz kleinteiliger gesteuert und optimiert werden, um eine effiziente und zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. Eine Beispielanwendung besteht in der netzdienlichen Verbrauchersteuerung nach §14a des EnWG zur Vermeidung von Engpässen und Reduzierung des Netzausbaubedarfs. Ein weiteres Beispiel stellt eine verteilte Blindleistungsbereitstellung dar. Während sich Einsatzplanungen innerhalb der Betriebsplanung mittels Algorithmen vorberechnen lassen, wird ein hohes Maß an Automatisierung für ad-hoc Maßnahmen als Reaktion auf ungeplante Störungen vorausgesetzt.

4. Erhöhung der Assetverfügbarkeit:

Automatisierte Überwachungssysteme können frühzeitig potenzielle Probleme erkennen und Warnungen ausgeben, wodurch Wartungsarbeiten proaktiv geplant werden können, um mögliche Ausfälle zu verhindern. Zudem können Wartungsarbeiten ggf. reduziert werden, wodurch sich die Verfügbarkeit der Assets erhöht. Parallel dazu können automatisierte Prozesse im Bereich Workforce-Management den notwendigen Personalbedarf begrenzen. Außerdem können schwer detektierbare Störfaktoren (z.B. Vereisung oder hochohmische Fehler) durch eine Signalmusterauswertungen in Echtzeit erfasst und somit schneller behoben werden [52].

5. Verringerung der Reaktionszeiten:

Schnelle automatisierte Netzeingriffe als Reaktion auf Netzstörungen oder -ausfälle, können die Versorgungssicherheit erhöhen, eine bessere Netzauslastung erreichen oder nach Großereignissen die Versorgungswiederherstellung beschleunigen. Die notwendigen Reaktionszeiten in diesen Bereichen liegen i.d.R. weit unterhalb menschlicher Zeitkonstanten. Durch eine schnellere Handlungsfähigkeit ergeben sich neue Anwendungsfälle für den Netzbetrieb (z.B. kurativer Netzbetrieb).

6. Verbesserung der Netzstabilität:

Ein Monitoring und Assessment der Netzstabilität kann aufgrund der Komplexität und Abstraktivität nur automatisiert erfolgen. Die dadurch gesteigerte Beobachtbarkeit (Stufe 1 – Awareness) des Netzes erlaubt präventive Gegenmaßnahmen wie z.B. stabilitätsbedingten Redispatch oder Adaption von Schutzparametern, wodurch die Netzstabilität erhöht werden kann. Die zunehmende Zahl an

Netzteilnehmern bedingt eine kontinuierliche Veränderung der dynamischen Netzrobustheit, die u.U. nicht mehr zuverlässig durch bisherige Schutzmargen eingegrenzt werden kann.

7. Personalaufwand

Die Zunahme an Aufgaben sowie deren Komplexität erfordert ein gesteigertes Maß an Personalaufwänden, die es zu begrenzen gilt. Während in der Netzbetriebsführung (Leitwartenbetrieb) wenig Potenzial zur Personalentlastung besteht, erleichtern automatisierte Prozesse die Einhaltung von Vorschriften und die Erstellung von Berichten über den Netzbetrieb, was für die Transparenz und die Zusammenarbeit mit Regulierungsbehörden von Bedeutung ist. Durch eine automatisierte Berichterstattung kann Personalaufwand eingespart werden. Außerdem wird durch eine Digitalisierung von Schaltprozessen ein Potenzial zur Einsparung von Personalaufwänden erkenntlich.

8. Automatisierung zur Digitalisierung

Automatische Diagnosetools, Patch- und Updatefunktionen der IT-Infrastruktur sind essenziell zur Digitalisierung der Netzinfrastruktur. Sicherheitsrisiken und Personalaufwände wären andernfalls erheblich. Die Digitalisierung in Form von hochauflösenden Messeinrichtungen und Fernzugriffen ist notwendig zum Erreichen höherer Automatisierungsgrade.

Obwohl das Automatisierungsbestreben der Verteilnetzbetreiber in Bereichen wie Endkundenmanagement, Workforcemanagement oder Netzplanung aufgrund der wachsenden Kleinteiligkeit und des damit einhergehenden Personalmangels deutlich den Automatisierungsbedarf im Netzbetrieb übersteigt, existieren auch dort zahlreiche Treiber für das Erreichen höherer Autonomiestufen. Im nachfolgenden Kapitel wird der Prozess zum Erreichen höherer Autonomiestufen anhand einer Beispielfunktion erläutert.

3.3 Erreichen einer höheren Autonomiestufe anhand einer Beispielfunktion

Als Beispielfunktion wurde eine verteilte Bereitstellung von verfügbaren Blindleistungspotenzialen als mögliche Redispatch-Erweiterung angenommen. Der Fokus liegt dabei auf dem Abruf der Blindleistungspotenziale innerhalb der Netzbetriebsführung.

Der Redispatch Prozess ist ein zentrales Instrument für Netzbetreiber, Engpässe in ihrem Netz zu vermeiden. Der aktuell etablierte Redispatch2.0 – Prozess [53] fokussiert sich auf Wirkleistung, kann jedoch in Zukunft um Blindleistung erweitert werden. Dabei erfolgt zunächst analog zum Wirkleistungs-Redispatch eine zyklische Potentialermittlung unter Berücksichtigung sämtlicher Netzsicherheits-, Verfügbarkeits- und Markt-Aspekte sowie eine netzbetreiberübergreifende Bedarfserfassung innerhalb der Netzbetriebsplanung. Anschließend wird aus diesen Informationen ein Blindleistungs-Fahrplan entwickelt der zyklisch korrigiert wird.

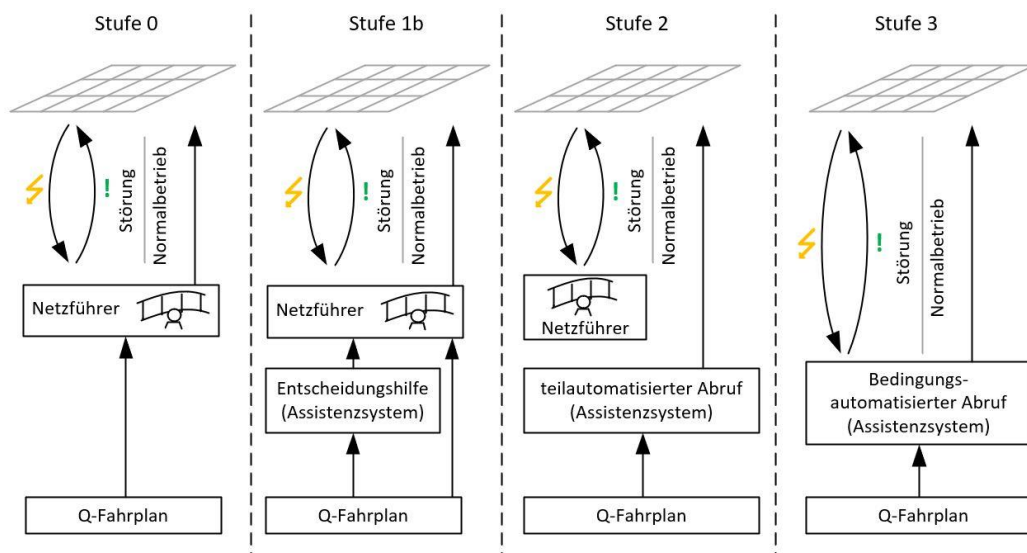


Abb. 3.1 Illustrative Darstellung des Blindleistungsabrufs in verschiedenen Autonomiestufen

Beobachtbarkeit und Regelbarkeit betroffener Anlagen (Stufe 0) sind Grundvoraussetzung aller höheren Stufen. Wird der Blindleistungs-Redispatch erforderlich, kann die Wahl der zu beteiligten Anlagen manuell durch den Systemführer erfolgen (Stufe 0) und durch Handlungsvorschläge aus Assistenzfunktionen unterstützt werden (Stufe 1b). Der Blindleistungsabruf, also das Abfahren des Fahrplans, kann als teilautomatisiertes Assistenzsystem erfolgen (Stufe 2), sodass der Netzführer lediglich bei Abweichungen zum Normalbetrieb eingreifen muss. Durch eine darüberhinausgehende Erweiterung des Assistenzsystems um eine kurative Korrekturfähigkeit, um auf Störungen wie Netzfehler, Prognosefehler oder Ausfälle von blindleistungsbereitstellenden Anlagen reagieren zu können, wird die Stufe 3 erreicht. Der Netzführer wird in diesem Entwicklungsstadium lediglich zur Definition der Auslösebedingung benötigt. Der Prozess kann damit als autonom angenommen werden.

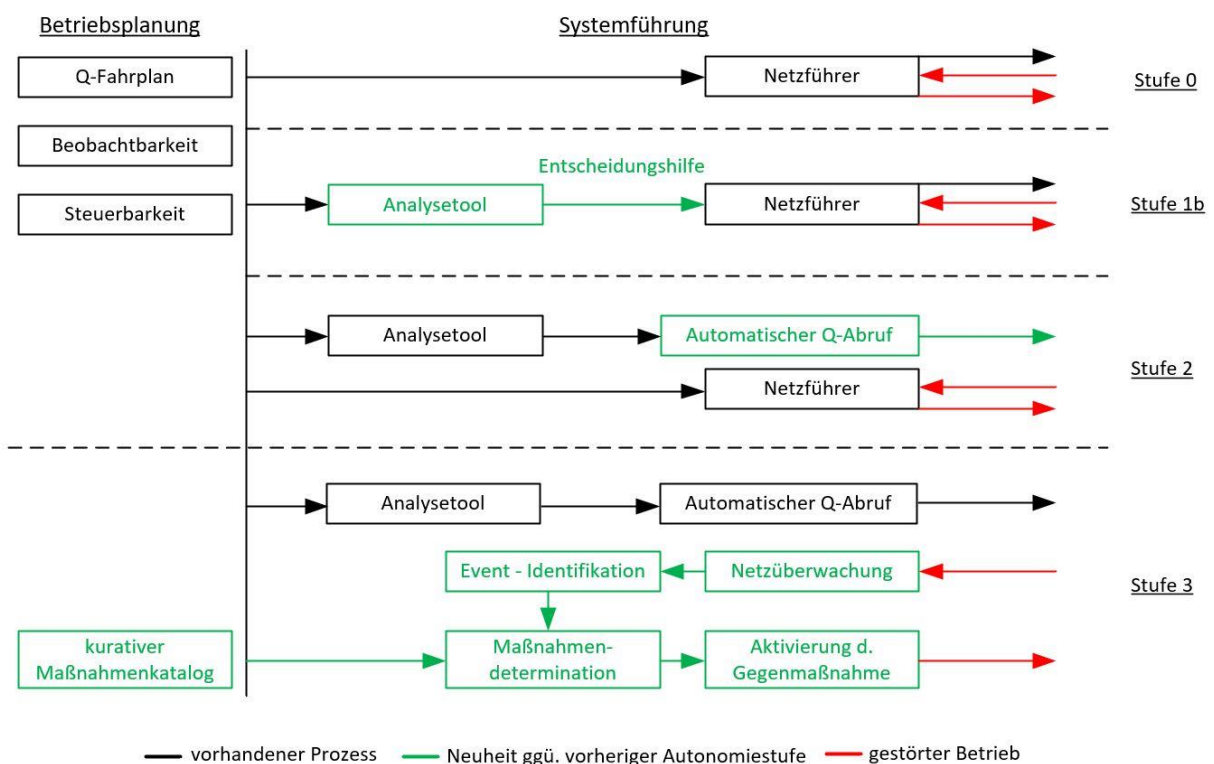


Abb. 3.2 Schematische Prozessweiterungen zum Erreichen höherer Autonomiestufen

Das Erreichen einer höheren Autonomiestufe wird demnach durch die Automatisierung einzelner Teilfunktionen innerhalb einer Applikation erreicht. Dabei müssen nicht alle Teilfunktionen den gleichen Automatisierungsgrad besitzen, um eine Autonomiestufe zu erreichen. Vielmehr stellen multiple Teilfunktionen niedriger Autonomiestufen die Basis, die notwendig ist, um eine Teilfunktion in eine höhere Autonomiestufe zu überführen. Die Einordnung der Gesamapplikation richtet sich anschließend nach der Teilfunktion mit der höchsten erreichten Autonomiestufe. Abb. 3.2 stellt diesen Zusammenhang am Beispiel des Blindleistungsabrufs dar.

Aus Abb. 3.2 wird ersichtlich, dass einzelne Teilfunktionen bei der Entwicklung zu höheren Autonomiestufen nicht bzgl. ihres Automatisierungsgrades angepasst werden müssen. Es werden lediglich Funktionen des Netzfürers durch neue Automatismen übernommen. Die Stufe 3 – Variante beinhaltet somit ebenfalls Funktionen der Stufen 1b und 2, wird aber nach dem automatisierten Verhalten im gestörten Betrieb (Stufe 3) bewertet.

Das Vorantreiben einer höheren Autonomiestufe solcher Prozessabläufe kann aufgrund der zunehmenden Komplexität der Erzeugerstruktur bzgl. der Volatilität, der Erzeugungsart, des dynamischen Verhaltens am Netz, der Anzahl und der Dezentralität der Anlagen aber auch durch die gegenseitige Beeinflussung der Blindleistungsbereitstellung und der lokalen Spannungshaltung im Netz erforderlich werden. Erfolgen mehrere Abrufe zeitgleich oder fällt eine am Blindleistungs-Redispatch beteiligte Anlage aus, führt darüber hinaus die Parallelität von kritischen Prozessen und die Notwendigkeit der Abstimmung mit Netz-/Anlagenbetreibern dazu, dass Systemführer den Zeitanforderungen zunehmend schwieriger gerecht werden können und zwangsweise auf höhere Automatisierungsgrade angewiesen sind.

3.4 Zusammenfassung und Ausblick

Heutige Automatismen im Netzbetrieb existieren i.d.R. nicht zur Effizienzsteigerung von Prozessen, sondern eher aufgrund einer Alternativlosigkeit. Das heißt, Prozesse die aufgrund ihrer Häufigkeit, Komplexität, Zeitanforderung oder Kontinuität nicht durch menschliches Personal umsetzbar sind, werden bereits automatisiert erbracht. Bezogen auf das Beispiel des Blindleistungsabrufs erscheint aufgrund der Häufigkeit und Komplexitätsanforderung das Erreichen der Stufe 2 als notwendig, während die Reaktionsfähigkeit im Fehlerfall (Stufe 3) aufgrund des seltenen Einsatzes eher als eine Option einzustufen ist. Die Überführung von Automatismen in höhere Automatisierungsgrade kann jedoch auch zu Effizienzsteigerungen, Stabilitätserhöhungen sowie höheren Verfügbarkeiten bei minimalen Instandhaltungsaufwand führen. Der sich daraus ergebende Mehrwert muss jedoch quantifizierbar dargestellt werden, um mittels eines Benchmarks die Sinnhaftigkeit einer Umsetzung ableiten zu können. Ein weiterer Treiber zum Erreichen eines hochautomatisierten Netzbetriebs kann die Entwicklung von regulatorischen Anreizen sowie Betriebsvorgaben innerhalb des Grid Codes sein.

Wie zu Beginn eingeführt, wird das Endstadium des hochautomatisierten Netzbetriebs mit dem Erreichen der Stufe 4 gewährleistet. In diesem Stadium besteht der Netzbetrieb aus einer hohen Anzahl von Automatismen, die parallel gleichzeitig miteinander oder nebeneinander agieren. Aufgrund von überschaubaren Stellgrößen im Netzbetrieb (im Wesentlichen Wirk- und Blindleistung) können demnach Zielkonflikte auftreten. Zur Vermeidung von Zielkonflikten kann bspw. eine übergeordnete automatisierte Kontrollinstanz die adressierten Anwendungsfälle bewerten und priorisieren und ggf. schnell und gezielt einschreiten, falls gegenläufige Maßnahmen angestoßen werden. Somit wird kann das Risiko des „maschinellen Versagens“ verringert werden, ohne den Operator zu belasten.

Letztlich konnte auch ein Mangel an Standards und Normen sowie eine unzureichend geklärte Haftungsfrage als eine Hürde zum Erreichen höherer Autonomiestufen identifiziert werden. Die Netzbetreiberakzeptanz zur Einführung neuer Automatismen kann durch ein Angebot von standardisierten Produkten gegenüber Individuallösungen gesteigert werden.

4 Referenzen

Literaturverzeichnis

- [1] K. Uros, “Development of Tools for Dynamic Security Assessment of Electrical Power Systems,” University of Ljubljana, Ljubljana, 2010.
- [2] L. P. Kunjumammed, B. C. Pal, R. Gupta and K. J. Dyke, “Stability Analysis of a PMSG-Based Large Offshore Wind Farm Connected to a VSC-HVDC,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 32, no. 3, pp. 1166–1176, 2017.
- [3] H. Liu, X. Xie, J. He and T. Xu, 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.
- [4] X. Wang, F. Blaabjerg and W. Wu, “Modeling and Analysis of Harmonic Stability in an AC Power-Electronics-Based Power System,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 12, pp. 6421–6432, 2014.
- [5] C. Yoon, H. Bai, R. N. Beres and X. Wang, et al, “Harmonic Stability Assessment for Multiparalleled, Grid-Connected Inverters,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1388–1397, 2016.
- [6] J. He, Y. W. Li, D. Bosnjak and B. Harris, “Investigation and Active Damping of Multiple Resonances in a Parallel-Inverter-Based Microgrid,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 1, pp. 234–246, 2013.
- [7] X. Wang and F. Blaabjerg, “Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2858–2870, 2019.
- [8] L. Harnefors, X. Wang, A. G. Yepes and F. Blaabjerg, “Passivity-Based Stability Assessment of Grid-Connected VSCs—An Overview,” *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 4, no. 1, pp. 116–125, 2016.
- [9] E. Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg, X. Wang and C. L. Bak, “Harmonic Stability and Resonance Analysis in Large PMSG-Based Wind Power Plants,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 12–23, 2018.
- [10] Y. Wang, X. Wang, F. Blaabjerg and Z. Chen, “Harmonic Instability Assessment Using State-Space Modeling and Participation Analysis in Inverter-Fed Power Systems,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 1, pp. 806–816, 2017.
- [11] J.H.R. Enslin, W.T.J. Hulshorst, A.M.S. Atmadji and P.J.M. Heskes, et al, “Harmonic interaction between large numbers of photovoltaic inverters and the distribution network,” in *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings: IEEE*, Jun. 2003.
- [12] C. Li, “Unstable Operation of Photovoltaic Inverter From Field Experiences,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 1013–1015, 2018.
- [13] Y. Li, L. Fan and Z. Miao, “Wind in Weak Grids: Low-Frequency Oscillations, Subsynchronous Oscillations, and Torsional Interactions,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 109–118, 2020.
- [14] L. Fan and Z. Miao, “Wind in Weak Grids: 4 Hz or 30 Hz Oscillations?,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 5803–5804, 2018.
- [15] L. Huang, H. Xin, Z. Li and P. Ju, et al, “Grid-Synchronization Stability Analysis and Loop Shaping for PLL-Based Power Converters With Different Reactive Power Control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 1, pp. 501–516, 2020.
- [16] Q. Hu, L. Fu, F. Ma and F. Ji, “Large Signal Synchronizing Instability of PLL-Based VSC Connected to Weak AC Grid,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 4, pp. 3220–3229, 2019.

-
- [17] F. Andren, B. Bletterie, S. Kadam, P. Kotsampopoulos and C. Bucher, "On the Stability of Local Voltage Control in Distribution Networks With a High Penetration of Inverter-Based Generation," *IEEE Trans. Ind. Electron*, vol. 62, no. 4, pp. 2519–2529, 2015.
- [18] M. Lindner, "Stabilität und Interaktionen aktiver Verfahren der statischen Spannungshaltung," Dissertation, Verlag Dr. Hut; Technische Universität München.
- [19] J. M. Gimenez Alvarez and P. E. Mercado, "Online Inference of the Dynamic Security Level of Power Systems Using Fuzzy Techniques," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 22, no. 2, pp. 717–726, 2007.
- [20] N.T. Trinh, "Ranking of System Dynamic Behaviour in a DSA System," RWTH Aachen, 2008.
- [21] N.T. Trinh, "Ranking of System Dynamic Behaviour in a DSA System," Master thesis, RWTH Aachen, 2008.
- [22] J. M. Gimenez Alvarez and P. E. Mercado, "A new approach for power system online DSA using distributed processing and fuzzy logic," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 2, pp. 106–118, 2007.
- [23] J. T. G. Weckesser, "Online Dynamic Security Assessment in Power Systems," 2014, [Online]. Available: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/on-line-dynamic>.
- [24] S. C. Savulescu, *Real-Time Stability in Power Systems*. Cham: Springer International Publishing, 2014.
- [25] H. Li, R. Diao, X. Zhang and X. Lin, et al, "An Integrated Online Dynamic Security Assessment System for Improved Situational Awareness and Economic Operation," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 162571–162582, 2019.
- [26] Y. Che, Z. Lv, J. Xu, J. Jia and M. Li, "Direct Method-Based Transient Stability Analysis for Power Electronics-Dominated Power Systems," *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2020, no. 99, pp. 1–9, 2020.
- [27] G. San, W. Zhang, X. Guo and C. Hua, et al, "Large-disturbance stability for power-converter-dominated microgrid: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 127, no. 3, p. 109859, 2020.
- [28] M. Kabilan, P. Singh and D. Niebur, "Large Signal Lyapunov-Based Stability Studies in Microgrids: A Review," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2287–2295, 2017.
- [29] K. Malekian, F. Safargholi, K. Kuech, M. Domagk, J. Meyer, and M. Hoven, Eds, "Characteristic Parameters and Reference Networks of German Distribution Grid (LV, MV, and HV) for Power System Studies," International ETG Congress, 2017.
- [30] L. Papangelis, M.-S. Debry, T. Prevost, P. Panciatici, and T. van Cutsem, "Stability of a Voltage Source Converter Subject to Decrease of Short-Circuit Capacity: A Case Study," University College Dublin, Dublin, Ireland, Jun. 2018.
- [31] K. Ioverv, "A Tutorial on Hankel-Norm Approximation," in *From Data to Model*, J. C. Willems, Ed.
- [32] C. F. van Loan, "Generalizing the Singular Value Decomposition," *SIAM J. Numer. Anal*, vol. 13, no. 1, pp. 76–83, 1976.
- [33] I. C. F. Ipsen and C. D. Meyer, "The Idea Behind Krylov Methods," *The American Mathematical Monthly*, vol. 105, no. 10, pp. 889–899, 1998.
- [34] J. Undrill, J. Casazza, E. Gulachenski and L. Kirchnayer, "Electromechanical Equivalent for Use in Power System Stability Studies," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst*, vol. PAS-90, no. 5, pp. 2060–2071, 1971.
- [35] G. N. Ramaswamy, L. Rouco, O. Fillatre and G. C. Verghese, et al, "Synchronic modal equivalencing (SME) for structure-preserving dynamic equivalents," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 11, no. 1, pp. 19–29, 1996.
- [36] J. H. Chow, "Power system coherency and model reduction," New York, 2013.

-
- [37] A. M. Stankovic and A. T. Saric, "Transient Power System Analysis With Measurement-Based Gray Box and Hybrid Dynamic Equivalents," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 19, no. 1, pp. 455–462, 2004.
- [38] J. R. Raol, G. Giriya, and J. Singh, "Modelling and Parameter Estimation of Dynamic Systems," London, 2004.
- [39] U. Krengel, *Einführung in die Wahrscheinlichkeitstheorie und Statistik*, 8th ed. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2005.
- [40] N.J. Balu, M.G. Lauby, and P.S. Kundur, Eds, *Power system stability and control*. Chennai, New York, St. Louis, San Francisco, Auckland, Bogotá, Caracas, Kuala Lumpur, Lisbon, London, Madrid, Mexico City, Milan, Montreal, San Juan, Santiago, Singapore, Sydney, Tokyo, Toronto: Mc Graw Hill Education (India) Private Limited, 1994.
- [41] F. Sass, T. Sennewald, A.-K. Marten and D. Westermann, "Mixed AC high-voltage direct current benchmark test system for security constrained optimal power flow calculation," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 2, pp. 447–455, 2017.
- [42] L. Ding, F. M. Gonzalez-Longatt, P. Wall and V. Terzija, "Two-Step Spectral Clustering Controlled Islanding Algorithm," in *IEEE Transaction Power System*, pp. 75–84.
- [43] I. Tyuryukanov, J. Quirós-Tortós, M. Naglic and M. Popov, et al, "Controlled islanding of power networks based on graph reduction and spectral clustering," Institution of Engineering and Tech, Mediterranean Conference on Power Generation,, Nov. 2016.
- [44] Q. Zhao, K. Sun, D.-Z. Zheng, J. Ma and Q. Lu, "A study of system splitting strategies for island operation of power system: a two-phase method based on OBDDs," in *IEEE Transaction Power System*, pp. 1556–1565.
- [45] N. Hatziaargyriou, J. V. Milanovic, C. Rahmann and V. Ajjarapu, et al, "Definition and Classification of Power System Stability Revisited & Extended," in *IEEE Transaction Power System*, p. 1.
- [46] L. Peltonen, P. Järventausta, T. Rauhala and A. Nikkilä, "Assessment of general feasibility for robust is landing," IEEE Modern Electric Power Systems Conference, Wroclaw, Poland, 2019.
- [47] ENTSO-E, "Supporting Document for the Network Code on Operational Security," 2013.
- [48] D. Gielen, F. Boshell, D. Saygin and M. D. Bazilian, et al, "The role of renewable energy in the global energy transformation," *Energy Strategy Reviews*, vol. 24, no. 6, pp. 38–50, 2019.
- [49] U. Markovic, O. Stanojev, P. Aristidou, E. Vrettos, D. S. Callaway, G. Hug, "Understanding small-signal stability of low-inertia systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021.
- [50] H. Xin, Y. Wang, X. Liu, B. Tang, G. Yu, and L. Huang, "How many grid-forming converters do we need? a perspective from power grid strength," 2022.
- [51] "Systematisierung der Autonomiestufen in der Netzbetriebsführung," Jul. 2020, [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1979462/a73eec5f684abdc94ba63b03232b00d5/impuls-papier-automatisierung-stromnetzbetrieb-data.pdf> (2024, Jun. 26).
- [52] S. Gaube, "Artificial Grid Intelligence: On the Way to Solve Persistent Protection Problems," IEEE PESGM, Orlando, Florida, Jul. 2023.
- [53] "BDEW - Branchenlösung Redispatch 2.0: Datenaustausch-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse," Berlin.

5 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1 Schematische Darstellung der DSA-Prozesskette	6
Abb. 2.2 Schematische Abbildung des DVI-Ansatzes nach [1].....	9
Abb. 2.3 Schematische Abbildung des VRTI-Ansatzes nach [1].....	10
Abb. 2.4 Single-line Diagramm des Referenzmodells aus [29]	11
Abb. 2.5 Wirk- und Blindleistungsverläufe von VSC 1 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 1)	12
Abb. 2.6 Spannungsamplituden an den Knoten 20, 10, 04 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 1)	13
Abb. 2.7 Wirk- und Blindleistungsverläufe von VSC1 sowie Spannungsamplituden an den Knoten 20, 10, 04 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 2)	13
Abb. 2.8 Wirk- und Blindleistungsverläufe von VSC 1 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 3) mit erweiterter X-Achse (unten).....	14
Abb. 2.9 Spannungsamplituden an den Knoten 20, 10, 04 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 3)	14
Abb. 2.10 Sicherheitsindizes für Szenario 1 und 2	15
Abb. 2.11 Progression der Sicherheitsindizes bei Erhöhung der Einspeiseleistung an VSC 1	16
Abb. 2.12 Sicherheitsindizes für Szenario 3	16
Abb. 2.13 Wirk- und Blindleistungsverläufe von VSC1 sowie Spannungsamplituden an den Knoten 20, 10, 04 während eines Fehlers mit anschließender Abschaltung der Leitung B20-B21 (Scenario 3) mit halbiertes Einspeiseleistung von VSC 1	17
Abb. 2.14 Sicherheitsindizes für Szenario 3 mit halbiertes Einspeiseleistung von VSC 1	17
Abb. 2.15 Blockschaltbild einer Synchronmaschine 3.Ordnung.....	19
Abb. 2.16 Blockschaltbild des IEEE AC4C Erregersystem.....	20
Abb. 2.17 Schematische Darstellung der angewandten Methodik zur Parameterschätzung.....	20
Abb. 2.18 IET 67-Bus-Hybridnetz aus [41]	22
Abb. 2.19 Vergleichsmodelle zur Verifizierung des dynamischen Äquivalents.....	23
Abb. 2.20 Vergleich der Ausgleichsvorgänge der verschiedenen Modelle im Basecase.....	24
Abb. 2.21 Vergleich der Ausgleichsvorgänge der verschiedenen Modelle bei Variation des Fehlerorts	24
Abb. 2.22 Vergleich der Ausgleichsvorgänge der verschiedenen Modelle bei Variation der Einspeiseleistung.....	25
Abb. 2.23 Vergleich der Ausgleichsvorgänge der verschiedenen Modelle bei Variation der System-Inertia	26

Abb. 2.24	Illustration der systematischen Netzuntersuchung auf Inselnetzfähige Gebiete.....	28
Abb. 2.25	Abfolge der notwendigen Schritte bis zum geplanten Inselnetzbetrieb.....	28
Abb. 2.26	Illustration der Stabilitätsklassifizierungen nach [45]	30
Abb. 2.27	Dämpfungswirkung im System mit zunehmendem EE-Anlagen Anteil [48]	31
Abb. 2.28	2-Knoten-Referenzmodell für die Fallstudie	32
Abb. 2.29	Kritische Moden während der Stiff Voltage Control als Funktion von β	32
Abb. 2.30	Zeitbereichsdarstellung der kritischen Größe bei einem $\beta = 4\%$	33
Abb. 2.31	Partizipationsfaktoren der Systemzustandsvariablen für verschiedene GFM-Anteile	33
Abb. 2.32	Kritische Moden bei der Droop-Regelung als Funktion von β	33
Abb. 2.33	Partizipationsfaktoren der Mode 25/26 bei der Droop-Regelung	34
Abb. 2.34	Minimaler GFM-Bedarf bei verschiedenen Droop-Gradienten	34
Abb. 3.1	Illustrative Darstellung des Blindleistungsabrufs in verschiedenen Autonomiestufen	39
Abb. 3.2	Schematische Prozesserweiterungen zum Erreichen höherer Autonomiestufen	39

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1	Übersicht der Stabilitätsphänomene in Verteilnetzen	4
Tab. 2.2	Überblick über Sicherheitskriterien und zugehörige Performance Indizes [1]	6
Tab. 2.3	Übersicht der in dieser Untersuchung verwendeten DSA-Bewertungsindizes	10
Tab. 2.4	Angenommene Parameter für den VN-DSA Einsatz.....	15
Tab. 3.1	Definition von Autonomiestufen nach [51]	36

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN planned	2. type of document (e.g. report, publication) report
<p>3. title</p> <p style="text-align: center;">Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende</p> <p style="text-align: center;">- ENSURE Phase 2 –</p> <p style="text-align: center;">Teilvorhaben: Assistenzsysteme in Verteilnetzen</p>	
4. author(s) (family name, first name(s)) Johannes Kayser Dr.-Ing Steffen Schlegel Univ.-Prof. Dr.-Ing Dirk Westermann	5. end of project 31.12.2023
	6. publication date planned
	7. form of publication report
8. performing organization(s) (name, address) Technische Universität Ilmenau Ehrenbergstr. 29, 98693 Ilmenau	9. originator's report no.
	10. reference no. 03SFK1R0-2
	11. no. of pages 45
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. no. of references 53
	14. no. of tables 5
	15. no. of figures 36
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date)	
<p>18. abstract</p> <p>The transformation of the electrical energy system to include more renewable energy sources leads to high amounts of required grid expansion and changes the dynamic behavior of the electrical grids. To limit the necessary grid expansion and increase power system security, it is possible to improve the power systems efficiency by using assistant systems that solve complex operational tasks. This report is focused on assistant systems for distribution grids that consider the changing dynamic grid conditions in the future. Therefore, three applications are introduced to monitor, model and enable operational flexibilities for distribution system operators. While the results have shown that the consideration of distribution system dynamics are not an urgent requirement since stable operation can be maintained even with large changes in dynamic behavior, there are some operational benefits and use cases that can increase the power systems efficiency, security and reliability. The second part of the report is a discussion about autonomous grid operation to obtain and interpret the state of the art and necessity of higher degrees of automation. Also, it is examined how individual functionalities can reach a higher degree of automation in general. The main result of this discussion shows that the main driver for automation in distribution systems is the increasing complexity caused by the high number of energy consumers and providers that need to be coordinated. All in all, power system automation using assistant systems can play an important role of future distribution systems by overtaking complex tasks, decreasing the environmental impact and by increasing operational flexibilities and power system security.</p>	
19. keywords Assistenzsysteme, Autonomer Netzbetrieb, Verteilnetz, Verteilnetzdynamik	
20. publisher	21. price