

# Modelle zur Analyse des Frequenzverhaltens ausgedehnter Übertragungssysteme

Denis Mende<sup>1</sup>, Holger Becker<sup>1</sup>, Walter Schittek<sup>1</sup>,  
David Sebastian Stock<sup>1</sup>, Lutz Hofmann<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE,  
Königstor 59, 34119 Kassel – [www.iee.fraunhofer.de](http://www.iee.fraunhofer.de).

<sup>2</sup> Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme,  
Appelstrasse 9A, 30167 Hannover – [www.ifes.uni-hannover.de/](http://www.ifes.uni-hannover.de/)  
Kontakt: [denis.mende@iee.fraunhofer.de](mailto:denis.mende@iee.fraunhofer.de), Tel.: +49 561 7294-425

**Kurzfassung:** Der zunehmende Anteil von Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien und Stromrichtertechnologie führt zu einer Verdrängung der konventionellen Erzeugungsstruktur mit Synchronmaschinen. Diese Änderungen in der Erzeugungs- aber auch in der Verbraucherlandschaft führen zu einer entscheidenden Veränderung des dynamischen Frequenz-/Wirkleistungsverhaltens sowie zu veränderten Reaktionen der Netzfrequenz auf Störungen. Vereinfachte prinzipielle Untersuchungen des Frequenzverhaltens in Synchrongebieten sind mit aggregierten Bilanzmodellen möglich, welche aufgrund der veränderten Randbedingungen insbesondere im dynamischen Verhalten, aber auch in der Nachbildung ausgedehnter Versorgungssysteme Ungenauigkeiten aufweisen. Diese werden anhand von Simulationen mit verschiedenen Typen von Erzeugungsanlagen und ihres unterschiedlichen dynamischen Verhaltens sowie Simulationen mit mehreren Gebieten mit dieser etablierten Modellierung aufgezeigt. Im Anschluss werden zwei Modellierungsansätze vorgestellt, die eine genauere Nachbildung der Realität mit begrenztem weiteren Aufwand ermöglichen. Zum einen kann insbesondere das dynamische Verhalten im Verbund durch eine Nachbildung des transienten Synchronmaschinenverhaltens realitätsnäher abgebildet werden. Zum anderen machen hohe Durchdringungsgrade stromrichtergekoppelter Anlagen eine exakte Abbildung der elektrischen Größen sowie insbesondere der Erfassung der Frequenz erforderlich, weshalb im zweiten Ansatz deren Nachbildung sowie die Frequenzerfassung im Mittelpunkt stehen. Beide Modellierungsansätze erlauben im Ergebnis eine genauere Abbildung des Frequenz-/Wirkleistungsverhaltens in ausgedehnten Übertragungssystemen.

**Keywords:** Aggregation, Bilanzmodell, Frequenzänderung, Frequenzerkennung, Primärregelung, rotierende Masse, Spannungswinkel, transientes Verhalten, Verbundleitung

## 1 Einleitung

Der fortwährend zunehmende Anteil von volatil einspeisenden Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien (EEA) und Stromrichtertechnologie an der Stromerzeugung führt in steigendem Maß zu einer Verdrängung der auf fossilen Brennstoffen basierenden Erzeugungsstruktur mit Synchronmaschinen. Darüber hinaus ergibt sich u. a. aufgrund des beschlossenen Kernenergieausstiegs in Deutschland auch langfristig eine geänderte Zusam-

mensetzung des konventionellen thermischen Kraftwerksparks. Diese Veränderungen in der Erzeugungs-, aber auch in der Verbraucherlandschaft (z. B. durch leistungselektronisch gekoppelte Lasten) führen durch die Reduzierung der großen rotierenden Massen der direkt gekoppelten elektrischen Maschinen im System zu einer entscheidenden Veränderung des dynamischen Frequenz-/Wirkleistungsverhaltens mit entsprechenden Auswirkungen auf die Wirkleistungs-/Frequenzregelung (vgl. [1]).

Der vorliegende Beitrag zeigt in Abschnitt 2 anhand von Simulationen mit etablierten Bilanzmodellen diese Veränderungen auf. Dabei werden in der Literatur beschriebene Ergänzungen des prinzipiellen Aufbaus zur Nachbildung unterschiedlicher Primärregelleistungserbringer sowie die Nachbildung eines Systems mit mehreren Gebieten verwendet. Anhand von Simulationen wird auf die veränderten Anforderungen an die Modellierung sowie den Erweiterungsbedarf bei der Modellbildung hingewiesen.

Abschnitt 3 skizziert zwei mögliche Erweiterungen der etablierten Modelle, die insbesondere die Idee der aggregierten Darstellung gleichartiger Erzeugungsanlagen verbindet. Ansatz 1 baut dabei direkt auf dem Ansatz der aggregierten Bilanzmodelle auf und versucht den Zeitbereich der Gültigkeit dieses Ansatzes bis in die erste Sekunde nach einer Leistungsänderung im System zu erweitern. In Ansatz 2 wird ausgehend von extremen Störungsereignissen im System eine Modellierungsidee skizziert, die eine Analyse bis in den Kurzzeitbereich (Millisekunden) erlaubt und insbesondere die dafür notwendige Frequenzerkennung für die Reaktion der EEA thematisiert.

## 2 Etablierter Ansatz aggregierter Bilanzmodelle

### 2.1 Prinzipieller Aufbau

Für vereinfachte prinzipielle Untersuchungen des Frequenzverhaltens in Synchrongebieten mit mehreren Regelzonen sind aggregierte Bilanzmodelle weit verbreitet [2, 3, 4]. Darin werden Frequenzänderungen in Folge von Last- und/oder Erzeugungsänderungen über die im System vorhandene Trägheit der rotierenden Massen nachgebildet, wobei die Netzfrequenz vereinfachend mit der Winkelgeschwindigkeit der Generatoren gleichgesetzt wird. Dieser etablierte Modellierungsansatz geht von einem kohärenten Verhalten der Synchronmaschinen aus, und fasst sämtliche direkt mit dem Netz verbundenen rotierenden elektrischen Maschinen (Synchron- und Asynchronmaschinen) in einer einzigen rotierenden Masse zusammen.

Abbildung 1 skizziert eine einfache mögliche Ausführungsform eines solchen Modells. Auf die resultierende rotierende Masse – dargestellt durch die Netzanlaufzeitkonstante  $T_N$  – wirkt eine Leistungsänderung  $\Delta p_x$ , die sich in einer Drehzahl- bzw. Frequenzänderung  $\Delta f$  nieder-

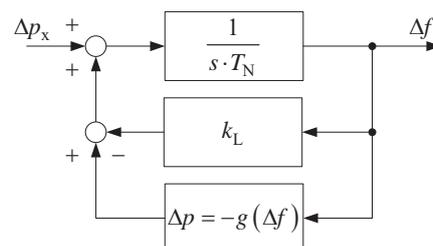


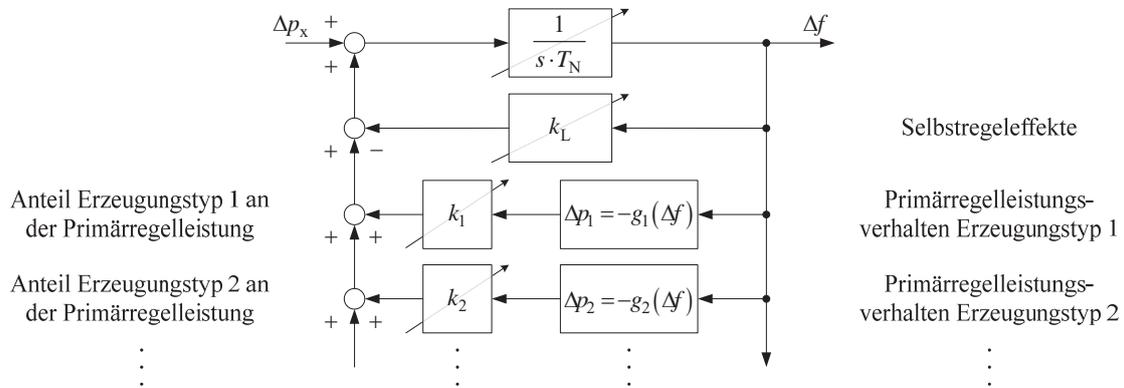
Abbildung 1: Einfache Ausführungsform eines aggregierten Bilanzmodells.

schlägt. Darüber hinaus werden in der Regel der Selbstregelleffekt der Last (z. B. durch die frequenzabhängige Leistungsaufnahme von Verbraucherlasten einschließlich motorischer Lasten; in Abbildung 1 durch die sich nach einer Linearisierung im Arbeitspunkt ergebende Last-Leistungszahl  $k_L$  dargestellt) sowie der Primärregelleistungseinsatz  $\Delta p = -g(\Delta f)$  als Reaktion auf Frequenzänderungen  $\Delta f$  berücksichtigt.

## 2.2 Analyse des Systemverhaltens

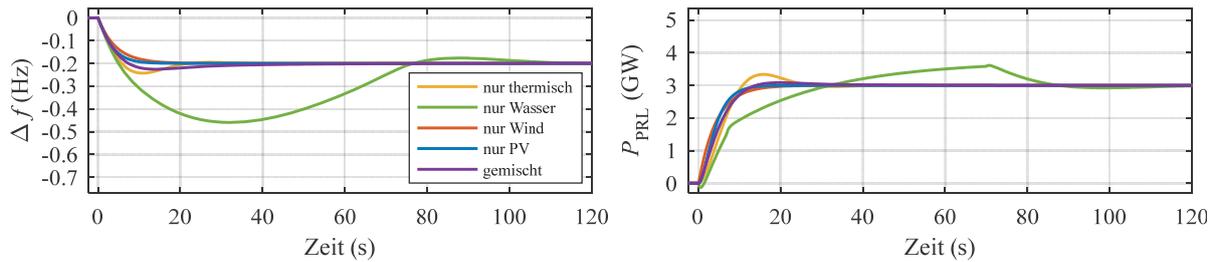
### 2.2.1 Variationen im Erzeugungsmix

Ebenso wie die thermischen Kraftwerke verfügen auch EEA über verschiedene Möglichkeiten der Beteiligung an der Wirkleistungs-/Frequenzregelung. Hierzu liefert die Literatur zahlreiche Ansätze, siehe bspw. [5]. Um die skizzierte Veränderung im Erzeugungsmix und insbesondere die hervorgerufenen Auswirkungen auf das Frequenzverhalten untersuchen zu können, kann das Modell durch die Nachbildung des zeitlichen Verhaltens der Primärregelung und darüber hinausgehender frequenzabhängiger Leistungsanpassungen (z. B. „Fast-Frequency-Response“ [6], „virtual Inertia“ [7]) unterschiedlicher Erzeugungsanlagen, unterschiedlicher Durchdringungen sowie variierender Massenträgheit im System weiter detailliert werden. Dazu können diese z. B. um entsprechende Pfade der Primärregelleistung ergänzt werden, wie Abbildung 2 beispielhaft zeigt. Dadurch ist es einfach möglich, den Einfluss variierender Durchdringungsgrade, die durch die Faktoren  $k_i$  beschrieben sind, unterschiedlicher Erzeugungstypen und deren Auswirkungen auf das dynamische Frequenzverhalten zu untersuchen.



**Abbildung 2: Detaillierungsmöglichkeit des etablierten Bilanzmodells um das Primärregelleistungsverhalten unterschiedlicher Erzeugungstypen in einem Synchrongebiet.**

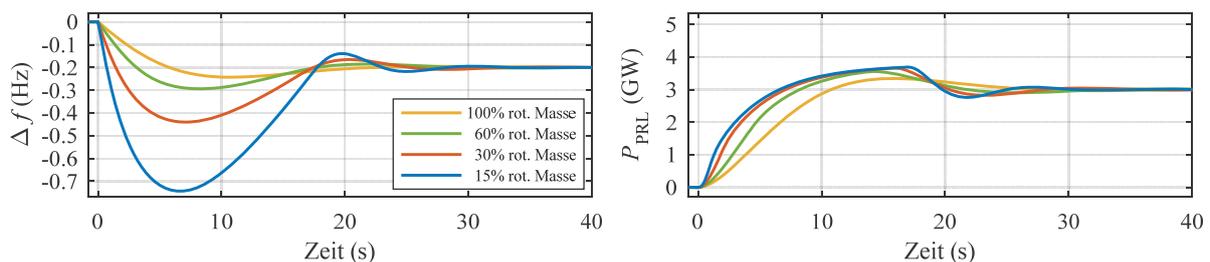
In einer konkreten Umsetzung im Modell wurden Rückkopplungspfade für thermische und hydraulische Erzeugungsanlagen sowie für Erzeugungsanlagen basierend auf Wind und Photovoltaik realisiert. Die Umsetzung und Parametrierung erfolgt analog zu [8] und [9]. Die Höhe der angenommenen Last orientiert sich dabei an Werten des europäischen Verbundnetzes (220 GW als Minimallast für das Verbundgebiet), ebenso wie der angesetzte Leistungssprung in Höhe von 3 GW, der auslegungsgemäß zu einer stationären Frequenzabweichung von 0,2 Hz führt. Die rotierenden Massen wurden über eine Netzanlaufzeitkonstante in Höhe von  $T_N = 12$  s nachgebildet, was hier und in den weiteren Simulationen den Referenzwert von 100 % rotierender Masse im System darstellt.



**Abbildung 3: Simulationsergebnisse für verschiedene Arten der Primärregelleistungserbringung unter Verwendung der etablierten Umsetzung eines aggregierten Bilanzmodells.**

Die Ergebnisse in Abbildung 3 zeigen die prinzipiellen Unterschiede im dynamischen Verhalten bei Berücksichtigung typischer Zeitkonstanten der Primärregelung der jeweiligen Erzeugungsanlagen. Die vier gezeigten Verläufe ergeben sich bei jeweils ausschließlicher Primärregelung des jeweiligen Erzeugungstyps (therm., hydraul., Wind- und PV-Erzeugungsanlagen) bei sonst gleichen Systemeigenschaften und Störung. Es bleibt festzuhalten, dass das dynamische Verhalten der Primärregelung der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen auch durch eine entsprechende Umsetzung in den Anlagen variiert werden kann und demnach nicht zwangsläufig den gezeigten Verlauf annehmen muss. Besonders einfach ist dies – unter der Voraussetzung einer entsprechenden Reservehaltung – bei stromrichterbasierten Anlagen, bei denen eine Anpassung lediglich eine Frage der Parametrierung bzw. Reglerauslegung ist.

Eine Analyse des dynamischen Frequenzverhaltens bei sich ändernden rotierenden Massen im System, das sich aufgrund unterschiedlicher Erzeugungsstrukturen und –dargebote z. B. im Jahres- oder auch Tagesverlauf ergeben kann, ist mit einem solchen Bilanzmodell ebenfalls einfach durchzuführen. Im konkreten Beispiel wurde das Simulationsmodell unter Annahme einer vollständig durch thermische Erzeugungsanlagen bereitgestellten Primärregelung (vgl. Ergebnisse für „nur Thermisch“ in Abbildung 3) in der Höhe der im System vorhandenen rotierenden Masse variiert. Alle anderen Parameter sind entsprechend der vorangegangenen Simulation gewählt. Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse für unterschiedliche Durchdringungen von Kraftwerken mit direkt gekoppelten Synchrongeneratoren.



**Abbildung 4: Frequenzverhalten bei unterschiedlichen Anteilen rotierender Massen im Gesamtsystem.**

Die unterschiedlichen Frequenzverläufe zeigen, dass durch die geringere rotierende Masse des Systems zum einen der maximale Frequenzeinbruch, und zum anderen die Frequenzänderungsgeschwindigkeit im Anschluss an das Störungsereignis größer werden. Durch verringerte rotierende Masse im System wird die dynamische Reaktion einer Frequenzregelung auf die Frequenzänderung demnach immer wichtiger, insbesondere in den ersten Momenten (innerhalb der ersten Sekunde(n)) nach dem Störungsereignis.

Lösungsmöglichkeiten den schnellen und stärkeren Frequenzänderungen entgegenzuwirken bestehen zum einen in der (künstlichen) Erhöhung der rotierenden Massen im System und/oder zum anderen in der schnelleren Reaktion der Frequenzregelung [10]. Letzteres kann z. B. in Form verschärfter zeitlicher Anforderungen an die Primärregelung oder auch in Form einer Fast-Frequency-Response realisiert werden.

Unter Berücksichtigung der Randbedingungen, die die aggregierte Modellierung in Form des Bilanzmodells mit nur einer aggregierten Masse für das Synchrongebiet mit sich bringt (vgl. bereits die Ausführungen zur Gültigkeit des Modells in den ersten Sekunden in [2]), weist dieser Modellierungsansatz insbesondere im durch die neuen Randbedingungen relevanter werdenden Zeitbereich der ersten Sekunde(n) nach einem Störungsereignis Unschärfen auf.

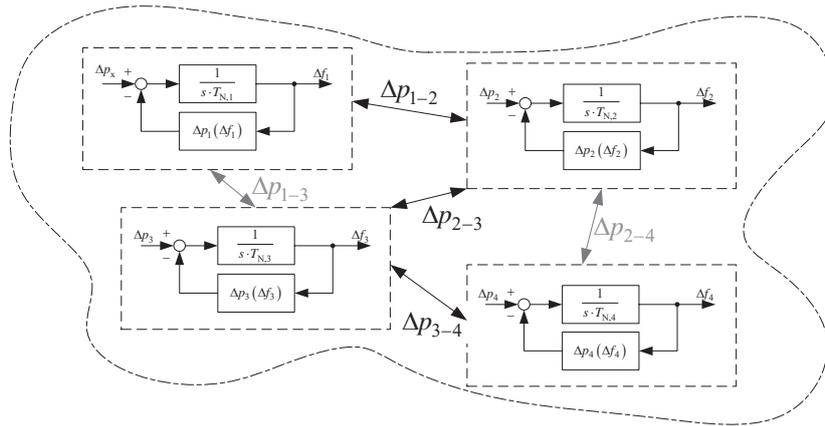
## 2.2.2 Ausgedehnte Übertragungssysteme

Neben der aggregierten Modellierung unter Zusammenfassung aller rotierenden Maschinen in einer Ersatzmasse bieten Bilanzmodelle auch die Möglichkeit der Bildung mehrerer Gebiete/Regelzonen mit einer oder mehreren aggregierten Massen, die über entsprechende Verbundleitungen miteinander gekoppelt sind. Die Gebiete können, müssen aber nicht automatisch Regelzonen entsprechen, da hier zunächst nur die Primärregelung als Gemeinschaftsaufgabe betrachtet wird. Ausschlaggebend ist die elektrische Verbindung zwischen den Gebieten: Insbesondere schwache Verbindungen mit hohem primärregelbedingtem Leistungsfluss sollten als Verbundleitung modelliert werden. Dies trifft in der Realität oftmals an den Grenzen von Regelzonen zu. Die prinzipielle Umsetzung dessen in der etablierten Modellierung ist z. B. in [3, 11] dargestellt.

Als Folge der dynamischen Kopplung unterschiedlicher Netzgebiete mit jeweils einer eigenen aggregierten Ersatzmasse über Verbundleitungen vollzieht sich die Frequenzänderung  $\Delta f_i$  nach einem plötzlichen Leistungsungleichgewicht in einem Gebiet nicht in allen Gebieten kohärent und unverzögert. Die dadurch hervorgerufenen Differenzwinkel der Spannungsvektoren an den Enden der Verbundleitungen führen zu veränderten Leistungsflüssen  $\Delta p_{i-j}$  auf den Leitungen, die auch durch den etablierten Modellierungsansatz nachgebildet und im Modell berücksichtigt werden. Ebenso reagieren die primärregulierten Kraftwerke in den einzelnen Regelzonen unterschiedlich aufgrund der unterschiedlichen Frequenzänderungen.

Im Rahmen der Analysen wurde ein einfaches modulares Systemmodell entwickelt, in welchem über einfache Parametrierung beliebige Konfigurationen mit mehreren Gebieten/Regelzonen nachgebildet werden können. Hierbei können die Gebiete gleich oder auch entsprechend ihrer realen Beschaffenheit und Durchdringungen mit unterschiedlichen Erzeugungsanlagen gemäß der Erläuterungen aus Abschnitt 2.2.1 parametrisiert werden.

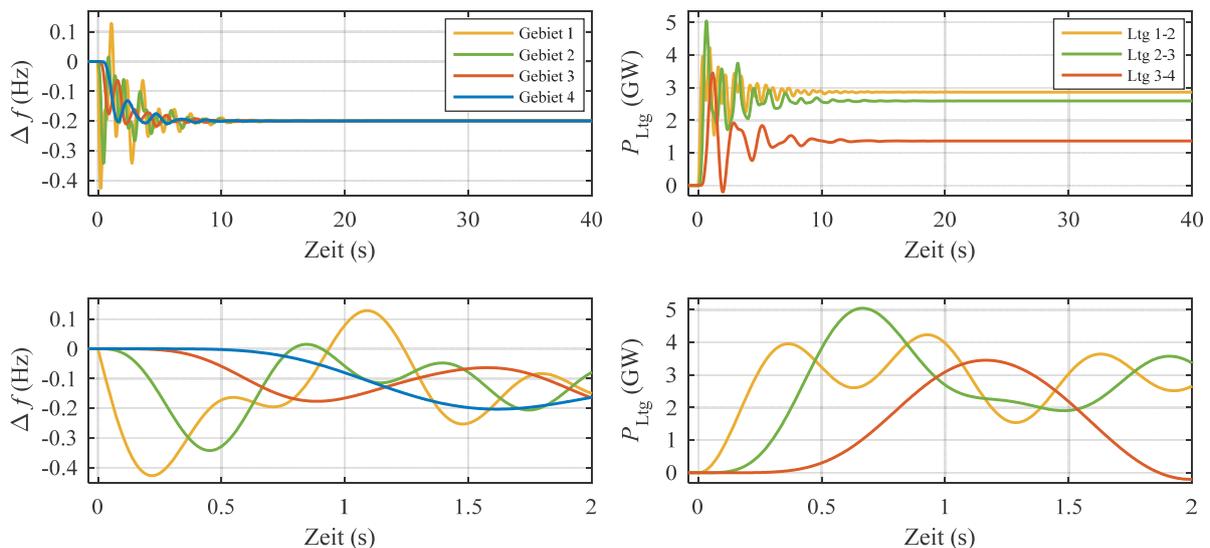
Für die weiteren Betrachtungen wurde ein Systemmodell mit vier Gebieten/Regelzonen verwendet, welche in Reihe hintereinander geschaltet wurden, um die im Folgenden beschriebenen Effekte deutlich werden zu lassen (vgl. Abbildung 5, wobei die ausgegrauten Verbindungen  $\Delta p_{1-3}$  und  $\Delta p_{2-4}$  im Beispiel nicht berücksichtigt wurden). Die Ergebnisse einer Simulation, die sich in der Parametrierung ebenfalls am europäischen Verbundsystem orientiert (220 GW Last über die Gebiete verteilt, Lastsprung in Höhe von 3 GW in Netzgebiet 1), zeigt Abbildung 6. Hierin werden ein Anteil von 30 % rotierender Masse im System und eine Bereitstellung der restlichen Erzeugungsleistung durch EEA ohne Beteiligung an der Frequenzregelung angenommen. Die Frequenzregelung ist in dieser und der folgenden Simulation



**Abbildung 5: Möglichkeit der Kopplung mehrerer aggregierter Bilanzmodelle zur Analyse des Verhaltens schwach gekoppelter Netzgebiete in ausgedehnten Übertragungssystemen.**

durch eine idealisierte Primärregelung abgebildet, um nur die hier relevanten Effekte aufzuzeigen. Das Szenario entspricht daher von den Randbedingungen weitgehend der Simulation mit 30 % rotierender Masse aus Abbildung 4.

Die einfache Modellierung erlaubt neben der Betrachtung des prinzipiellen dynamischen Verhaltens auch die Analyse der räumlichen Ausbreitung einer Frequenzänderung in ausgedehnten Übertragungssystemen. Die linke Grafik von Abbildung 6 zeigt, dass die Frequenzänderung in den einzelnen Gebieten ausgehend vom Gebiet der Leistungsänderung (hier Gebiet 1) erfolgt. Jede Frequenzänderung in einem benachbarten Gebiet resultiert im Modell aus einer geänderten Leistungsbilanz dieses Gebiets, die sich aus den Änderungen der Leistungsflüsse über die Verbundleitungen, den Primärregelleistungsbeiträgen und dem Selbstregeleffekt ergibt und durch die Auskopplung von Rotationsenergie ausgeglichen wird. Beispielhaft sind in Abbildung 6 rechts die Leistungsflüsse auf den Verbundleitungen als Ursache der geänderten Leistungsbilanz in den weiteren Gebieten dargestellt. Entsprechend der Änderung der Leistungsbilanzen der Regelzonen kommen die Frequenzänderung und somit auch der Leistungsfluss aus den benachbarten Gebieten erst verzögert (jedoch innerhalb der ersten Sekunde/n) zustande.



**Abbildung 6: Frequenzverläufe in den unterschiedlichen aggregierten Gebieten eines ausgedehnten Systems und korrespondierende Leistungen auf den Leitungen zwischen den Gebieten aufgrund des gemeinsamen Primärregelleistungseinsatzes.**

Insbesondere bei geringer rotierender Masse und schwacher Kopplung von Netzgebieten in einem ausgedehnten Übertragungsnetz werden die Unterschiede im Frequenzverhalten und die beschriebenen Ausbreitungseffekte der Frequenz größer, wodurch die zugrunde liegende Annahme des kohärenten Generatorverhaltens an Gültigkeit einbüßt. Der Einfluss lokaler Erzeugungs- und Primärregelleistungserbringung sowie ihrer Ausprägung (vgl. 2.2.1) auf das Frequenzverhalten steigt, wodurch das Frequenzverhalten bei Störungsereignissen nicht mehr mit ausreichender Genauigkeit mit dem etablierten aggregierten Modell und nur einem Gebiet dargestellt werden kann.

### **2.3 Erweiterungsbedarf**

Durch die Variation der Parameter unterschiedlicher Erzeugungsanlagen im etablierten Modell kann der Einfluss der Größe der Trägheit des Netzes auf das dynamische Frequenzverhalten direkt im Anschluss an ein Störungsereignis gezeigt werden. Die Modellierung liefert durch die reine Kopplung der Leistungsänderung mit der mechanischen Rotation – als Äquivalent für die Frequenz – im Bereich weniger Sekunden allerdings nur begrenzte Genauigkeit und Aussagekraft. Insbesondere im Anschluss an eine störungsbedingte Auftrennung des Verbundnetzes in zwei oder mehrere Netzinseln („System-Split“) ergeben sich in den einzelnen Teilsystemen im Vergleich zum Normalbetrieb und auch zum Auslegungsstörfall hochdynamische Frequenzverläufe, die in Abhängigkeit des Leistungsungleichgewichts und der im Netz vorhandenen rotierenden Massen heute Werte um 1 Hz/s annehmen [12], in Zukunft aber auch größer werden können und die Möglichkeiten der etablierten Modellierung damit deutlich übersteigen.

Zusammen mit den beschriebenen und in den Simulationen herausgearbeiteten Veränderungen im Energieversorgungssystem (verschiedene PRL-Erbringer und deren Einfluss auf das Frequenzverhalten einzelner Gebiete (siehe 2.2.1) sowie geringe Modellgültigkeit in den ersten Sekunden und zunehmende Differenzen im Frequenzverhalten einzelner Gebiete (siehe 2.2.2)) resultiert daraus der Bedarf einer schnellen Reaktion der Frequenzregelung, für deren Nachbildung die etablierte Modellierung nicht gedacht war. Anders als bisher modelliert, resultieren die Leistungsflüsse der Verbundleitungen nicht nur aus allmählichen Veränderungen (Integration der Frequenzunterschiede zwischen den Leitungsenden), sondern auch aus instantanen Leistungsflussänderungen, die sich im Moment der Leistungsänderung durch veränderte Impedanzverhältnisse ergeben. Diese instantanen Änderungen können gegenüber den allmählichen Änderungen vernachlässigt werden, solange der Anteil rotierender Massen im System groß ist. Deren Berücksichtigung beeinflusst das Verhalten bei geringen rotierenden Massen jedoch wesentlich, wodurch ihre Abbildung im Modell notwendig wird.

## **3 Ansätze zur Erweiterung der Modelle**

Die Untersuchung des Frequenzverhaltens im Bereich der ersten Sekunde(n) erfordert eine Ergänzung des etablierten Bilanzmodells, weshalb hier zwei weiterführende Modellansätze, die als gemeinsame Idee die aggregierte Abbildung gleichartiger bzw. kohärent agierender Systeme besitzen, skizziert werden:

- Der erste Ansatz baut direkt auf dem eingeführten aggregierten Bilanzmodell auf und erweitert dieses um das prinzipielle transiente Verhalten der Synchronmaschine. Damit entfällt die starre Kopplung zwischen den Orientierungen des mechanischen Rotors und des Spannungsvektors an den Generatorklemmen, wodurch der Zeitbereich der Betrachtungen in die ersten Sekunden nach dem Leistungssprung erweitert werden kann.
- Im zweiten Ansatz werden anstelle von Leistung und Frequenz die momentanen Werte von Strom und Spannung als Koppelgrößen verwendet. Dies ermöglicht die Betrachtung der Frequenzänderungen und Simulationen nicht nur in den ersten Sekunden, sondern sogar im Kurzzeitbereich unmittelbar im Anschluss an das Störungsereignis. In Verbindung mit der detailgetreuen Abbildung stromrichterbasierter Einspeiseanlagen rücken in einer solchen Modellierung zunächst Verfahren zur Frequenzerkennung sowie deren Geschwindigkeit in den Mittelpunkt, damit die entsprechenden Einheiten korrekt auf die jeweilige Frequenzänderung reagieren können.

Der Einfluss eines durch elektrische Leitungen gekoppelten, ausgedehnten Systems kann durch beide Ansätze weiterhin berücksichtigt werden bzw. ist sogar Voraussetzung für eine sinnvolle Anwendbarkeit der Ansätze.

### 3.1 Ansatz 1: Nachbildung des transienten Verhaltens

Der Ansatz zur Nachbildung des transienten Verhaltens erweitert die Modellierung des Bilanzmodells um eine weitere Größe zusätzlich zur direkten Kopplung der Leistungsänderung  $\Delta p_i$  mit der Frequenzänderung  $\Delta f_i$  (respektive Drehzahl der Maschinen) und lässt sich prinzipiell aus der klassischen Modellierung des transienten Generatorverhaltens ableiten. Anhand der transienten Reaktanz  $X_d'$  wird in der Erweiterung der bei sprungförmiger Leistungsänderung sich ebenfalls sprungförmig ändernde Winkel des Spannungsvektors an den Klemmen  $U_1$  der Synchronmaschine gegenüber der am mechanischen Rotor orientierten Polradspannung  $U_p$  bzw. der transienten Spannung  $U'$  im Modell berücksichtigt. Dadurch werden in der Modellerweiterung die Vektoren der Polrad- bzw. transienten Spannung und der Klemmenspannung entkoppelt. Um die zeitliche Gültigkeit des Modells nicht zu begrenzen, wird das exponentielle Abklingen des transienten Verhaltens ebenfalls im Modell abgebildet.

Abbildung 7 stellt die Zusammenhänge stark vereinfacht dar: Im ersten Moment nach einer sprungförmigen Leistungsänderung an den Generatorklemmen behält die transiente Spannung  $U'$  des Generators den Winkelabstand bei, der im bisherigen stationären Zustand zur Polradspannung  $U_p$  bestand. Bei einer sprungförmigen Leistungsänderung an den Generatorklemmen ergibt sich eine ebenfalls sprungförmige Änderung des Winkels zwischen transienter Spannung  $U'$  und den Generatorklemmen/der Spannung an der Last  $U_1$ , wodurch es instantan zu einem Leistungsfluss aus dem Generator, aber auch aus dem Netz bzw. den benachbarten Gebieten kommt. Während in Leistungsflussrechnungen zur transienten Stabilität (vgl. z. B. [13]) oftmals die Winkelunterschiede zum rotierenden Referenzsystem (in Abbildung 7 mit  $U_{\text{Netz}}$  bezeichnet) im Fokus stehen, wird der Winkel  $\delta$  (bzw.  $\delta'$ ) hier auf die Klemmenspannung  $U_1$  bezogen. Entscheidend für das Generatorverhalten in ausgedehnten Übertragungssystemen ist in dieser Betrachtung die Aufteilung der Leistungsflüsse zwischen dem (aggregierten) Generator und den Verbundleitungen in andere Teile des Netzes, insbesondere bei geringen rotierenden Massen.

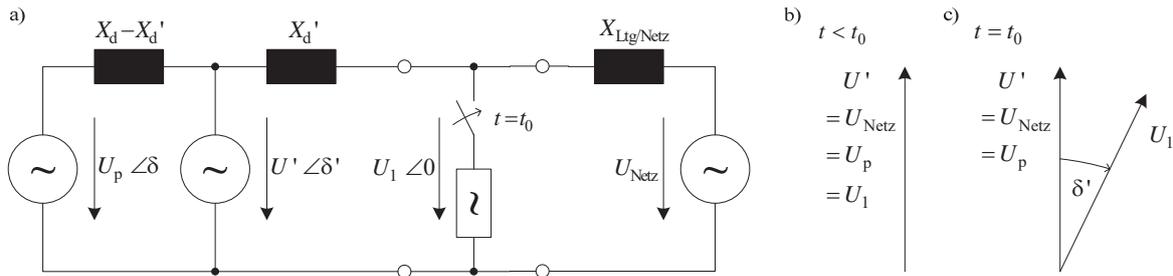


Abbildung 7: Ersatzschaltbild der Synchronmaschine und Spannungszeiger vor und nach einer sprungförmigen Belastungsänderung ausgehend vom unbelasteten Fall (Leerlauf-Zustand). Die Belastungsänderung wird hier durch das Zuschalten einer Impedanz dargestellt.

Durch die Erweiterung der Modellierung ergeben sich insbesondere im Verbundbetrieb mehrerer Gebiete bei geringer rotierender Masse entscheidende qualitative Unterschiede in den Simulationsergebnissen. Der sich sprungförmig ändernde Spannungswinkel an den Generatorklemmen sorgt für einen instantanen Leistungsfluss über die Verbundleitung zum nächsten Gebiet, so wie er in der Realität ebenfalls beobachtet werden kann. Abbildung 8 zeigt die Ergebnisse einer Simulation eines Systems mit vier Gebieten und 30 % rotierender Masse im System (vgl. das Beispiel in Abschnitt 2.2.2, Abbildung 6) unter Berücksichtigung des transienten Verhaltens der Synchronmaschinen. Man erkennt deutlich den sich sprungförmig ändernden Leistungsfluss auch über die erste Verbundleitung, der sich im Frequenzverlauf durch eine unmittelbar beginnende Frequenzänderung auch im zweiten Gebiet niederschlägt. Prinzipiell beteiligen sich durch die Berücksichtigung des transienten Verhaltens alle Gebiete instantan an der Deckung des Leistungsungleichgewichts, wobei der Effekt der elektrisch weiter entfernten Regelzonen immer schwächer wird und in den Ergebnis-Grafiken daher nicht mehr deutlich auszumachen ist.

Die Berücksichtigung des transienten Verhaltens kann in der Modellierung, beispielsweise wie in Abbildung 9 dargestellt, umgesetzt werden. Da durch den sich sprungförmig ändernden Spannungswinkel der Generator-Klemmenspannung insbesondere der Leistungsfluss auf eventuell vorhandenen Verbundleitungen beeinflusst wird, kommt der Effekt nur bei Modellierung mehrerer Gebiete zum Tragen, weshalb Abbildung 9 die exemplarische Umset-

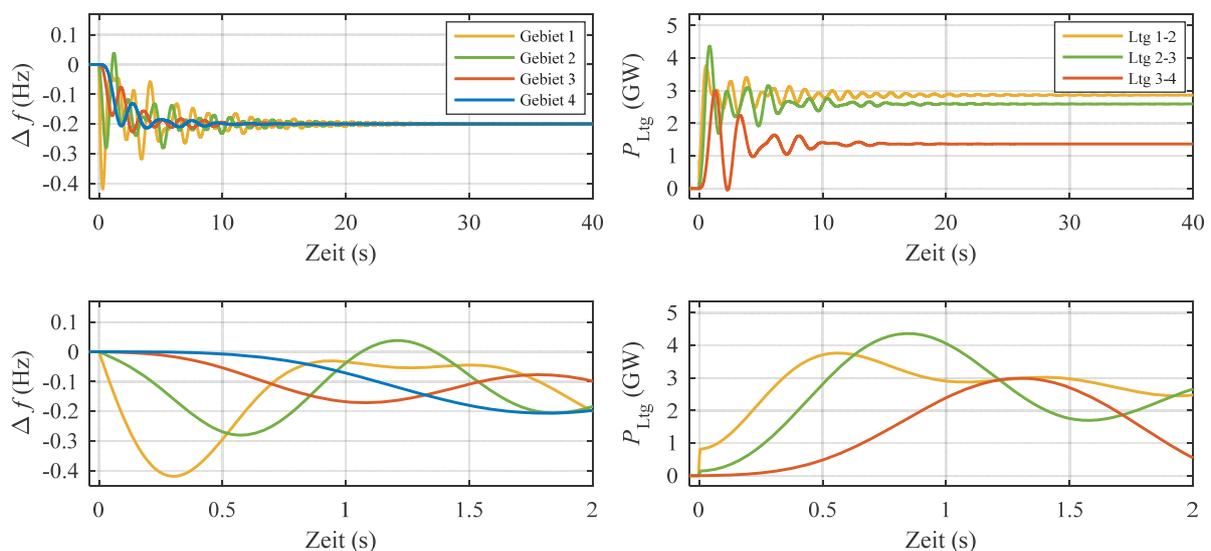
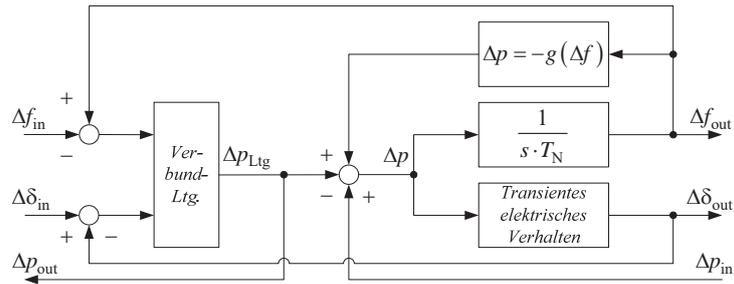


Abbildung 8: Frequenzverläufe in den unterschiedlichen aggregierten Gebieten eines ausgedehnten Systems und korrespondierende Leistungen auf den Leitungen zwischen den Gebieten aufgrund des gemeinsamen Primärregelungseinsatzes unter Berücksichtigung des transienten Verhaltens der aggregierten Maschinen des Systems.



**Abbildung 9: Blockschaltbild der Erweiterungsmöglichkeit des Bilanzmodells durch Nachbildung des prinzipiellen transienten Verhaltens der aggregierten Synchronmaschinen und Ankopplung an benachbarte Netzgebiete über eine Verbundleitung.**

zung eines solchen Gebietes inklusive der entsprechenden Verbundleitung zeigt. Wird nicht nur das transiente Verhalten, sondern auch dessen exponentielles Abklingen unter Berücksichtigung typischer Zeitkonstanten  $T_D'$  modelliert, so bestimmen sich die Leistungsflüsse schon wenige Sekunden nach dem Leistungssprung wie in der etablierten Modellierung durch die Integration der Frequenzunterschiede zwischen den Leitungsenden. Das Modell kann entsprechend sowohl ein aggregiertes transientes Verhalten als auch die weitere Fortentwicklung im „Mittelzeit-Bereich“ [2] abbilden.

Um die grundlegende Gültigkeit der Erweiterung zu überprüfen, wurde in der Simulationsumgebung DigSILENT PowerFactory ein analog aufgebautes Modell erstellt. Dieses enthält entsprechend des Beispiels in Abbildung 5 ebenso vier Synchrongeneratoren mit entsprechenden Verbundleitungen, so dass ein System analog zur Umsetzung in Abbildung 5 entsteht. Die Parametrierung wurde in Anlehnung an die gewählten Parameter der Simulation zu Abbildung 8 gewählt. Für die Generatoren wurden vollständige dynamische Modelle nach [14] verwendet, die mit einer Spannungsregelung (AVR) sowie einer idealisierten Primärregelung ausgestattet sind. Analog zu den vorangegangenen Untersuchungen in Abbildung 4 und Abbildung 6 wird ein Szenario mit 30 % rotierender Masse angenommen. Auch hier wird die restliche Erzeugungsleistung durch EEA ohne Beteiligung an der Frequenzhaltung („statische Generatoren“) nachgebildet. Abbildung 10 zeigt die Simulationsergebnisse mit diesem vollständigen Modell, die im Folgenden als Referenzlösungen für den Modellvergleich dienen sollen.

Die Ergebnisse unter Verwendung des vollständigen Synchrongenerator-Modells zeigen qualitativ die gleichen Effekte wie die Simulation unter Verwendung des erweiterten Bilanzmodells in Abbildung 8. Insbesondere wird die sprungförmige Änderung der Leistung auf der ersten (und deutlich abgeschwächt auf den weiteren) Verbundleitung(en) durch die vollständige Modellierung bestätigt. Die Ergebnisse des erweiterten Bilanzmodells weisen darüber hinaus eine gute Übereinstimmung in den stationären Endwerten, der Höhe des maximalen Frequenzeinbruchs sowie der initialen Leistungsänderung auf der ersten Verbundleitung auf und bestätigen damit die Gültigkeit und getroffenen Annahmen bei der erweiterten Modellierung des Bilanzmodells. Unterschiede zeigen sich in erster Linie in der Art und Intensität der weiteren Schwingungen zwischen den aggregierten Generatoren, die sowohl in der etablierten Modellierung als auch in der erweiterten Umsetzung im Bilanzmodell stärker ausgeprägt sind als bei der Simulation im vollständigen Modell inklusive der Berücksichtigung aller dämpfender Effekte sind.

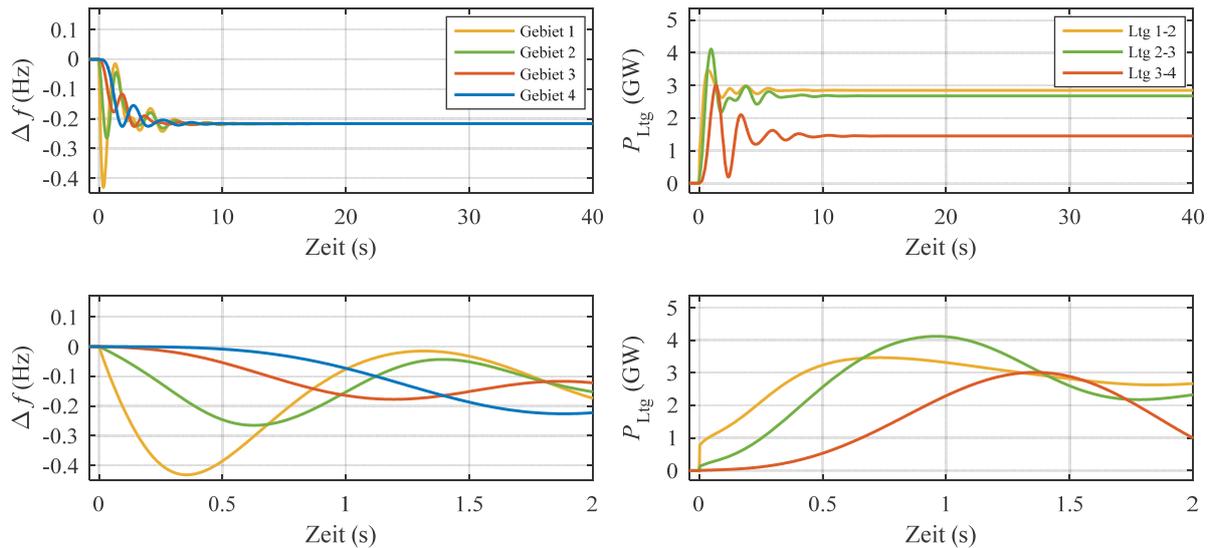


Abbildung 10: Frequenz- und Leistungsverläufe einer Referenzsimulation mit PowerFactory.

Grundsätzlich erhöht sich der Parametrierungsaufwand gegenüber dem etablierten Modell mit mehreren Gebieten bei der Verwendung des vorgestellten erweiterten Bilanzmodells lediglich um die (aggregierte) transiente Reaktanz der Generatoren. Insbesondere bei stark inhomogenen Generatoren in einem nachgebildeten Gebiet bleibt hier allerdings noch die Frage nach der korrekten Aggregation und Parametrierung dieser Größe offen. Weitergehende Untersuchungen sollen sich daher insbesondere mit der Aggregation und Parametrierungsvorschriften entsprechender Modelle beschäftigen

### 3.2 Ansatz 2: Kopplung über die Netzspannung

Eine fehlerhafte Trennung des elektrischen Verbundsystems (System-Split) an mehreren stark belasteten Leitungen führt zu einem plötzlichen signifikanten Ungleichgewicht der regulär eingespeisten und entnommenen elektrischen Leistungen in den einzelnen Teilnetzen. Dieses Ungleichgewicht wird instantan durch Beschleunigung bzw. Verzögerung der mit dem Netz gekoppelten rotierenden Massen ausgeglichen, wodurch im Vergleich zum Normalbetrieb deutlich größere Frequenzgradienten auftreten. Diese können zu einer Verletzung der Frequenzgrenzen und damit zu einem Kollaps der Teilnetze führen. Ob eine Stabilisierung der Frequenz innerhalb eines Teilnetzes Erfolg hat, hängt im Wesentlichen von der Größe der mit dem Netz gekoppelten rotierenden Massen und vom Einspeiseverhalten der Erzeugungsanlagen als Reaktion auf den Frequenzverlauf ab. Die in der Realität auftretenden Gradienten von einem Hertz pro Sekunde und größer können zu einer Überschreitung üblicher Frequenzgrenzen innerhalb weniger Sekunden oder sogar noch schneller führen. Entsprechend liegt der Fokus bei der Analyse solcher Störungsfälle im Kurzzeitbereich (einige Millisekunden bis einige Sekunden).

Um den Einfluss vieler im Netz befindlicher dezentraler Einspeiseanlagen zu untersuchen, müssen im Systemmodell auch stromrichterbasierte Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden. Bei diesen besteht jedoch kein Zusammenhang zwischen Netzfrequenz und Generator-drehzahl (sofern sie wie bei Windenergieanlagen überhaupt vorhanden), so dass letztere nicht wie bei konventionellen Kraftwerken als Eingangssignal für eine frequenzabhängige Wirkleistungsregelung dienen kann [15]. Deshalb muss bei Verwendung von Stromrichter-

technologie die Frequenz aus dem Verlauf der Netzspannung bestimmt werden. Dabei ist lediglich die Grundschwingung von Interesse, die in der realen Netzspannung enthaltenen höheren Spektralanteile werden aus dem Messsignal herausgefiltert. In der Literatur existieren unterschiedliche Verfahren der Frequenzerkennung [16, 17], die sich hinsichtlich der Dynamik des Messsignals und der Reaktionen auf Störsignale unterscheiden. Letztendlich stellt sich die Frage, wie schnell und wie zuverlässig eine schnelle Frequenzänderung durch die Anlagenbetriebsführung erkannt wird, um darauf durch entsprechende Anpassung der Einspeiseleistung reagieren zu können. Für die Untersuchung eines System-Splits ist daher das mögliche Verhalten einer schnellen Primärregelung von stromrichterbasierte Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen, weshalb das im realen Stromrichter verwendete Verfahren der Frequenzerkennung ebenso im Anlagenmodell implementiert werden muss [18]. Hinsichtlich der Handhabbarkeit des Systemmodells sollten darin Erzeugungsanlagen mit einheitlichem Verhalten in entsprechenden aggregierten Ersatzerzeugungsanlagen (siehe Abbildung 11) aggregiert werden.

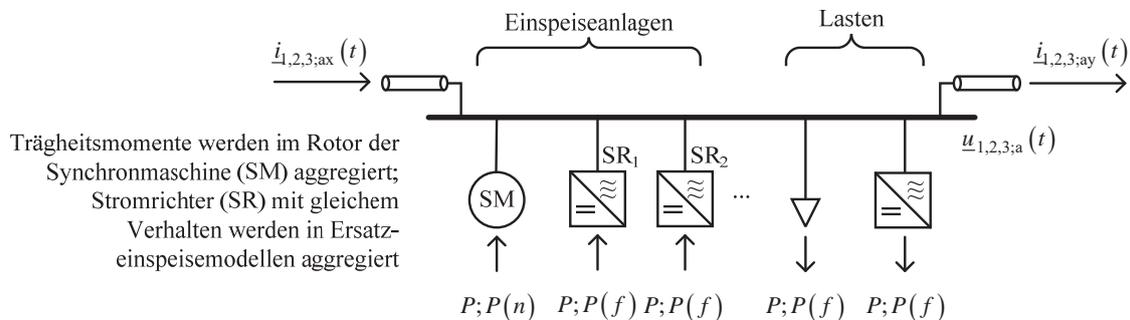


Abbildung 11: Prinzipdarstellung erweitertes Bilanzmodell mit Kopplung über die Spannung.

Aus den genannten Gründen ist nun eine Kopplung über die Drehzahl, die in den bisher genannten Modellen als Maß für die Netzfrequenz verwendet wurde, nicht möglich. Stattdessen bietet sich der Spannungsverlauf an einer gemeinsamen Sammelschiene als Koppelgröße an (vgl. die Prinzipdarstellung in Abbildung 11). Um weiterhin den Einfluss von rotierenden Maschinen und damit die Kopplung der Drehzahl mit der Netzfrequenz berücksichtigen zu können, wird im Systemmodell das dynamische Modell einer Synchronmaschine (wie z. B. in [14] beschrieben) verwendet, im dem wiederum die rotierenden Massen der direkt mit dem Netz gekoppelten Maschinen aggregiert werden können.

Im Vergleich zum etablierten aggregierten Bilanzmodell steigt der Komplexitätsgrad damit an. Dafür wird der Darstellungsbereich um den Kurzzeitbereich erweitert, wodurch das Modell auch für die Untersuchung von hochdynamischen Effekten und von Reglerstabilitäten verwendet werden kann. Ebenso kann nun das Verhalten von stromrichtergekoppelten Einspeiseanlagen mit neuartigen Regelmodi wie z. B. „netzbildender Betrieb“ oder „virtuelle Synchronmaschine“ explizit untersucht werden.

## 4 Fazit und Ausblick

Der Beitrag untersucht die vereinfachte Nachbildung ausgedehnter Übertragungssysteme zur Analyse des Frequenzverhaltens bei sich ändernden Randbedingungen in der Erzeugungs- und Verbraucherlandschaft. Im ersten Teil werden anhand etablierter Bilanzmodelle die sich ändernden Anforderungen an die Modellbildung aufgezeigt. Hierbei zeigt sich insbe-

sondere der Bedarf nach einer genauen Abbildung der Frequenzentwicklung im Bereich weniger Sekunden nach Störungsereignissen.

Im Anschluss werden zwei Modellierungsansätze vorgestellt, die insbesondere eine Bewertung der Vorgänge in diesem Zeitbereich abbilden sollen. Die Erweiterung der etablierten Modellbildung in Form des Bilanzmodells um das transiente Verhalten der Synchronmaschinen erlaubt dabei die Betrachtung des Frequenzverhaltens sowohl im Bereich der ersten Sekunde(n) als auch im Mittelzeitbereich. Die Nachbildung des Systems im zweiten Ansatz erfolgt über den Verlauf der Momentanwerte der Knotenspannung. Verbindendes Element ist hierbei der übernommene Ansatz der Aggregation gleichartiger Erzeugungs- bzw. Verbraucher-Elemente.

Im Ergebnis stehen Modellierungsansätze für die Simulation des dynamischen Frequenzverhaltens von Erzeugungsanlagen in mehreren über Kuppelleitungen verbundenen Regionen, die zum einen eine detaillierte Analyse der Schwingungsvorgänge im Sekundenbereich als auch die Nachbildung der länger andauernden Regelvorgänge bis in den Minutenbereich mit ausreichender Genauigkeit ermöglichen. Die Simulationsmodelle sollen perspektivisch die spezifischen Eigenschaften der verschiedenen Arten von Erzeugungsanlagen (Synchronmaschinen, Vollumrichter und doppelgespeiste Asynchrongeneratoren) einschließlich ihrer Wirkleistungs-/Frequenzregeleigenschaften in aggregierter Form auf Basis dieser Modellierungsansätze nachbilden. Ebenso kann der Einfluss verschiedener Frequenzerkennungsverfahren auf das Systemverhalten in diesen Modellen analysiert werden.

Für beide Modellierungsansätze ergibt sich weiterer Forschungsbedarf insbesondere hinsichtlich der korrekten Aggregation/Parametrierung und der Anwendbarkeit im Vergleich zur heute aus (simulations-) technischer Sicht einfachen Nachbildung vollständiger transienter Modelle. Ziel der weiteren Entwicklungen ist die vereinfachte Darstellung der sich ändernden Randbedingungen und des daraus resultierenden Frequenzverhaltens zukünftiger ausgedehnter Übertragungssysteme.

## 5 Danksagung

Die Autoren bedanken sich bei ihrem ehemaligen Kollegen Tobias Hennig (jetzt Amprion GmbH) für die inhaltlichen Diskussionen und Anregungen.

## 6 Literatur

- [1] M. van der Straeten, W. Lisin: Einfluss reduzierter rotierender Masse auf den Netzbetrieb (redu-Ma), Projektposter, Stuttgart, 2016. <http://forschung-stromnetze.info/projekte/einfluss-reduzierter-rotierender-masse-auf-den-netzbetrieb>. Zugriff 25.11.2017.
- [2] E. Handschin: Elektrische Energieübertragungssysteme, 2. Auflage, Hüthig Verlag, Heidelberg, 1987.
- [3] B. R. Oswald: Skript Netzregelung, Elektrische Energieversorgung II, Universität Hannover, 2005. [https://www.iee.uni-hannover.de/professoren\\_im\\_ruhestand.html](https://www.iee.uni-hannover.de/professoren_im_ruhestand.html). Zugriff 21.12.2017.
- [4] P. M. Anderson, M. Mirheydar: A Low-Order System Frequency Response Model, IEEE Transactions on Power Systems, Bd. 5, Nr. 3, S. 720-729, 1990.

- [5] D. Mende, T. Hennig, A. Akbulut, H. Becker, L. Hofmann: Dynamic Frequency Support with DFIG Wind Turbines – A System Study, IEEE Electrical Power and Energy Conference, Ottawa, 2016.
- [6] K. Dallmer-Zerbe, E. Spahic, G. Kuhn, R. Morgenstern, G. Beck: Fast frequency response in UK grid – Challenges and solution, 13th International Conference on AC and DC Power Transmission, Manchester, 2017.
- [7] G. C. Tarnowski: Coordinated Frequency Control of Wind Turbines in Power Systems with High Wind Power Penetration, Dissertation Technical University of Denmark, 2011.
- [8] T. Hennig: Auswirkungen eines vermaschten Offshore-Netzes in HGÜ-Technik auf die Netzführung der angeschlossenen Verbundsysteme, Dissertation Leibniz Universität Hannover, Shaker-Verlag, 2018.
- [9] P. Poltoniemi: Compensating the Rotating Mass Kinetic Energy in Grids including High Shares of Renewables, 19th European Conference on Power Electronics and Applications, Warschau, 2017.
- [10] A. Ulbig, T. S. Borsche, G. Andersson: Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation, Proceedings of the 19th World Congress of The International Federation of Automatic Control, Kapstadt, 2014.
- [11] A. Pawellek, L. Hofmann: Simulation of Dynamic Power Flows in the International Grid Control Cooperation, IEEE PES POWERCON 2016, Wollongong, 2016.
- [12] W. Sattinger: Netzbetrieb in der Mitte des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes, EW Medien und Kongresse GmbH, Berlin, 2017.
- [13] B. R. Oswald: Netzberechnung, VDE-Verlag, Berlin, 1992.
- [14] DigSILENT GmbH: Technical Reference Documentation: Synchronous Machine, 2016.
- [15] VDI/VDE: Blockregelung von Wärmekraftwerken – Unit control of thermal power stations, VDI/VDE 3508, 2003.
- [16] S. Engelken, C. Strafiel, E. Quitmann: Frequency Measurement for Inverter-based Frequency Control, 15th Wind Integration Workshop, Wien, 2016.
- [17] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): Ermittlung und Bewertung der Netzfrequenz – Auswirkungen netzseitiger Störeinflüsse, Version 1.0, Oktober 2017.
- [18] E. Quitmann, E. Erdmann: Zukunftsorientierte Gestaltung von technischen Netzanschlussbedingungen – Von inhärenten Eigenschaften zu expliziten Anforderungen, ETG-Mitgliederinformationen, 2014.