

Schlussbericht

des Verbundprojektes

DYNAMOS - Dynamik systemischer Effekte durch die Einspeisung erneuerbarer Energien: Hochfrequente Fluktuationen und deren Auswirkung auf den Abruf marktorientierter Systemdienstleistung

Förderkennzeichen: 03ET4027

Laufzeit: 01.03.2016 bis 31.08.2019

Berichtszeitraum: 01.03.2016 bis 31.08.2019

Antragssteller:

DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V.

Carl-von-Ossietzky-Str. 15
26129 Oldenburg

Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
ForWind Zentrum für Windenergieforschung
Küpkersweg 70, 26129 Oldenburg

Vorhabenleitung und -koordination:

Dr. Wided Medjroubi
DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V.

Projektleiter an der *Carl von Ossietzky Universität Oldenburg*:

Dr. Detlev Heinemann
Telefon: +49 441 798 3543
Fax: +49 441 798 3326
Email: detlev.heinemann@uol.de

Oldenburg, den 26.02.2020

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Liste der Autoren: Dr. Wided Medjroubi, Philipp Böttcher, Dr. Gerald Lohmann, Dr. Annette Hammer, Dr. Detlev Heinemann und Dr. Elisavet Proedrou

Das in diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03ET4027 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Verzicht auf Einreichung separater Abschlussberichte:

Nach Rücksprache mit dem Projektträger verzichten wir aufgrund der geringen Anzahl der Verbundpartner auf die Einreichung separater Abschlussberichte. Die Einzelarbeiten der beiden Verbundpartner, DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme (DLR-VE) und der Universität Oldenburg (UniOI) sind entsprechend gekennzeichnet.

1 Kurzdarstellung

Im Zuge der Energiewende lösen wetterabhängige Erneuerbare Energien sukzessive konventionelle thermische Kraftwerke zur Stromerzeugung ab. Die zentrale Frage war bisher, ob ein auf fluktuierender Einspeisung basierendes Stromsystem die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Jedoch liegt der Fokus der Untersuchungen auf einer bilanziellen Wirkleistungsbetrachtung auf stündlicher bis maximal viertelstündlicher Betrachtung. Dadurch sind derzeit allgemein verwendete Energiesystemmodelle nicht in der Lage, den Einsatz von Regelleistung qualitativ und quantitativ bei einem aus Marktsicht vertretbarem Grad der Komplexität zu berücksichtigen. Diese Modelle eignen sich nicht für eine Beschreibung von Effekten auf kleinen Zeitskalen von wenigen Sekunden. Netztechnische Simulationen hingegen, die elektrotechnische Details detailliert abbilden, sind aufgrund der betrachteten Zeitskalen für ökonomische Analysen nicht geeignet. Um die Charakteristik der Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien und die daraus resultierenden systemischen Effekten jedoch realitätsnah abbilden zu können, ist es notwendig, dass der Betrachtungshorizont von Energiesystemmodellen sich hin zu kleineren Zeitskalen bei vertretbarem Komplexitätsgrad und Rechenaufwand bewegt.

Diese Aspekte sind insbesondere von Relevanz für die Ausgestaltung zukünftiger Regelleistungsmärkte. So sind bereits heute im Stromhandel Trends hin zu höheren Frequenzen erkennbar. Beispielhaft hierfür stehen die Aktivitäten an der Strombörse EPEX Spot, die im Dezember

2014 einen vortägigen Handel auf Viertelstundenbasis eingeführt hat, um den zunehmenden Schwankungen bei den Stundenwechseln Rechnung zu tragen. Ein weiteres Beispiel ist der Stromhandel in Australien¹, der 2021 in fünfminütigen Intervallen stattfinden wird. Als Grundlage für den Handel und seine Weiterentwicklung hin zu einer deutlich stärkeren Flexibilisierung, welche die tatsächlichen Schwankungen im Stromnetz berücksichtigt, ist daher ein besseres Verständnis des Energiesystems in einer zeitlichen Auflösung von deutlich unter einer Stunde erforderlich.

In diesem Zusammenhang wurde im Rahmen des DYNAMOS Projekts ein detailliertes und erweitertes Modell entwickelt, um die Auswirkungen von hohen Frequenzschwankungen in Erzeugung und Verbrauch auf die Stabilität des Stromnetzes, d.h. auf die Stabilität der Netzfrequenz, zu untersuchen.

Aufgabenstellung

Das Hauptziel des DYNAMOS Projekts war es, die perspektivisch notwendige zeitliche Auflösung von Energiesystemmodellen zu identifizieren und die Charakteristika der Einspeisung auf kleinen Zeitskalen sowie die daraus resultierenden Implikationen zu bewerten. Motiviert ist der Ansatz durch die Beobachtung charakteristischer Effekte in der Zeitabhängigkeit der Verteilung von Fluktuationen im Europäischen Verbundsystem. Diese Effekte treten auf Zeitskalen auf, die zwischen den typischen Anwendungsfeldern netztechnischer Simulationen und den derzeit gebräuchlichen Energiesystemmodellen liegen (kleiner als 15 Minuten) und lassen sich folglich mit keinem der verfügbaren Ansätze konsistent beschreiben. Gleichzeitig sind sie aufgrund der auch perspektivischen weiter zunehmenden Frequenz des Stromhandels und der – bei einem weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien – steigenden Relevanz von Systemdienstleistungen für die Systemstabilität mittelfristig von zentraler Bedeutung. Ein weiteres Ziel dieses Vorhabens war es, die bestehenden Energiesystemmodelle so zu erweitern, dass das erweiterte Modell auf den derzeit gebräuchlichen Zeitskalen ohne Einschränkung anwendbar bleibt, bei kleineren Betrachtungshorizonten jedoch konsistent gegen die Ergebnisse netztechnischer Simulationen konvergiert und der beobachteten Netzfrequenzverhalten zu reproduzieren.

Dies wurde erreicht durch (1) die Erweiterung von ESM um dynamische Aspekte der Frequenzregelung, (2) die Erfassung hochfrequenter Meteo-, EE-Erzeugungs- und Lastdaten, (3) Modellierung hochfrequenter aggregierter Residuallasten und (4) durch die Modellanwendung und Bewertung der systemischen Effekte.

Die Erfahrungen bei der Modellentwicklung bezüglich der Modellierung hochfrequenter aggregierter Residuallasten sind für Modellierende sehr wertvoll und stellen einen Mehrwert sowohl für die Verbundpartner als auch für die Stromnetzmodellierung im Allgemeinen dar.

1.1 Stand von Wissenschaft und Technik

Aktuelle Projekte und Studien zur Energiesystemmodellierung und zum Regelleistungsbedarf legen ihren Fokus auf stündliche bis maximal viertelstündliche bilanzielle Betrachtungen des Energiesystems (Verzijlbergh 2017, Bruckner 2016). Beispiele hierfür sind u.a. die dem Netzentwicklungsplan der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zugrunde liegenden

¹ [The Australian Energy Market Commission \(AEMC\)](#)

Modellierungen² sowie Modelle unterschiedlicher Forschungseinrichtungen wie etwa REMix des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR)³ und REMod-D des Fraunhofer-Institutes für Solare Energiesysteme (ISE)⁴. Auch im Rahmen des von DLR-VE koordinierten Verbundvorhaben RESTORE 2050 (al. 2017) (FKZ: 03SF0439A) wird ein Energiesystemmodell mit stündlicher Auflösung entwickelt. Hintergrund dieser zeitlichen Skalierung ist zunächst die Ausrichtung der angestrebten Analysen. So werden Fragestellungen hinsichtlich der Struktur künftiger regenerativer Energiesysteme bearbeitet, wobei meist die Kernfrage adressiert wird, ob und in welcher optimalen Konfiguration aus Erzeugung, Verbrauch, Netz und Speichern der Verbrauch künftig in jeder Stunde gedeckt werden kann. Neben der Ausrichtung der Analysen ist die mangelnde Verfügbarkeit zeitlich hochaufgelöster Erzeugungs- und Verbrauchsdaten bislang ein wesentlicher Grund für diese im Vergleich zu den tatsächlichen Ereignissen im Stromsystem grobe zeitliche Auflösung. Zudem werden in vielen Modellen optimierte Einsatzplanungen untersucht, deren Aufwand zur Berechnung der Ergebnisse mit zunehmender zeitlicher Auflösung deutlich ansteigt und die die betrachtete Zeitskala in methodischer Hinsicht begrenzen.

Die Simulation und Bewertung von Systemdienstleistungen (z.B. die Bereitstellung von Regelenergie) können durch derartige Modelle nicht abgebildet werden. Hierzu sind deutlich höhere zeitlicher Auflösungen erforderlich. Eine 2014 veröffentlichte Studie des europäischen technischen Fachverband für die Strom- und Wärmeerzeugung (VGB PowerTech e.V.) unterstreicht die Notwendigkeit der Betrachtung der Beiträge von Erneuerbaren Energien und die Durchführung von dynamischen Simulationen für eine Bewertung der zukünftigen Stabilität der deutschen Stromnetze, insbesondere in Bezug auf die Entwicklung der Mechanismen zur Frequenzhaltung⁵.

Die Schwerpunkte wissenschaftlicher Untersuchungen, die den Bereich der Systemdienstleistungen im Allgemeinen und der Regelleistung im Besonderen analysieren, liegen bislang zumeist entweder auf ökonomischen Fragestellungen im Kontext des Marktdesigns oder auf elektrotechnisch geprägten Netzanalysen. So befasst sich das Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW) beispielsweise im Rahmen des Verbundprojekts „Regelenergiemärkte im Wandel - Neue Konzepte für mehr Versorgungssicherheit“ (ReWal)⁶ mit Möglichkeiten der Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte aus ökonomischer Perspektive. Darüber hinaus gibt es zahlreiche Studien, die das Marktdesign der Regelenergiemärkte analysieren und Empfehlungen für Optimierungen aussprechen (F. Müsgens 2011, Hirth 2015, Hu 2018). Neben diesen ökonomisch geprägten Untersuchungen wird bei der Betrachtung der Regelleistung häufig ein Fokus auf die netztechnischen Aspekten gelegt. So wurden beispielsweise in der Studie Systemdienstleistungen 2030 der Deutschen Energieagentur (dena) (A.-C. Agricola 2014) die unterschiedlichen Systemdienstleistungsarten ausgewertet und untersucht, welche technischen Einheiten Systemdienstleistungen heute erbringen und welche künftig dafür in Frage kommen. Von Seiten naturwissenschaftlicher Institute werden

² www.netzentwicklungsplan.de

³ www.dlr.de/tt/

⁴ www.ise.fraunhofer.de

⁵ https://www.vgb.org/vgbmultimedia/345_Kurzbericht-p-9518.pdf

⁶ <http://www.zew.de/de/projekte/1343>

derzeit ferner intensiv Synchronisationseffekte in komplexen (Strom-)Netzen untersucht (Rohden 2012, Witthaut 2012, Martin Rohden 2014). Diese Betrachtungen sind jedoch relativ abstrakt und anwendungsfern, da der Schwerpunkt auf Selbstorganisationseffekte in komplexen Netzen und deren struktureller Beschreibung liegt und der Ansatz regeltechnische Instrumente wie z.B. die zur Frequenzhaltung außen vor lässt. Eine analytische und systematische Betrachtung der Mechanismen zur Frequenzhaltung und deren Effekte erklären kann, existiert nach unserem Kenntnisstand noch nicht.

Im DYNAMOS Projekt wurden Fluktuationen im sekundlichen Zeitbereich charakterisiert, modelliert und verwendet, um die benötigte Auflösung in Energiesystemmodellen zu untersuchen. Messdaten von realen Fluktuationen des Windfeldes bzw. des Strahlungsfeldes oder der Leistung von Wind/PV-Anlagen sind somit zwingend erforderlich, um möglichst realistischen Einspeisezeitreihen von räumlichen verteilten Wind/PV-Anlagen zu simulieren. Die Datenverfügbarkeit von Leistungszeitreihen ist aus Vertraulichkeitsgründen sehr gering und sinkt mit zunehmender zeitlicher Auflösung. Ebenso sind Meteodaten (Wind/Strahlung) meist nur in einstündiger oder maximal 10-minütiger Auflösung kostenfrei zugänglich. In DYNAMOS wurde der Datenakquisition ein ganzes Arbeitspaket (AP2) gewidmet. Es hat sich gezeigt, dass zwar mit numerischen Atmosphärenmodellen Daten in nahezu beliebiger Zeitauflösung generiert werden können; jedoch sind die erhaltenen Zeitreihen wesentlich zu glatt im Vergleich zu realen Beobachtungen. Es ist somit notwendig Daten aus numerischen Atmosphärenmodellen mit einem stochastischen hochfrequenten Rauschen zu versehen. Der Weg zu einem „realistischen“ Rauschen wurde in diesem Projekt erarbeitet.

Die sehr kurzfristigen Auswirkungen der Fluktuationen in Erzeugung und Verbrauch wurden – mit Ausnahme von Arbeiten wie (J. Frunt 2010, D. Jost 2015), die jedoch nicht den Anspruch haben, diese Auswirkungen systematisch zu untersuchen – bislang nicht in der Modellierung regenerativer Energiesysteme berücksichtigt und entziehen sich damit bislang einer Bewertung der möglichen Implikationen für die Energiesystem- und Marktmodellierung. In der Energiesystemforschung fehlen deshalb Untersuchungen der Systemstabilität, die über den bilanziellen – maximal viertelstündlichen – Wirkleistungsausgleich hinausgehen.

1.2 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Bei dem Projekt **DYNAMOS: Dynamik systemischer Effekte durch die Einspeisung erneuerbarer Energien: Hochfrequente Fluktuationen und deren Auswirkung auf den Abruf marktorientierter Systemdienstleistung** handelt es sich um eine Projekt mit zwei Verbundpartnern, dem DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme (DLR-VE) und der Universität Oldenburg (UniOl). Darüber hinaus, wurden Untersuchungen unter anderem mit der Jacobs University in Bremen, dem Institut für Physik an der TU Chemnitz und dem Max-Planck-Institut für Physik komplexer Systeme in Dresden veröffentlicht.

Eine intensive Zusammenarbeit mit Prof. Dr. Adam H. Monahan, School of Earth and Ocean Sciences, University of Victoria, Victoria, Canada hat wesentlich zu den Ergebnissen zur raum-zeitlichen Variabilität der Solarstrahlung beigetragen. Diese Kooperation wurde vom BMBF durch den DAAD im Rahmen des Projekts „**IPID4all Doctorate Research Exchange with University of Victoria**“ gefördert.

Der Fokus der Zusammenarbeit mit der Gruppe von Prof. Stefan Kettemann an der Jacobs University Bremen und der Gruppe *Komplexe Systeme und Nichtlineare Dynamik* an der TU Chemnitz lag auf der Analyse der Stabilität des Synchronzustandes mit 50Hz im entwickelten Modell zur Beschreibung der Netzfrequenz. Insbesondere der Einfluss von verzögerter Kontrolle auf die Stabilität des gewünschten Zustands wurde mithilfe verschiedener Spektralmethoden untersucht. Hier wurden Stabilitätsdiagramme erstellt, welche die Stabilität in Abhängigkeit der Systemparameter (z.B. Trägheit und Netzwerktopologie) beschreiben. Die Ergebnisse dieser Arbeiten sind in der Publikation Chaos **30**, 013122 (2020) zusammengefasst.

Des Weiteren, wurde in Zusammenarbeit mit dem Max-Planck-Institut für Physik komplexer Systeme in Dresden ein Modell zur Beschreibung von Verbraucherlastzeitreihen mithilfe stochastischer Methoden entwickelt. Hier wurden gemessene Lastdaten analysiert und ihre stochastischen Eigenschaften mithilfe eines geeigneten Modells nachgebildet. Eine Veröffentlichung, in der die Ergebnisse der Modellierung vorgestellt und diskutiert werden, ist derzeit in Vorbereitung und wird demnächst veröffentlicht werden. Einige der Ergebnisse werden im Kapitel 2.4.5 vorgestellt.

2 Eingehende Darstellung der Ergebnisse

2.1 Verwendung der Zuwendungen und Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der im Projekt durchgeführten Arbeiten nach den Gliederungen der Arbeitspakete dargestellt. Die Methoden und Techniken sowie die verwendete Software werden ebenfalls hervorgehoben.

2.2 Erweiterung von Energiesystemmodellen um dynamische Aspekte der Frequenzregelung. Leitung und Bearbeitung DLR-VE

2.2.1 Erzeugung synthetischer Residuallasten

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, ein einfaches Modell für die Residuallast zu erstellen. Dieses Modell soll hochauflösende Residuallastdaten liefern, um diese für die Entwicklung des dynamischen Energiesystemmodells zu verwenden.

Die Residuallast ist der Anteil am gesamten Stromverbrauch, der abhängig von den volatilen Energieträgern Wind und Sonne ist. Es handelt sich also um den Restbedarf an Strom (die Differenz zwischen Stromerzeugung und -verbrauch), der mehrheitlich aus konventionellen Quellen gedeckt wird. Die Residuallast wird nach der Formel berechnet:

$$N - EE = L_R$$

wobei, N die Nachfrage, EE die fluktuierende Erneuerbare Energien und die Residuallast L_R abbilden. Die Residuallast weist starke zeitliche⁷ Schwankungen auf, einerseits weil die Nachfrage für

⁷ Es wird angenommen dass die Residuallast räumlich nicht schwankt, da sich die regionale Schwankungen über größere Gebiete, z.B. Netzgebiete, ausgleichen.

elektrische Energie schwankend ist (z. B. zur Mittagszeit ist die Nachfrage höher als am Nachmittag und nachts) und andererseits weil die Einspeisung erneuerbarer Energie zum größeren Teil entsprechend den Wetterbedingungen schwankt.

Die erhöhte Volatilität, die durch den steigenden Anteil der erneuerbaren Energien am Stromerzeugungsmix verursacht wird, führt zu einer erheblichen Zunahme der Schwankungen der Residuallast. Dadurch verändern sich die üblichen wöchentlichen und saisonalen Lastmuster: Die minimale Residuallast ist erheblich kleiner, da zu manchen Zeiten Wind- und Solarstrom einen großen Teil des Strombedarfs decken. Innerhalb eines Tages können die Residuallastwerte z.B. für das deutsche Versorgungsgebiet um bis zu 70 GW schwanken, bei einer maximalen Last in Deutschland von 85 GW (Schwab 2017).

Proportionalität der Residuallast und der Netzfrequenzänderung

Durch elektromechanische Kopplung stellt die rotierende Masse der Synchrongeneratoren dem Netz kinetische Energie zur Verfügung oder nimmt sie bei Frequenzabweichungen aus dem Netz auf. Die bereitgestellte kinetische Energie durch Synchrongeneratoren ist proportional zur Veränderungsgeschwindigkeit der Netzfrequenz. Die Netzfrequenz ist direkt an die Drehzahl des Synchrongenerators und damit auch an die Wirkleistungsbilanz gekoppelt. Wie sich die Netzfrequenz ändert, wird über die sogenannte Swing-Gleichung (Machowski 2011) beschrieben. Diese besagt, dass sich die Frequenz proportional zum Lastungleichgewicht, welches an der Maschine anliegt, ändert. Demnach steuert die Residuallast der einzelnen Netzregelzonen implizit die Frequenzänderung. Eine detaillierte Analyse der gemessenen Netzfrequenz kann genutzt werden, um die Residuallast zu modellieren (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Wir verfolgen die Annahme, dass die momentane Frequenzabweichung von einer Überlagerung aus Residuallast, zeitverzögerten Regelmechanismen und weiteren unbekanntem Anteilen beeinflusst wird. Die zusätzlichen Anteile sind z.B. fehlerhafte Prognosen oder Kraftwerksfahrplanwechsel zum Stundenwechsel. Wir definieren die Differenzlast L_D als die Summe aller Effekte.

Die Differenzlast ist proportional zur momentan Frequenzänderung, d.h. die Analyse der Frequenzänderung ermöglicht uns indirekt ein detailliertes Modell der Differenzlast zu entwickeln. Dafür wurden die Zeitreihen der Netzfrequenz analysiert und die Parameter eines stochastischen Prozesses bestimmt, der die Frequenzdynamik nachbildet. So kann durch die zeitliche Änderung dieser synthetischen Frequenz auf die Differenzlast geschlossen werden. Für diese Analyse sind Zeitreihen mit einer möglichst hohen zeitlichen Auflösung von Vorteil.

Wir haben uns für Frequenzdaten aus drei Quellen entschieden:

- 50Hertz: Die Frequenzzeitreihen mit einer Auflösung von einer Sekunde umfassen den Zeitraum von 2010 bis 2016 und können im Rahmen der Transparenzplattform des ENTSO-E heruntergeladen⁸ und analysiert werden. Der von uns verwendete Datensatz wurde am 19. August 2016 heruntergeladen.
- Gobmaier Datensatz: Diese kommerziellen Frequenzdaten basieren auf einer Echtzeitmessung und wurden von der Dr. Gobmaier GmbH aufgezeichnet und validiert⁹. Der

⁸ <https://www.50hertz.com/en/Transparency/GridData>

⁹ <https://www.netzfrequenzmessung.de/>

Datensatz weist eine zeitliche Auflösung von einer Sekunde und umfasst den Zeitraum von 2014 bis 2019. Der Fehler der Messung der Daten liegt unter 1 mHz. Bei einer Frequenz von 50 Hz entspricht dies einer Messgenauigkeit von 0,002%.

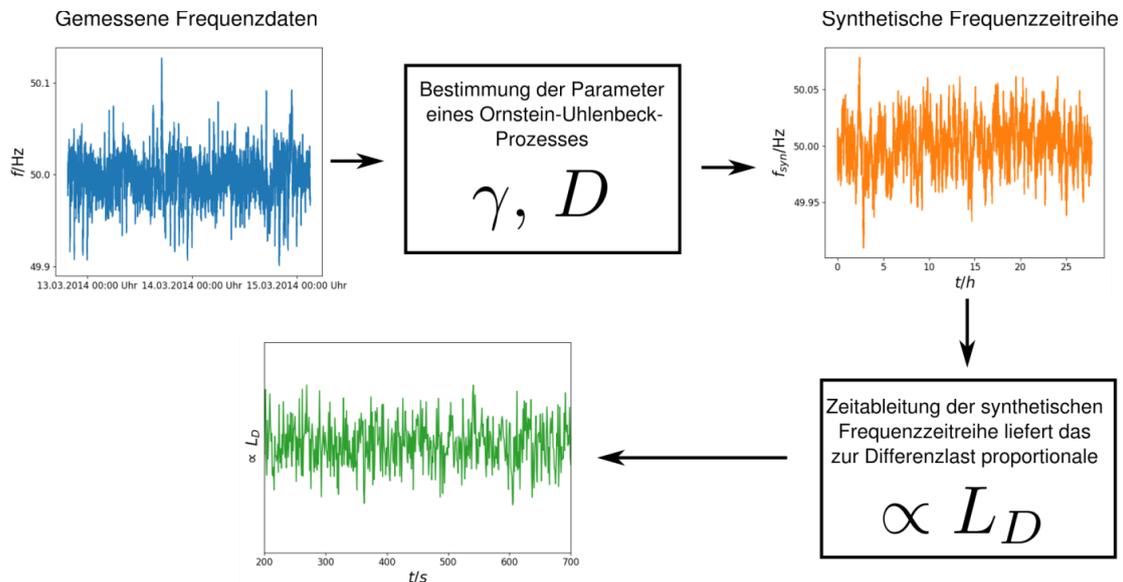


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Residuallastmodellierung anhand der gemessenen Netzfrequenz

- DLR-VE Datensatz: Diese Daten wurden vom DLR-VE mit einer Frequenz von 0.5 Hz über eine Dauer von 2.5 Jahre aufgenommen.

Eine detaillierte Analyse der oben genannten Datensätze hat gezeigt, dass der Gobmaier-Datensatz für unsere Zwecke am geeignetsten ist. Er weist im Vergleich zu anderen Datensätzen weniger fehlende Datenpunkte und auch weniger unrealistische Frequenzsprünge auf.

Zunächst wurden die Daten auf ihre stochastischen Eigenschaften untersucht. Hier wurden unter anderem Häufigkeitsverteilung (siehe Abbildung 2, unten) und die Momente dieser Verteilungen untersucht. Wir haben uns dazu entschieden einen Ornstein-Uhlenbeck-Prozess (OU-Prozess) zu nutzen um die Frequenzdynamik zu modellieren. Dies ist einer der einfachsten stochastischen Prozesse, der ein Random Walk mit Tendenz zu einem Mittelwert zurückzukehren ist. Zwar bildet ein OU-Prozess nicht die stärksten Frequenzabweichungen, die durch die Fahrplanwechsel des Kraftwerksparks am Stundenwechsel zu sehen sind, und weitere nichtlineare Effekte nach, aber die verbleibende Dynamik der Netzfrequenz ist mit dem gewählten stochastischen Prozess konsistent. So wird die Häufigkeitsverteilung wesentlich schmäler und nähert sich auch mehr der Normalverteilung, wenn der Stundenwechsel aus dem Frequenzzeitreihen entfernt wird (siehe untere Hälfte von Abbildung 2).

Um ein detailliertes Modell der Netzfrequenz zu erhalten muss man die superstatistischen Eigenschaften der Netzfrequenz berücksichtigen (Schäfer 2018, Anvari 2019). Da die synthetische Differenzlast nur zur Modellbildung dient, war dies nicht notwendig.

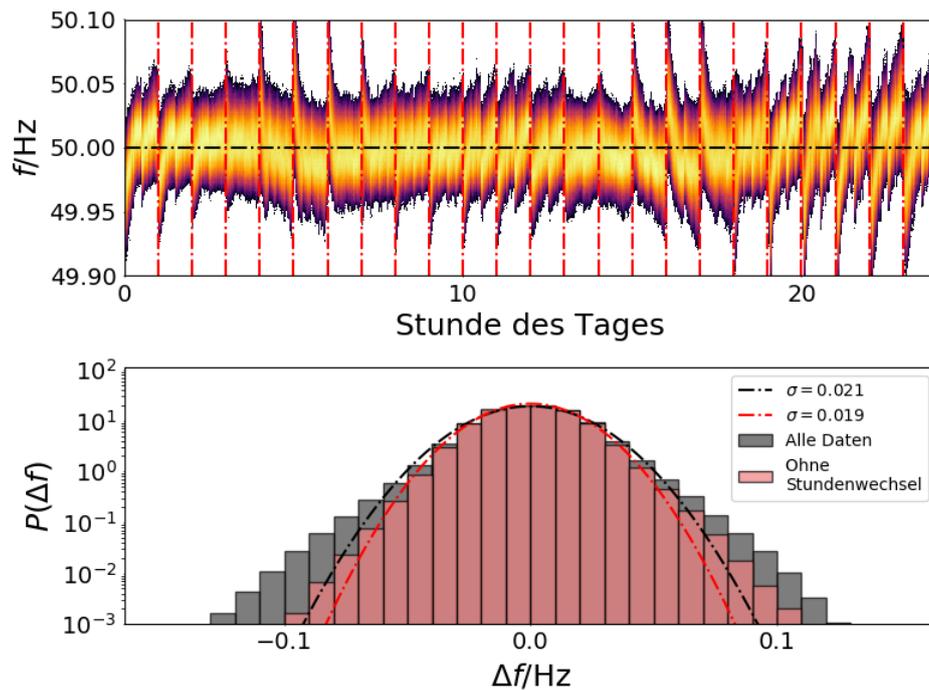


Abbildung 2: Analyse der gemessenen Netzfrequenz. Frequenzverteilungen für spezifische Stunde des Tages (oberes Bild) zeigt, dass die Frequenz stark vom Fahrplanwechsel zur vollen Stunde beeinflusst wird. Der Vergleich zwischen Histogramm aller Daten und von den Frequenzwerten, die nicht beim Stundenwechsel aufgenommen wurde, zeigt, dass die größten Abweichungen durch den Fahrplanwechsel verursacht werden.

Parameterbestimmung des Ornstein-Uhlenbeck-Prozess der Netzfrequenzdynamik

Der Ornstein-Uhlenbeck-Prozess ist durch eine stochastische Differentialgleichung (SDE) definiert, die explizit lösbar ist. Sie ist gegeben durch:

$$df = -\gamma x dt + \sqrt{D} dW$$

wobei, γ, \sqrt{D} positive Parameter sind, die Drift und Diffusion des OU-Prozesses beschreiben. W ist ein Wiener Prozess.

Die Lösung eines OU-Prozesses ist eindeutig und durch die Übergangswahrscheinlichkeit gegeben (Wiersema 2008). Die Parameter des stochastischen Prozesses für die Frequenzdynamik lassen sich nun per Maximum-Likelihood bestimmen:

$$\tilde{\gamma} = \frac{1}{\tau} \cdot \log \left[\frac{\langle f_i^2 \rangle_i}{\langle f_i f_{i-1} \rangle_i} \right], \tilde{D} = \frac{\tilde{\gamma} \langle (f_i - f_{i-1} \cdot e^{-\tilde{\gamma} \delta})^2 \rangle_i}{1 - e^{-2\tilde{\gamma} \delta}}$$

wobei, f_i die Netzfrequenz zum Zeitpunkt t_i und δ der zeitliche Abstand zweier Messwerte sind.

Somit können nun synthetische Frequenzzeitreihen mit den zuvor gemessenen Zeitreihen bestimmt werden. Einen Vergleich der Eigenschaften von gemessenen und synthetischen Zeitreihen sind in Abbildung 3 zu sehen.

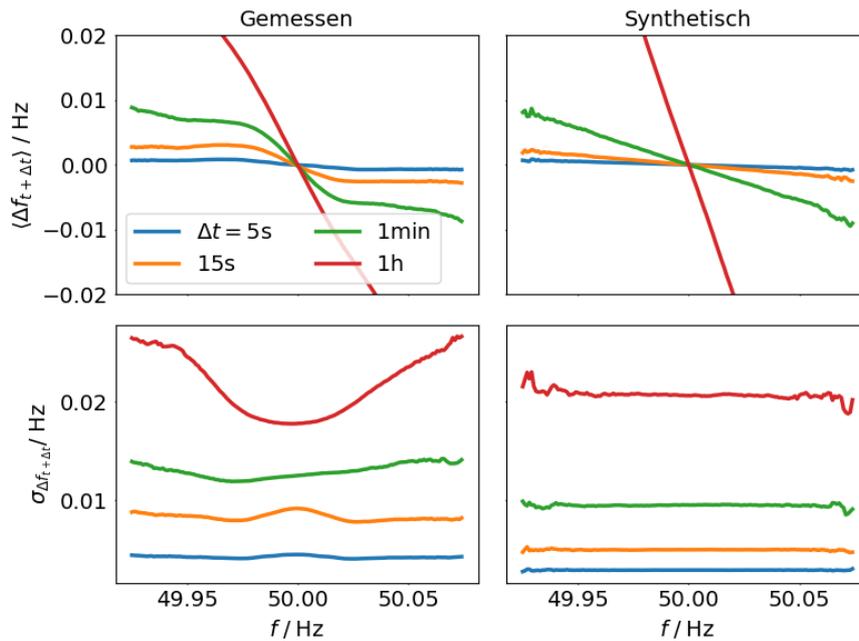


Abbildung 3: Vergleich der Eigenschaften der gemessenen Daten und des synthetischen Modells der Netzfrequenz.

Hier sind für verschiedene Inkremente Δt die Veränderung der Frequenz über der Ausgangsfrequenz aufgetragen. Obwohl der OU-Prozess nicht die nichtlinearen Effekte der Netzfrequenz nachbilden kann, ist doch zu erkennen, dass die wesentlichen Eigenschaften der Dynamik enthalten sind. Da dieses synthetische Modell lediglich der Modellentwicklung dient, ist die Güte der so erzeugten Zeitreihen ausreichend.

Differenzlast für mehrere Kontrollzonen

Um die Dynamik der Differenzlast in verschiedenen Regelzonen zu untersuchen und später in der Modellierung zu berücksichtigen, verwenden wir die ENTSO-E Lastdatensätze. Diese Daten, die auf der ENTSO-E Transparency Platform¹⁰ heruntergeladen werden können, umfassen Informationen für alle Kontrollzone der ENTSO-E. Der hier genutzte „Actual Total Load“-Datensatz beschreibt die Summe der Erzeugung auf allen Netzebenen. Der Anteil der mittleren Last L_{sh} einer Kontrollzone an der gesamten mittleren Last kann proportional zur Größe der Kontrollzone gesehen werden. So ist z.B. der Anteil an der Gesamtlast der Regelzone von RTE (Frankreich) erheblich größer als die von REE (Spanien). Die Verteilung der Last im ENTSO-E Gebiet ist aus Abbildung 4 zu entnehmen.

Nun können synthetische Frequenzzeitreihen erzeugt werden. Durch zeitliche Ableitung erhält man ein zur Differenzlast proportionales Signal. Dieses Signal wird entsprechend der Größe der Kontrollzone skaliert (siehe Abbildung 4). Hierbei wird angenommen, dass in größeren Kontrollzonen prinzipiell auch eine höhere Differenzlast wirkt. Diese Zeitreihen dienen als Input für das entwickelte dynamische Energiesystemmodell.

¹⁰ <https://transparency.entsoe.eu/>

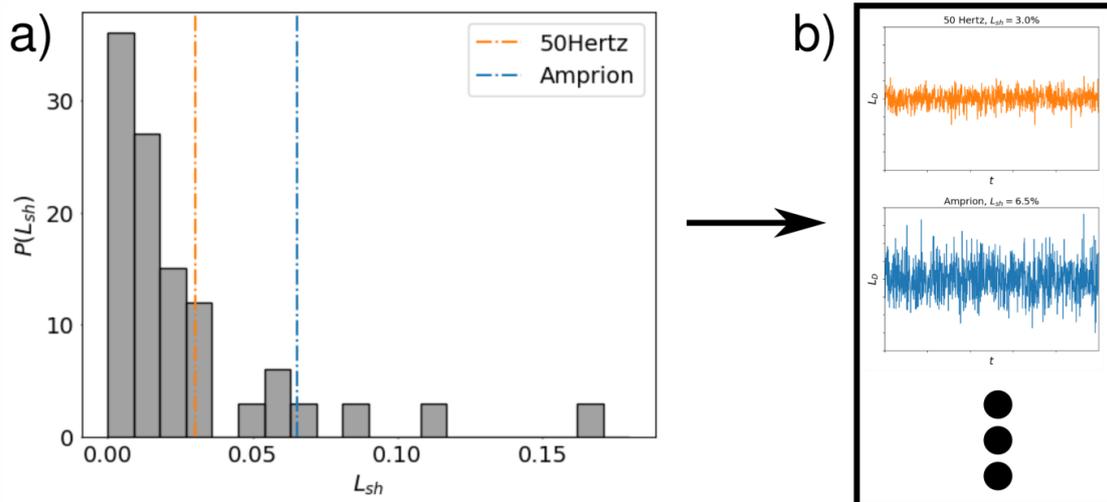


Abbildung 4: Verteilung der Last im ENTSO-E Gebiet (<https://transparency.entsoe.eu/>, Daten wurden am 17.07.2018 heruntergeladen und entsprechen der mittleren Last in den Jahren 2015-2018) in a). Anteil an der Gesamtlast ergibt den Skalierungsfaktor der Differenzenlast L_D der einzelnen Kontrollzonen (Beispiel in b)).

2.2.2 Entwicklung eines dynamischen Energiesystemmodells

Das heutige Energiesystem wurde mit der Annahme, dass die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken vollständig planbar und regelbar ist, errichtet. Synchrongeneratoren liefern über ihre gespeicherte kinetische Energie Trägheit (bzw. Rotationsenergie), die als Momentanreserve einen wichtigen Beitrag für die Dynamik und Stabilität der Stromnetzfrequenz liefert. Die rotierende Masse eines Generators stellt bei Netzfrequenzabweichungen dem Stromnetz kinetische Energie zu Verfügung bzw. nimmt Energie aus dem Netz und kann somit kurzfristig Störungen kompensieren.

Im Zug der Energiewende, findet der Übergang zu einem Energiesystem, das auf erneuerbare Ressourcen setzt, statt. Diese Veränderung stellt eine große Herausforderung für die Stabilität des Energiesystems dar. Stark schwankende Energiequellen (Wind und Photovoltaik) werden in ein System integriert, das auf konventionellen Energiequellen basiert. Derzeit gewährleistet die vom "Europäischen Netz der Übertragungsnetzbetreiber" (ENTSO-E) betriebene Frequenzregelung den stabilen Betrieb des Verbundstromnetzes. Diese Regelungsmechanismen können nur durch die genaue Messung des Netzzustands (d.h. der Frequenzen und Lastflüsse) und durch die korrekte Übermittlung dieser Werte eingesetzt werden. Zurzeit sorgen konventionelle Erzeugungsanlagen (z.B. thermische Kraftwerke) mit großen rotierenden Generatormassen für eine stabilisierende Trägheit des Stromnetzes. Der Wegfall dieser konventionellen Erzeugungsanlagen und ihr Ersatz durch eine fluktuierende erneuerbare Erzeugung, die keine Momentanreserve bereitstellt, könnte das Stromnetz anfällig für Störungen machen. Die mit der Messung, der Kommunikation und dem Einsatz der Regelung verbundene Verzögerung könnte in einem System, das Einspeisung ohne Momentanreserve angewiesen ist und zusätzlich auf die auf kurzen Zeitskalen schwankt, eine wichtigere Rolle spielen.

Im Rahmen der Forschung im Bereich komplexer Systeme wurden die Stabilität und Dynamik von Stromnetzen untersucht. Ein Ansatz besteht darin, Energiesysteme oder genauer gesagt Stromnetze als komplexe Netzwerke aus gekoppelten Oszillatoren zu betrachten, die durch Kuramoto-Modell ähnliche Modelle beschrieben werden (Filatrella 2008, Martin Rohden 2014, Witthaut 2012). Das Hauptziel dieser Studien ist es, die Grenzen des Synchronbetriebs des Stromübertragungsnetzes zu

identifizieren und die kollektive Dynamik dieser Netzwerke zu untersuchen. Meist lassen diese Studien die explizite Beachtung von Regelmechanismen außen vor. Studien, die sich explizit mit der Wirkung von Regelmechanismen beschäftigen, sind dahingegen sehr detailliert, was eine Simulation für große Systeme erschwert. Das in DYNAMOS entwickelte Modell soll Untersuchungen der dynamischen Eigenschaften im Detailgrad zwischen diesen beiden Ansätzen liefern. Zum einen soll die kollektive Dynamik des Stromnetzes und zum anderen die Wechselwirkung mit Regelmechanismen untersucht werden.

Das europäische Stromnetz besteht aus vielen verschiedenen Komponenten wie z.B. Erzeugungseinheiten, Lasten und Übertragungsleitungen. Diese sind auf verschiedenen Spannungsebenen miteinander verbunden. Man unterscheidet zwischen dem Netz zur Übertragung von Strom über große Entfernungen und dem System zur Versorgung der Endverbraucher. Sie werden als Übertragungsnetz und als Verteilnetz bezeichnet. Die Verantwortung dieser Systeme liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) bzw. den Verteilnetzbetreibern. Bei der Betrachtung der Frequenzdynamik des Verbundnetzes betrachten wir nur die höchste Netzebene, also das Übertragungsnetz. Dies ist sinnvoll, da die Frequenzdynamik hauptsächlich durch die Wechselwirkung des gesamten Stromnetzes beeinflusst wird, während die Spannungsdynamik lokalen Effekten unterliegt.

Die Regelungsmechanismen, die die Frequenz in der Nähe der Referenzfrequenz (d.h. 50Hz in Europa) halten, werden auf der Ebene der ÜNBs betrieben, die gemeinsam für die Lastfrequenzregelung in Europa verantwortlich sind. Um dies zu erreichen, sind sie in der ENTSO-E organisiert. Die ENTSO-E formuliert das Regelwerk, das notwendig ist, um das System kooperativ stabil zu halten (Policy 1: Load-frequency control and performance 2009). Europa ist in regionale Gruppen aufgeteilt, wobei Kontinentaleuropa die größte Gruppe darstellt. Diese Gruppen sind weiter in Kontrollzonen aufgeteilt, die mit einer Nennfrequenz von $\omega_0 = 2\pi 50\text{Hz}$ synchron zueinander laufen. Im Folgenden bezeichnet ω die Frequenzabweichung von ω_0 in Radiant. Die ÜNBs sind für die Lastfrequenzregelung in ihrer jeweiligen Regelzone verantwortlich.

Stromnetze als Oszillator-Netzwerke

In unserer Modellierung betrachten wir N-Kontrollzonen. Jede dieser Kontrollzonen wird als eine aggregierte Maschine modelliert (Kundur 1994, Ulbig 2014) (siehe Abbildung 5). Analog zu einer Synchronmaschine ist der Zustand dieser Aggregatmaschine i durch einen Phasenwinkel $\phi_i = \omega_0 t + \theta_i$ gegeben. θ_i bezeichnet hier die Abweichungen vom Referenzwinkel $\omega_0 t$. Mit dem in der Quelle (G. Filatrella 2008) beschriebenen Modell können Netzwerke aus synchronen Maschinen durch gekoppelte Oszillatoren beschreiben werden.

Die Dynamik des Phasenwinkels θ_i der Zone i ist gegeben durch:

$$\dot{\omega}_i = \frac{\omega_0}{2H_i S_{B,i}} \left(P_i + P_{PC,i} + P_{SC,i} - S_{B,i} k_l \omega_i - \sum_j C_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \right)$$

Formel 1: Differentialgleichung zur Beschreibung der Netzfrequenz in Kontrollzone i

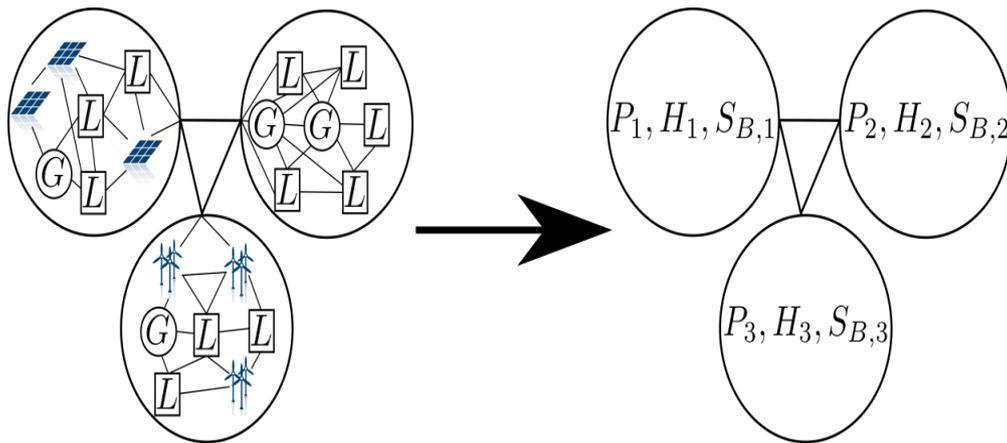


Abbildung 5: Aggregierte Darstellung der Kontrollzonen des Netzwerks. Anstatt die Wechselwirkung zwischen einzelnen Erzeugern und Verbrauchern zu modellieren (links), wird die Wechselwirkung der Zonen modelliert.

Der hier eingesetzte Modellierungsansatz betrachtet Lasten als Synchronmotoren. Somit ist die Zone i entweder Generator ($P_i > 0$) oder Last ($P_i < 0$). P_i beschreibt das Lastungleichgewicht in Zone i . Es besteht aus einem geplanten (hier konstanten) Anteil $P_{i,0}$ und einem zeitabhängigen Anteil $-L_{R,i}$. Die Residuallast $L_{R,i}$, die im vorhergehenden Kapitel beschrieben wurde, wird später durch die Modelle für Erzeugung und Verbrauch gegeben. Zur Modellentwicklung wurde hier, die in Kapitel 2.2.1 beschriebene, synthetische Differenzlast verwendet. Zwar wurde dieses Signal aus dem Frequenzsignal entnommen in dem alle Effekte (inkl. Regelmechanismen) enthalten sind, aber das generelle Verhalten dieser synthetischen Lastzeitreihe ist ausreichend, um die Modellentwicklung zu unterstützen.

Die Zonen sind durch Leistungsübertragung (letzter Term in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) miteinander gekoppelt. Diese ergibt sich aus den Lastflussgleichungen, die aus den Kirchhoffschen Gesetzen (Machowski 2011) abgeleitet sind. Da wir uns mit dem Übertragungsnetz beschäftigen, das aus den höchsten Spannungsebenen besteht, gehen wir von einer verlustfreien, rein induktiven Stromübertragung aus. In diesem Fall ist nur die Wirkleistung zu berücksichtigen, die durch die Übertragungskapazität C_{ij} zwischen den Zonen i und j und den Sinus der Phasenwinkeldifferenzen gegeben ist. Die Gesamtträgheit einer Zone ergeben sich aus dem Anteil von Erzeugung ohne Momentanreserve, der durch die Trägheitskonstante H_i quantifiziert wird und der Größe der Region i in Bezug die Leistung $S_{B,i}$. H_i ist ein Maß dafür wie lange die Nennleistung $S_{B,i}$ durch die kinetische Energie der rotierenden Generatormassen aufrecht gehalten werden kann. Ein niedriges H_i bezeichnet eine Situation mit einem hohen Anteil des erzeugten Stroms in der Region i durch wechselrichterbasierte Erzeugung.

Neben einem konstanten Verlust durch Dissipation tritt bei größeren Systemen eine frequenzabhängige Dämpfung auf. Dieser Effekt, allgemein bekannt als *Selbstregelung* (Kurth 2006), fasst die zeitabhängigen Dissipationseffekte zusammen und ist gegeben durch

$$P_{diss,i}(t) = k_{l,i} \dot{\theta}(t)$$

wobei $k_{l,i} = k_l S_{B,i}$. Der Faktor k_l gibt den Anteil der Last an, der zu diesem Effekt beiträgt¹¹. Die **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** weist Ähnlichkeit mit dem Kuramoto-Modell

¹¹ $k_l \approx 1\%/Hz$

zweiter Ordnung auf. Diese Modell ist ein prototypisches Modell zur Beschreibung von Synchronisation in komplexen Netzwerken (Rodrigues 2016).

Für ausreichend hohe Übertragungskapazitäten C_{ij} existiert ein Zustand bei dem die Maschinen mit einer gemeinsamen Frequenz $\dot{\theta}_t = \omega_i = \omega \forall i$ rotieren (Rohden 2012). Von besonderem Interesse ist hier der Fall mit $\omega_i = 0$, der dem Synchronbetrieb mit 50Hz entspricht. In unserem erweiterten Modell betrachten wir nur Systeme bei denen dieser synchrone Zustand vorliegt.

Im idealen synchronen Netzbetrieb mit $\omega_i = 0 \forall i$ und stationären Phasenwinkeln $\theta_i(t) = \theta_{i,0}$ verbleiben stationäre Stromflüsse, die durch die Verteilung der stationären Stromeinspeisungen $P_{i,0}$ gegeben sind. Während eine Koexistenz von Grenzyklen und dem Fixpunkt des Synchronbetriebs beobachtet werden kann, konzentrieren wir uns auf den Fixpunkt, der dem Synchronbetrieb für ausgeglichene Bereiche entspricht (d.h. $P_{i,0} = 0$) und wie seine Stabilität durch die verzögerte Regelleistung und die weiteren Systemparameter beeinflusst wird.

Regelungsmechanismen des europäischen Energiesystems

Ein wichtiger Qualitätsfaktor in synchronen Stromnetzen ist die Netzfrequenz, die in Europa den Referenzwert $\omega_0 = 50\text{Hz}$ hat. Ungleichgewichte in Angebot und Nachfrage elektrischer Energie führen zu Abweichungen von ω_0 . Wird z.B. ein Kraftwerk durch einen Zwischenfall vom Netz getrennt, ändert sich die Netzfrequenz auf einen niedrigeren Wert. Die Änderungsrate wird durch die Trägheit bzw. Momentanreserve des Systems bestimmt. Die Trägheit im Übertragungsnetz wird bei konventionellen Erzeugungsanlagen hauptsächlich durch große rotierende Generatormassen erzeugt. Der Anteil der Trägheit, der sich auf die Frequenzdynamik auswirkt, ist nicht konstant. Sie ist abhängig vom Anteil der aktuell angeschlossenen Erzeugung mit Trägheit (z.B. konventionelle Erzeugung) und der Erzeugung die per Umrichter verbunden ist (z.B. Solar oder Windkraft). Störungen, die zu einer Frequenzabweichung führen, breiten sich im System aus. Das Verhalten dieser Ausbreitung ist abhängig von den Systemparametern und der Art der Störung. Bei geringer Trägheit kann dies zu einer Delokalisierung der Störung führen (Kettemann 2016). Zusätzlich beeinflussen die Schwankungen der Einspeisung von regenerativer Erzeugung die Dynamik der Netzfrequenz. So machen sich z.B. turbulente Windschwankungen zu Zeiten mit hohen Einspeiseverhältnissen von Windstrom bemerkbar (Haehne 2019).

Da Frequenzen außerhalb eines bestimmten Bereichs um ω_0 elektrische Geräte schaden können, müssen Regelmechanismen eingesetzt werden. Eine ausreichend hohe Reserve an Regelleistung ist eine Systemdienstleistung, die die Kraftwerke zusätzlich zur Erzeugung, die sie entsprechend der zu erwartenden Last liefern, erbringen.

Es gibt verschiedene Regelungsmechanismen, die auf unterschiedlichen Zeitskalen wirken und unterschiedlichen Zwecken dienen (siehe Abbildung 6). Sie sind explizit (wie z.B. Primärregelleistung) oder implizit (wie z.B. Sekundärregelleistung) von der gemessenen Netzfrequenz abhängig.

Wir betrachten hier die beiden schnellsten automatisch wirkenden Regelmechanismen, nämlich die Primärregelung P_{PC} und die Sekundärregelung P_{SC} .

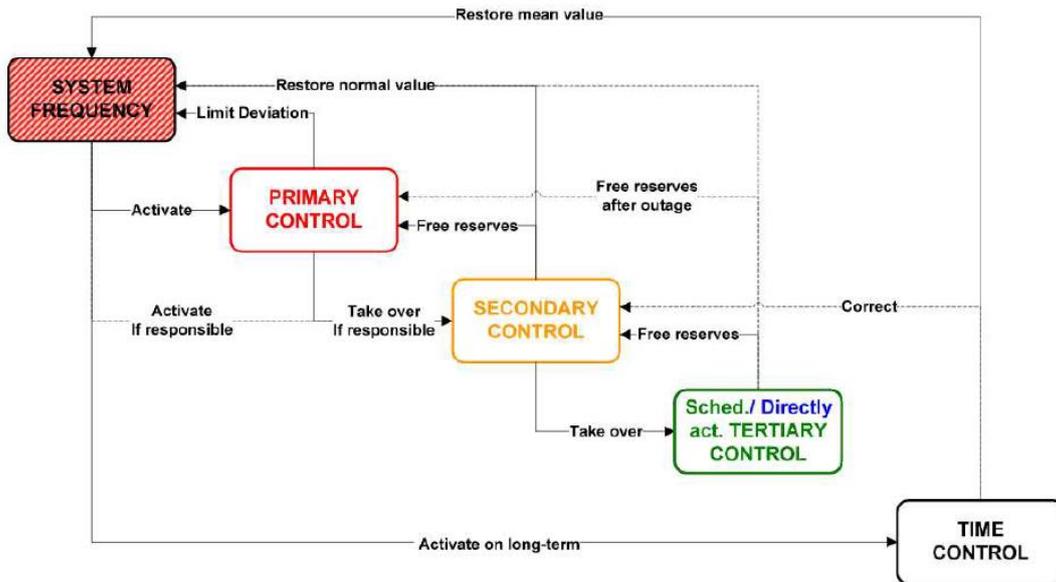


Abbildung 6: Regelungsmechanismen der ENTSO-E (U. O. Handbook 2004).

Die nachgeschalteten Regelmechanismen (Tertiärregelung und Time Control) sind für die Korrekturen auf längeren Zeitskalen verantwortlich und werden zum Teil manuell eingesetzt. Die Modellierung dieser Regelmechanismen in einem dynamischen Modell ist daher nicht praktikabel.

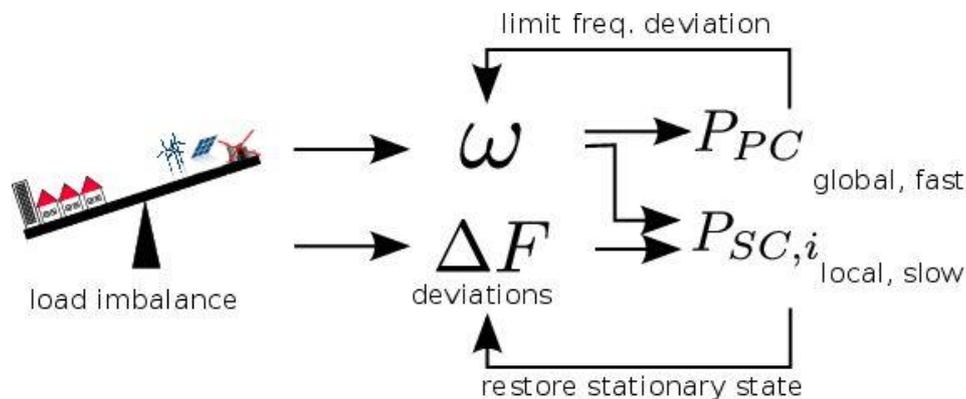


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Wechselwirkung von Primär- und Sekundärregelung als Reaktion auf ein Lastungleichgewicht.

Das Zusammenspiel von P_{PC} und P_{SC} beim Ausgleich eines Ungleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch ist in Abbildung 7 visualisiert. Der schnellste Regelmechanismus ist die Primärregelung, die innerhalb der ersten Sekunden nach Erkennen einer Störung aktiviert wird.

Nach 30 Sekunden muss die volle Primärregelung $P_{PC,i}(t) = -\lambda_i \omega_i$ gemäß den Richtlinien der ENTSO-E (U. O. Handbook 2004) bereitgestellt werden. Die Sensitivität gegenüber der Frequenzabweichung ω_i ist durch die *Network Power-Frequency Characteristic* λ_i für den Bereich i gegeben. Sie gibt die charakteristische Größe einer Störung für eine gegebene Frequenzabweichung an. Die Größe von λ_i hängt von der Größe der entsprechenden Zone i ab. Die Summe über alle Zonen λ_{total} wird empirisch gemessen (Asal 1998).

Wird der Leistungsstörung mit $P_{PC,i}$ entgegengewirkt, ändert sich die Netzfrequenz nicht mehr. Das System arbeitet nun mit einer anderen Frequenz als ω_0 . Die Sekundärregelung dient nun zur Wiederherstellung des Zustandes vor der Störung, der durch Rotationen mit der Referenzfrequenz ω_0 ($\omega_i = 0, \theta_i(t) = \theta_{i,0}$) und dem stationären Lastfluss gekennzeichnet ist. Die Größe der Sekundärregelung wird durch einen Proportional-Integral (PI)-Regler vorgegeben und dient zur Korrektur des lokalen *Area Control Error* (U. O. Handbook 2004).

Die Sekundärregelleistung $P_{SC,i}(t)$ wird durch

$$P_{SC,i}(t) = -\left(K_P G_i(t - \tau) + K_I \int_{-\infty}^{t-\tau} G_i(t') dt'\right),$$

wobei K_P und K_I die einstellbaren Verstärkungen des proportionalen bzw. integralen Terms der Sekundärregelung sind. Die Zeitverzögerung τ gibt die Zeit an, die für Ermittlung des lokalen Regelfehlers G_i , Kommunikation und Einleiten einer Regelaktion benötigt wird. G_i ist ein Maß für die Leistung, die in der Region i fehlt. Er ergibt sich aus der Differenz zwischen der erwarteten Primärregelleistung und den Abweichungen ΔF_i der Lastflüsse zu benachbarten Regelzonen.

$$G_i(t) = \lambda_i \omega_i(t) - \Delta F_i(t)$$

$$\Delta F_i(t) = \sum_j C_{ij} \left[\sin(\theta_j(t) - \theta_i(t)) - \sin(\theta_{j,0} - \theta_{i,0}) \right]$$

Nichtlinearitäten, wie z.B. Totband der Primärregelung oder spezifische Modelle für Kraftwerke, werden vernachlässigt. Während der Wert der Zeitverzögerung für verschiedene Regelzonen sicher etwas unterschiedlich und auch zeitabhängig ist, betrachten wir zur Vereinfachung eine konstante Verzögerung τ .

2.2.3 Untersuchung der resultierenden Frequenzdynamik

Um zu verstehen, wie die Dynamik des Systems durch veränderte Systemparameter (wie z.B. einen höheren Anteil an Erzeugung aus PV und Wind) beeinflusst wird, wird die Stabilität des gewünschten Zustands mit 50 Hz untersucht. Hierzu werden die in 2.2.2 eingeführten Gleichungen um diesen Zustand linearisiert und eine lineare Stabilitätsanalyse durchgeführt. Da die Frequenzdynamik durch ein System aus retardierten Differentialgleichungen (DDEs) beschrieben wird, kommen zwei Methoden aus der Untersuchung von DDEs zur Anwendung. Zum einen wird ein Diskretisierungsverfahren (Chebyshev Diskretisierung) genutzt und zum anderen werden Kurven (sogenannte Stabilitätsbögen), auf denen der Synchronzustand seine Stabilität verliert, bestimmt. Verglichen mit der Methode zur Bestimmung der Stabilitätsbögen, liefert die Chebyshev Diskretisierung einen tieferen Einblick in die Stabilität des Synchronzustandes, skaliert aber schlecht für größere Systeme. Beide Methoden wurden daher komplementär genutzt, um die Stabilität des Synchronzustandes zu bewerten.

Um den Einfluss der Systemparameter auf die Stabilität zu verdeutlichen, werden Stabilitätskarten erstellt. Ein beispielhaftes Bild für ein System, welches das Kontrollzonennetzwerk mit Fokus Deutschland approximiert, ist in Abbildung 8 zu sehen. Für dieses Beispiel werden die vier deutschen Kontrollzonen mit weiteren Zonen, die den Rest von Kontinentaleuropa abschätzen sollen, verbunden. Bemerkenswert ist, dass eine Aussage wie „weniger Momentanreserve führt zu einem geringeren Stabilitätsbereich“ nicht getroffen werden kann. Ein zentrales Ergebnis dieser Arbeiten

ist, dass die prinzipielle Möglichkeit besteht die Stabilität des Synchronzustands, durch intelligente Verteilung von Momentanreserve im betrachteten System, zu verbessern.

Zusätzlich wurde die synthetischen Differenzlasten aus dem vorhergehenden Kapitel als Input für das entwickelte Modell genutzt. Ein beispielhafter Verlauf der Differenzlast, Frequenzabweichung und Regelleistung sind in Abbildung 9 zu sehen.

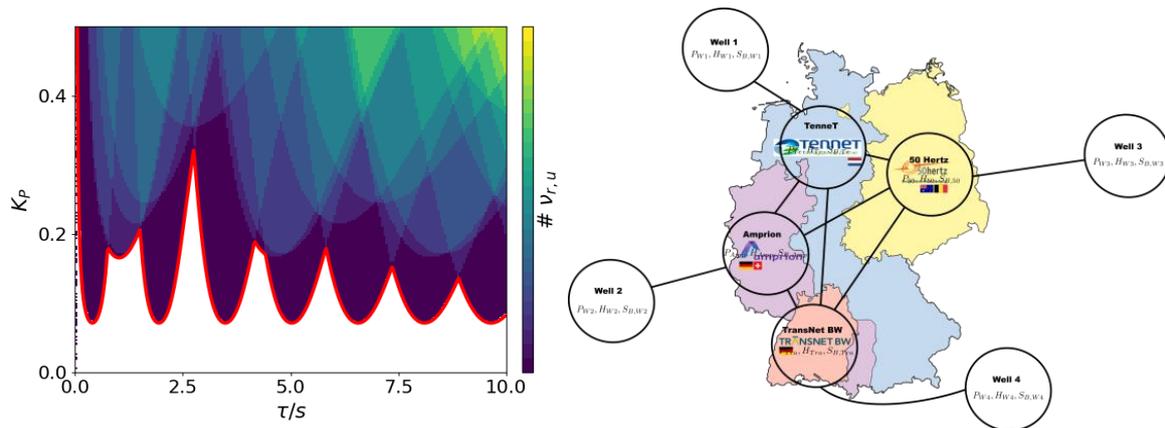


Abbildung 8: Auf der linken Abbildung ist die Stabilitätskarte für das Kontrollzonennetzwerk mit Fokus Deutschland (Rechts) zu sehen. Der weiße Bereich zeigt die Parameterkombinationen aus proportionalem Verstärkungsfaktor der Sekundärregelleistung K_P und Verzögerung der Sekundärregelung bei denen der Synchronzustand stabil ist. Der Integrale Verstärkungsfaktor wurde für dieses Beispiel auf einen Wert von $K_I = 1/120s$ gesetzt.

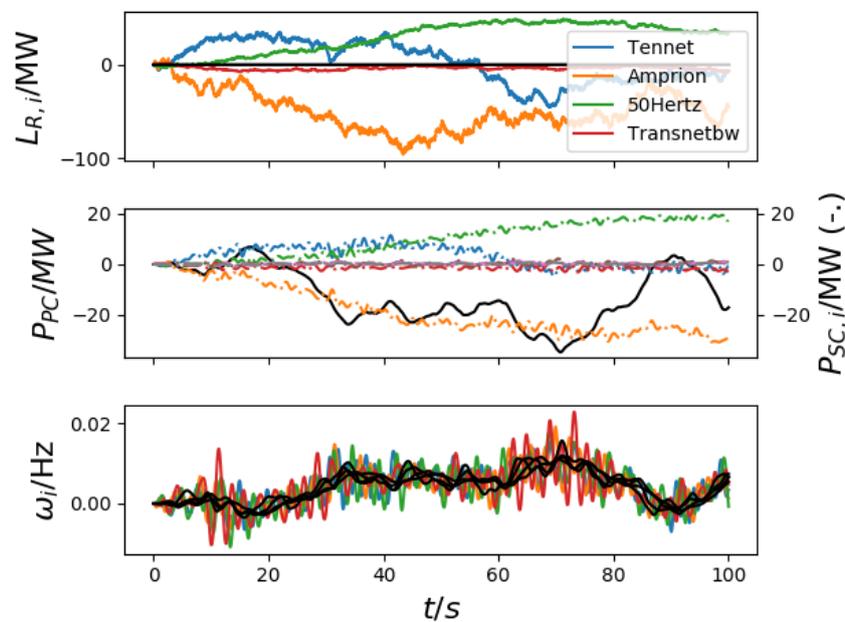


Abbildung 9: Frequenzdynamik für die entwickelte synthetische Residuallast in den vier deutschen TSOs in dem System aus Abbildung 8. Hier sind von oben nach unten die Residuallast L_R , die Primär- und Sekundärregelleistung (P_{PC} und P_{SC}) und der Verlauf der Frequenzabweichung zu sehen.

2.2.4 Vorbereitung netztechnischer Validierung

In diesem Teilarbeitspaket bereiten wir die Validierung des DYNAMOS-Modells und einer kommerziellen Software für netztechnische Simulationen namens PowerFactory¹² vor. PowerFactory ist eine kommerzielle Software zur Simulation und Analyse von Energiesystemen, die den gesamten Funktionsumfang von Standardfunktionen bis hin zu fortschrittlichen Anwendungen abdeckt.

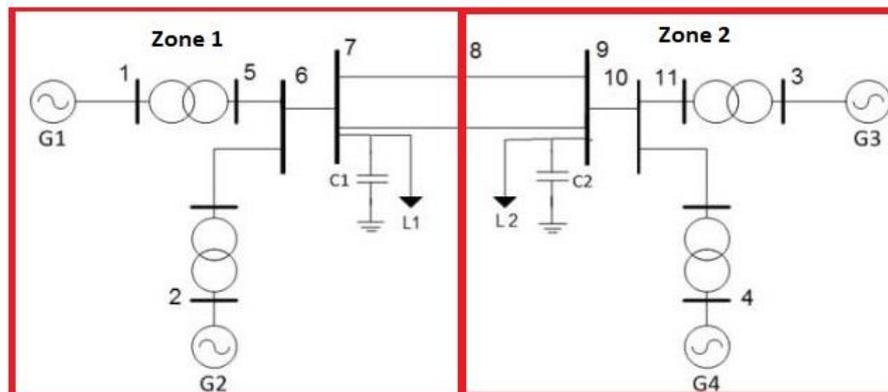


Abbildung 10: Schematische Darstellung des Zwei-Zonen-Kundur-Testsystems.

Das als Beispiel für die Simulation und Validierung gewählte System ist das bekannte Zwei-Zonen-System von Kundur (Kundur 1994). Dieses Systems ist ein weit verbreitetes Testsystem zur Untersuchung der Dynamik in Systemen die in Zonen aufgeteilt sind. Die Basistopologie des Zwei-Zonen Systems, das aus zwei symmetrischen Teilsystemen zusammengesetzt ist, ist in Abbildung 10 zu sehen. Das System besteht aus den folgenden Komponenten: 11 Buses (oder Sammelschienen) die 4 Generatoren und zwei Lasten in zwei Zonen aufteilt. Die zwei Zonen sind durch Leitungen zwischen Bus 7 und 9 verbunden. Am Bus 7 und 9 befinden sich Lasten und an den Buses 1, 2, 3 und 4 sind Generatoren angeschlossen. Zwei Shunt-Kondensatoren sind ebenfalls an Bus 7 und 9 angeschlossen (siehe Abbildung 10). Die Parameter der Generatoren, der Lasten, der Lastsenke sowie die Trägheitskonstanten H sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Die numerischen Parameter der verschiedenen Elemente der Zwei-Zonen Kundur Testsystem (Kundur 1994).

Element	Parameter
G1 H=6.5	700 MW
G2 H=6.5	700 MW
G3*(ref) H=6.175	719 MW
G4 H=6.175	700 MW
L7	967 MV
L9	1767 MV
L7 Senke (drop)	200 MV

¹² <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>

Das Kundur Testsystem wurde in beiden Modellen, dem Dynamos-Oszillator-Modell und PowerFactory, umgesetzt.

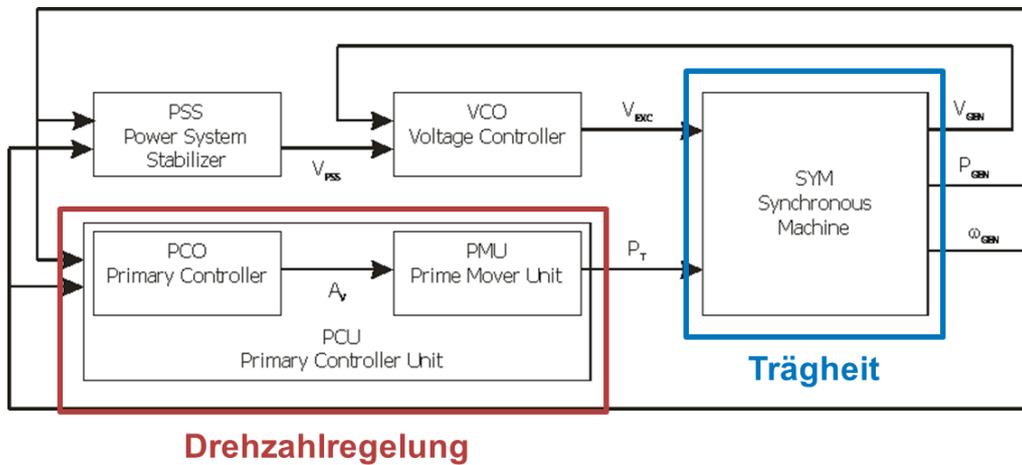


Abbildung 11: Schematische Darstellung der Implementierung der Regler der Generatoren im Zwei-Zonen-Kundur-Testsystems in PowerFactory.

Für die Durchführung der Simulationen mit dem Testmodells muss ein Regler-Modelle gewählt werden. Für unsere Simulationen wählten wir zwei einfache Regler-Modelle: Ein PT1-Regler und ein IEEE Type 2 Speed-Governor. Ein PT1-Regler, auch Verzögerungsglied erster Ordnung genannt, setzt sich aus einem P- (Proportional)-¹³ und einem T-Glied (Totzeit)-¹⁴ zusammen. Das detaillierte Funktionsprinzip der beiden untersuchten Regler ist in Abbildung 12 und Abbildung 12 schematisch dargestellt.

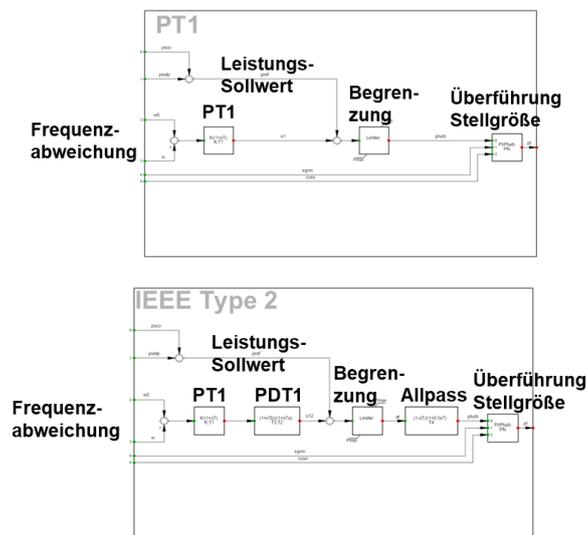


Abbildung 12: Funktionsprinzip des PT-1 (oben) und des IEEE- Typ 2 Regler (unten).

¹³ Eine Proportionalregelung ist eine Art lineares Regelsystem mit Rückkopplung, bei dem eine Korrektur auf die Regelgröße angewendet wird, die proportional zur Differenz zwischen dem gewünschten Wert und dem gemessenen Wert ist.

¹⁴ Ein Totzeitregelung verhält sich wie ein P-Glied, dessen Ausgangsgröße verspätet um die Totzeit ankommt, ohne die Eingangsgröße während dieser Zeit zu verzerren.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationen mit beiden Modellen für die in Tabelle 1 aufgeführten Parameter vorgestellt und diskutiert.

Die zeitliche Änderung der Frequenzabweichung ist für die PowerFactory für beide Regler in Abbildung 13 für die beiden Zonen des Testsystems von Kundur dargestellt. Wie zu erwarten ist, wird die Schwingungsamplitude, die durch den Lastabfall in Bus 7 erzeugt wird, durch beide Regler nach ca. 10 Sekunden abgeschwächt. Das gleiche Verhalten wird für die Leistungsübertragung zwischen den beiden Zonen beobachtet. Die übertragene Leistung ist zu Beginn des Lastabfalls und der Übertragung zwischen den beiden Zonen hoch. Der Austausch stabilisiert sich nach einer Schwingungsdauer von bis zu 15 Sekunden und führt zur Dämpfung der Störung (siehe Abbildung 13 untere Abbildung).

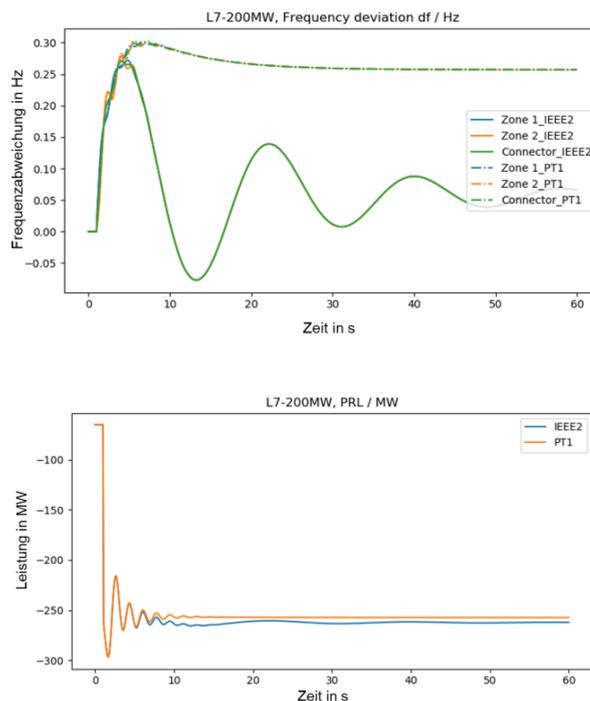


Abbildung 13: Zeitlicher Verlauf der Frequenzabweichung (oben) und der eingesetzte Primärregelleistung (unten) für die Simulation des Testsystems mit PowerFactory.

In Abbildung 14 ist die zeitliche Änderung der Frequenzabweichung und des Lastflusses für die mit dem den beiden Modellen durchgeführte Simulationen zu sehen. In diesem Beispiel wird die Regelung mithilfe des PT1-Reglers realisiert. Im Gegensatz zu den Ergebnissen des PowerFactory Modells, werden die Schwingungsamplituden der Frequenz im DYNAMOS Modell nur langsam gedämpft.

Wir führten mehrere Simulationen durch, um die beiden Modelle zu vergleichen. Um zu erklären, warum sich die Ergebnisse des detaillierten PowerFactory-Modells und des aggregierten DYNAMOS-Modell stark unterscheiden, wurden unter anderem die Topologie, Regler- und Maschinendynamik vereinfacht bzw. angepasst. Diese Versuche waren leider nicht erfolgreich. Die Gründe für das Scheitern der Validierung liegen zum größten Teil im Detailgrad der Modellierung. Ein großer Faktor ist der Einfluss der Dämpfung (z.B. durch Impedanz, Regler und Verluste) im detaillierten Modell des Systems in PowerFactory. Diese werden nicht im entwickelten Modell beschrieben, was als Folge hat, dass die Dynamik beider Ansätze sich deutlich unterscheidet. Die Bewertung, ob ein stark aggregiertes Modell, wie das in DYNAMOS entwickelte Modell, die Stabilitätseigenschaften eines

Modells mit hohem Detailgrad widerspiegelt, konnte auf diese Weise nicht untersucht werden. Aus diesem Grund haben wir uns dazu entschieden, die oben erwähnte Bewertung des entwickelten Modellierungsansatzes mit kohärenzbasierten Methoden zur Modellreduktion durchzuführen.

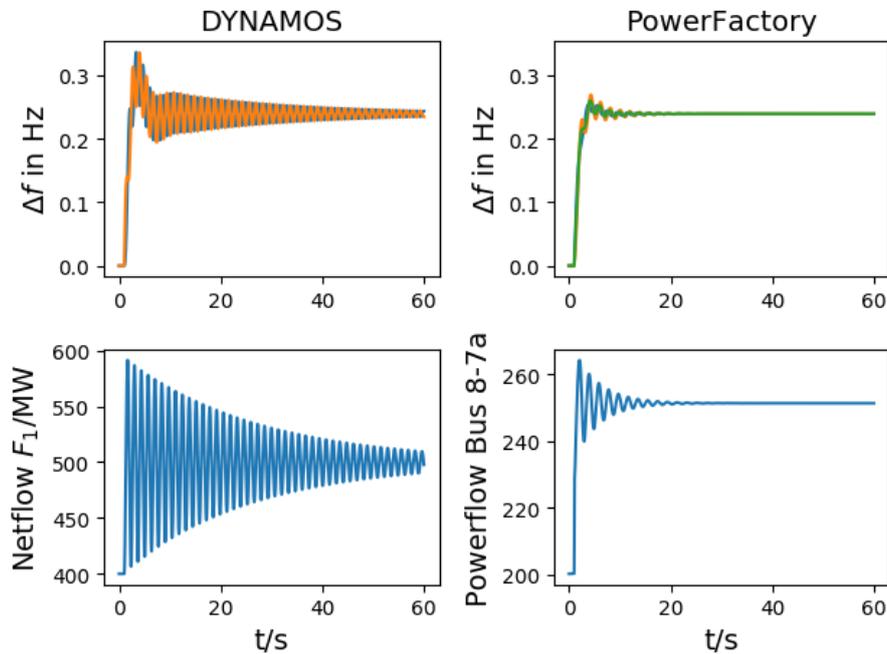


Abbildung 14: Zeitlicher Verlauf der Frequenzabweichung (obere Reihe) und der Leistungsübertragung zwischen den Kontrollzonen (untere Reihe) für die Simulation des Zwei-Zonen-Systems mit dem DYNAMOS Modell und in PowerFactory. Hier ist anzumerken, dass der Lastfluss in PowerFactory für eine der zwei Interzonen Leitungen angezeigt ist. Somit ergibt sich für die Übertragung von Zone 1 in Zone 2 in beiden Modellen der gleiche Wert.

Diese Methoden ermöglichen ein System aus Generatoren und Lasten in Gruppen zu teilen die sich zueinander kohärent verhalten. Mithilfe dieser Methoden kann die Komplexität des Systems aufgrund der Trennung zwischen Inter- und Intrazonenoszillationen reduziert werden. Somit kann ein System mithilfe einiger aggregierte Maschinen dargestellt werden. Hierbei war von besonderem Interesse, ob die aggregierten Systeme das gleiche dynamische Verhalten wie das Originalsystem aufweisen. Zu diesem Zweck wurden verschiedene stark aggregierte Systeme untersucht. Der Einfluss der Aggregation auf die Dynamik wurde mithilfe von numerischen Experimenten bewertet. Hierzu wurde in den aggregierten Systemen je eine Versuchsregion ausgewählt, in welcher die Dynamik einer Maschine gestört wurde. So konnte bewertet werden, wie sich die Dynamik zwischen aggregierten Systemen und dem Originalsystem unterscheidet. Ergebnisse für ein Beispielsystem, welches das NPCC (Nord-Amerika) System darstellen soll, sind in Abbildung 14 zu sehen.

Die Simulationen des Original-Systems und verschieden stark aggregierter Systeme zeigen, dass die prinzipiellen dynamischen Eigenschaften durch die Aggregation nicht stark beeinflusst werden. Hieraus schließen wir, dass das generelle Verhalten der Frequenz und der Stabilität mithilfe des in DYNAMOS entwickelten Modelles zur Beschreibung der Netzfrequenz untersucht werden kann.

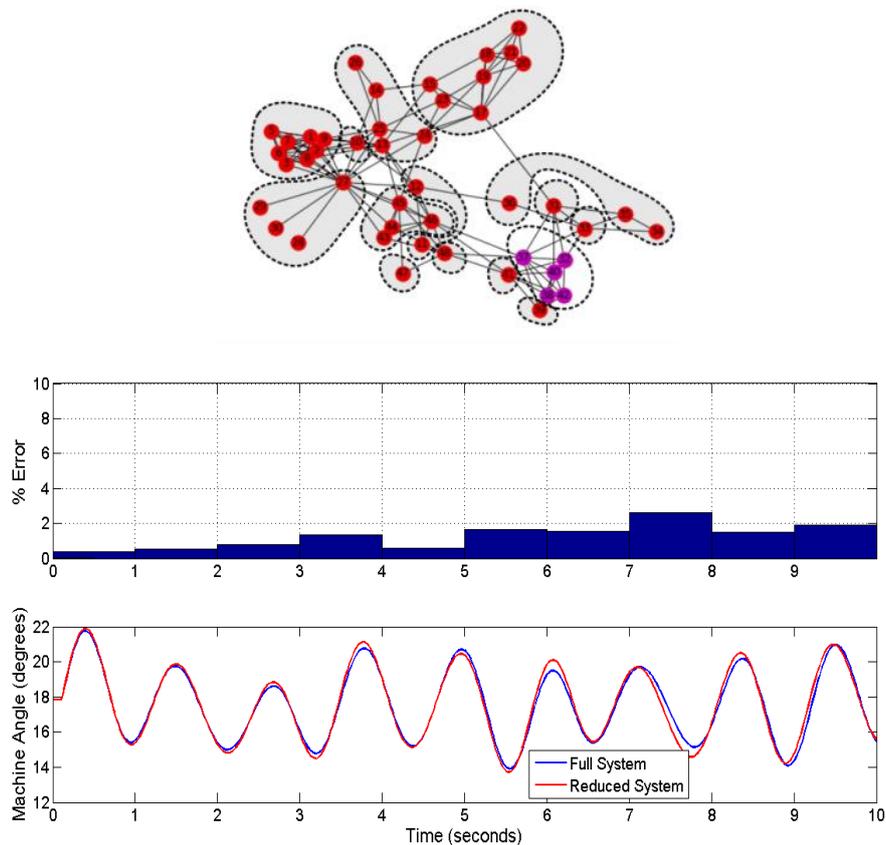


Abbildung 15: Vergleich des dynamischen Verhaltens nach einer Störung im NPCC Testsystem. Das System und die Maschinen, die aggregierte werden, sind in dem Netzwerkdiagramm in der oberen Bild zu sehen. Die Verläufe der Phasenwinkel der Maschine (hier beispielhaft für eine Maschine) in der Versuchsregion (Pink im unteren Bild) werden nur marginal von der Aggregation beeinflusst.

2.3 Erfassung hochfrequenter Mete-, EE-Erzeugungs- und Lastdaten. Leitung UniOl, Bearbeitung UniOl und DLR-VE

2.3.1 Akquisition und Qualitätskontrolle hochfrequenter Meteodaten (Bearbeitung : UniOl)

Eine Reihe hochwertiger Datensätze von Windgeschwindigkeit und Solarstrahlung wurden für das DYNAMOS Projekt zusammengetragen (siehe Übersicht in

Tabelle 2). Besonders geeignete Datensätze sind dabei die Strahlungsfeldmessungen aus *Jülich* und *Meldpitz*, die im Rahmen des *HD(CP)² Observational Prototype Experiment (HOPE)* (Macke 2017) erhoben wurden. Bis zu 99 Strahlungssensoren maßen verteilt auf bis zu 80km² mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Sekunde über mehrere Monate und ermöglichten damit eine zuvor nicht dagewesene raum-zeitlicher Auflösung der lokalen Strahlungsfeldvariabilität (G. M. Lohmann 2016). Komplettiert wurden diese Daten mit ebenfalls sehr hoch aufgelösten Strahlungsmessungen aus verschiedenen anderen Regionen, die eine beispiellose Vergleichsmöglichkeit der Strahlungsvariabilität ermöglichte.

Eine aus diesen Vergleichen abgeleitete allgemeine Empfehlung lautet, Strahlungsmessungen in Zukunft möglichst mit 1 Sekunde zeitlicher Auflösung durchzuführen. Größere Auflösungen erfassen nicht die gesamte relevante Variabilität und feinere Auflösungen erzeugen erheblichen Mehraufwand, ohne jedoch bedeutsame Informationsgewinne zu generieren (G. M. Lohmann, Ein fraktales Wolkenmodell zur Simulation hochaufgelöster Solarstrahlungsvariabilität 2018).

Im Gegensatz zu den Strahlungsdaten waren bei der Windgeschwindigkeit keine vergleichbaren raum-zeitlichen Messungen verfügbar, da die Installation dafür notwendiger Messinfrastruktur (i.e. viele hohe Messmasten) kosten- und arbeitsintensiv ist. Entsprechende Projektinitiativen werden international zwar vorbereitet, warten aber noch auf ihre tatsächliche Umsetzung.

Den für das Projekt verfügbaren Windmessungen fehlt also die räumliche Komponente, da sie jeweils nur an einem Standort (zwischen ca 100 m und 200 m Höhe) aufgezeichnet wurden. Allerdings waren für diese Windgeschwindigkeitszeitreihen ebenfalls Daten der Solarstrahlung verfügbar, sodass ein Vergleich der kurzfristigen Variabilität beider Ressourcen im Zuge des DYNAMOS Projekts möglich war und die entsprechende Kovariabilität untersucht werden konnte.

Tabelle 2: Hochaufgelöste Datensätze von Windgeschwindigkeit und Strahlung, die für das Projekt akquiriert wurden

Name	Variablen	Zeitraum	Zeitl. Auflösung
DWD Lindenburg	Wind & Solar (Punkt)	01/2015–12/2015	1 Sekunde
KIT Messmast	Wind & Solar (Punkt)	01/2015–12/2015	1 Sekunde
Wettermast Hamburg	Wind & Solar (Punkt)	01/2015–12/2015	1 Minute
Oldenburg	Solar (Punkt)	05/2015–12/2016	0.1 Sekunde
Alderville	Solar (Punkt)	01/2015–03/2017	0.01 Sekunde
Varenes	Solar (Punkt)	10/2015–11/2016	0.01 Sekunde
Jülich (HOPE)	Solar (Punkt)	04/2013–07/2013	1 Sekunde
Melpitz (HOPE)	Solar (Punkt)	09/2013–10/2013	1 Sekunde
Oahu (NREL)	Solar (Punkt)	03/2010–11/2011	1 Sekunde
Tuscon	Solar (Punkt)	04/2014–06/2014	1 Sekunde

Zur Modellierung kleinskaliger Variabilität auf Basis grob aufgelöster Daten waren zusätzlich Wind- und Strahlungsfelder aus Wettermodellrechnungen und Satellitenbeobachtungen verfügbar. Das quelloffene *Weather Research and Forecasting* (WRF) Modell lieferte die Grundlagen für mehrjährige Windfelder, die für das Projekt „Neuer Europäischer Windatlas“ generiert wurden.

Mehrjährige Zeitreihen für Mitteleuropa standen mit einer Auflösung von 3 km und 30 Minuten (0.5 h) zur Verfügung. Analog lieferten Beobachtungen des Meteosat Second Generation Satelliten Solarfeldmessungen mit räumlichen Auflösungen von 1-2 km und zeitlichen Intervallen von 15 Minuten (0.25 Stunde). Diese groben Daten bilden die Grundlage zur Simulation kleinskaliger Variabilität unter Beibehaltung deterministischer Trends.

2.3.2 Akquisition und Qualitätskontrolle hochfrequenter EE-Erzeugungsdaten (Bearbeitung: UniOI)

Die Akquise tatsächlicher PV- und Windleistungsdaten nebst Strahlungs- und Windgeschwindigkeitsaufzeichnungen gestaltete sich dagegen sehr schwierig. Entsprechende Daten werden nur sehr selten in hoher zeitlicher Auflösung gespeichert und aus Gründen des Datenschutzes nicht mit Dritten geteilt. Sie standen für das DYNAMOS Projekt daher leider nicht zur Verfügung.

2.3.3 Erfassung von Verbrauchslastdaten (Bearbeitung DLR-VE)

Im Projekt DYNAMOS wurden, neben Standardlastprofilen mit 15 Minuten Auflösung, vier Datensätze für den Stromverbrauch mit hoher zeitlicher Auflösung erhoben (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Hochaufgelöste Datensätze zu Verbrauchslastdaten die für das DYNAMOS Projekt akquiriert wurden

Name	Zeitraum	Zeit. Auflösung	Standort	Zahl der Haushalte	Quelle
Standardlastprofile (SLP)	2017	15 Minuten	5 Bundesländer	5 Einzelhäuser & 3 Mehrfamilienhäuser	EnergieMetz Mitte GmbH
Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme (IZES)	2010	15 Minuten		497 Haushalte	IZES
ADRES	2015	1 Sekunde	Österreich	40 Haushalte	
NOVAREF	2013-2016	2 Sekunden?	Oldenburg, Deutschland	12 Haushalte	NOVARF Projekt
Synth. Datensatz					

Diese Datensätze werden im Folgenden vorgestellt:

1. EnergieNetz Mitte Standardlastprofile

Als Referenz wurden Standardlastprofile mit einer Auflösung von 15 Minuten von EnergieNetz Mitte¹⁵ genutzt. Standardlastprofile sind die Lastprofile, die der regionale Strom Anbieter zur Prognose des Energieverbrauchs nutzt. Sie setzen sich aus dem SLP des gewerblichen Sektors (G0-G6), dem SLP der Landwirtschaft (L0-L2) und dem Haushalts-SLP (H0 oder H0-SLP) zusammen. Das Haushalts-SLP wird jährlich vom BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) angepasst. Die dafür benötigten Daten werden von Zählern, die in einer Vielzahl von Häusern installiert sind, in 15-minütiger Auflösung gemessen. Für das kommende Jahr werden die SLPs mithilfe dieses Datensatzes erstellt. Ein Beispiel eines H0 Lastprofils ist in Abbildung 16 zu sehen.

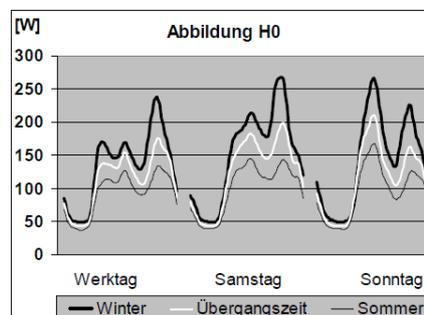


Abbildung 16: Beispiel eines H0 Lastprofil. Quelle: (Fünfgeld 2000)

¹⁵ <https://www.energienetz-mitte.de/marktpartner/netzzugang-nutzung/strom/standardlastprofilverfahren/>

2. IZES Datensatz

Ein weiterer Datensatz stammt aus dem vom 01.09.2008 bis 30.06.2011 durchgeführten Praxistest „Moderne Energiesysteme im Haushalt“. Dieser wurde von der gemeinnützigen Beratungsgesellschaft co2online gGmbH in Zusammenarbeit mit dem Institut für ZukunftsEnergieSysteme IZES gGmbH vollzogen (Hoffmann 2012). Ziel dieses Praxistest war die Erforschung von Potentialen zur Energieeinspeisung in privaten Haushalten. Hierzu wurden 322 ausgewählte Haushalte aus dem Kundenstamm der beteiligten Energieversorgungsunternehmen mit Smart Metern ausgestattet. Verschiedene Haushaltstypen wurden im Praxistest berücksichtigt. So wurde z.B. unterschieden zwischen Single-Haushalte (12%) oder Wohngemeinschaften (4%). Die zeitliche Auflösung der gemessenen Verbrauchslastdaten beträgt 15 Minuten.

3. ADRES Datensatz

Im Rahmen des Projekts ADRES-Concept (Einfalt 2011) wurden (2009 bis 2010) Messungen an 40 Haushalten durchgeführt. Ziel von ADRES-Concept war die Untersuchung der technischen Machbarkeit von vollständigen **Autonomen Dezentralen Regenerativen Energie-Systemen**. Verbrauchsseitig behandelt das Projekt unter anderem den Stromverbrauch und Heizbedarf von Gebäuden. In ADRES-Concept wurde ein zeitlich und technologisch hochaufgelöstes Modell mit detaillierter Berücksichtigung von Stromverbrauch, Benutzerverhalten und Haushaltkategorien¹⁶ erstellt. Zu diesem Zweck wurden Endkunden befragt, um eine Datenbank über Verbrauchsmuster von Geräten und Nutzerverhalten aufzubauen. Diese Datenbank wurde in Österreich mithilfe der Energieversorgungsunternehmen vor Ort erstellt.

Da die Informationen aus der Erhebung für eine End-Use-Modellierung der Lastprofile nicht ausreichen, wurde eine Messkampagne initiiert. Auf der Basis von Fragebögen wurden 40 Haushalte für die genauere Messungen ausgewählt. Es wurden sowohl Gesamtlastverbrauch als auch Messungen an einer Vielzahl von Einzelgeräten realisiert.

Die Messungen wurden im Sekundentakt für zwei Wochen und in zwei Jahreszeiten durchgeführt. Das ANDRES Modell zur Erstellung von Haushaltslastprofilen basiert auf der Kategorisierung des Familientyps und den Verbrauchsmustern der individuellen elektrischen Geräte. Die Muster des Verbrauchs der Geräte werden mithilfe nicht homogener Markov-Ketten mit zwei Zuständen (an und aus) generiert. Die Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen den beiden Zuständen basieren auf den gemessenen Daten. Die resultierende Zeitauflösung der erzeugten Zeitreihen beträgt eine Sekunde. Ein Beispiel eines Lastprofils ist in Abbildung 17 zu sehen.

¹⁶ Es wurden 9 Haushaltkategorien nach Familientypen definiert (siehe (Einfalt 2011), Abb. 36, S46.)

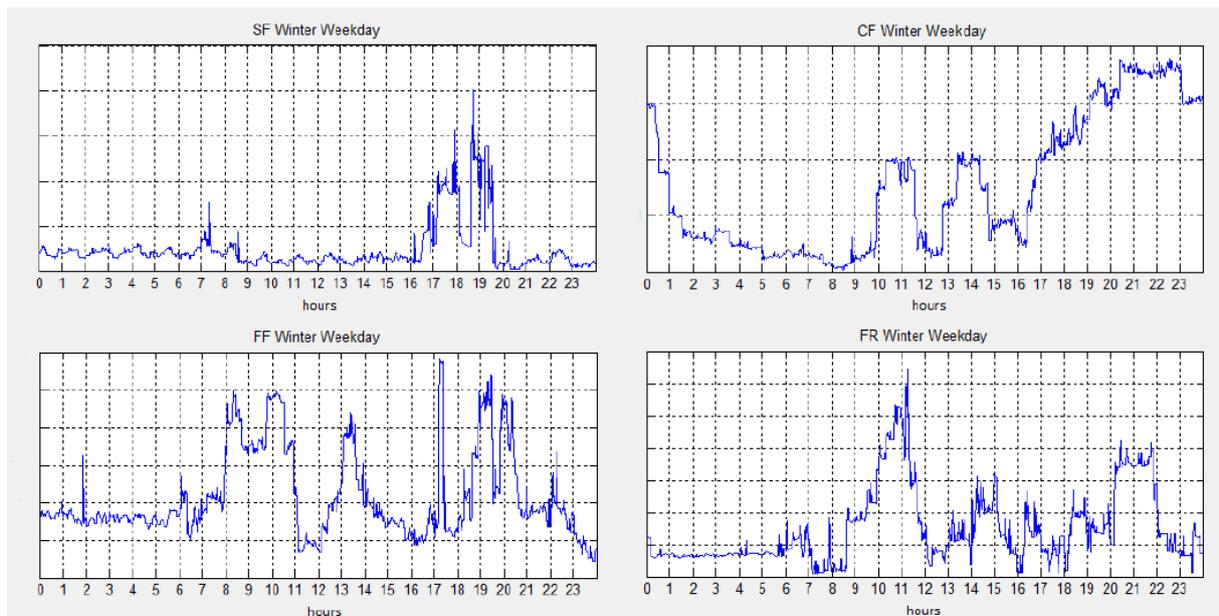


Abbildung 17: Beispiel normierte Lastgänge einzelner Haushaltstypen. Quelle (Hoffmann 2012).

Die Analyse des ADRES Datensatzes ergab, dass tagsüber (05:00 - 23:00 Uhr) starke kurzfristige Schwankungen und nachts sehr geringe Schwankungen auftreten. Dies ist sowohl für Sommer als auch für Winter der Fall und ist darauf zurückzuführen, dass der Stromverbrauch tagsüber in der Regel hoch und nachts niedrig ist.

4. NOVAREF Datensatz

Im Projekt NOVAREF¹⁷ wurde eine detaillierte und hochfrequente Messung des elektrischen Energieverbrauchs von Einfamilienhäusern in der Region Oldenburg durchgeführt. Ziel des Projektes war die Entwicklung und Validierung neuer VDI-Referenzlastprofile für bestehende Gebäude. Außerdem wurden VDI-Referenzlastprofilen um Heizgrenztemperaturen und die Anwendung auf Niedrigenergiehäuser erweitert.

Für zwölf Häuser, darunter fünf Niedrigenergiehäuser, liegen Messdaten von mindestens drei Jahren und mit einer Auflösung von 2 Sekunden vor. Bei der Auswahl der Teilnehmer der Messkampagne wurde auf eine ausgewogene Bewohneranzahl pro Haus geachtet, um verschiedene Bewohnertypen abzubilden. Relevante Kenndaten der untersuchten Häuser sind der Tabelle 4 zu entnehmen. Die Messdaten vom NOVAREF standen dem DYNAMOS Projekt zur Analyse und Modellabbildung zur Verfügung.

Die Analyse der NOVAREF Daten zeigte, dass es zwar in der überwiegenden Zahl der Häuser drei deutliche Lastspitzen gab, eine morgens nach dem Aufstehen, eine während der Mittagszeit und eine abends, dies aber nicht bei allen Häusern der Fall war. Der Grund dafür ist, dass der Stromverbrauch stark von der Anzahl der Bewohner, wann sie im Haus sind und welche elektrischen Geräte genutzt werden, abhängt.

¹⁷ NOVAREF: Erstellung neuer Referenzlastprofile zur Auslegung, Dimensionierung und Wirtschaftlichkeitsberechnung von Hausenergieversorgungssystemen.

Tabelle 4: Kenndaten der untersuchten Bestandgebäude (kein Niedrigenergiehaus)

	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7
Haustyp	EFH	DH	EFH	EFH	EFH	EFH	EFH
Wohnfläche [m ²]	170	100	136	162	119	205	140
Bewohnerzahl	3	3	4	4	5	3	2
Heizwärme [kWh/m ²]	115	120	85	80	95	70	99
Strom [kWh/Person]	1.220	1.030	1.360	1.170	430	1.040	1.520

2.4 Modellierung hochfrequenter aggregierter Residuallasten. Leitung UniOI, Bearbeitung UniOI und DLR-VE

2.4.1 Raum-zeitliche Korrelationsanalysen (Bearbeitung UniOI)

Die hochaufgelösten Meteodaten sollten neue Einblicke in kleinskalige Korrelationsstrukturen von Windgeschwindigkeit und Strahlung ermöglichen. Während die Winddaten leider nur für räumlich sehr weit voneinander entfernte Standorte verfügbar waren (mehrere hundert Kilometer, sodass keinerlei kleinskalige Korrelation mehr zu beobachten war; hier nicht dargestellt), erlaubten die Strahlungsdaten aus Jülich und Melpitz (HOPE Kampagne, (Macke 2017)) die Charakterisierung der Strahlungsvariabilität auf bislang kaum erforschten kleinen Skalen (sekündlich unter 10 km).

Insgesamt waren im Großraum Jülich (Melpitz) bis zu 99 (50) Pyranometer gleichzeitig auf einer Fläche von ca. $8 \times 10 \text{ km}^2$ ($2 \times 2 \text{ km}^2$) im Einsatz. Abbildung 18 gibt einen Überblick über die räumliche Verteilung der Sensoren und die daraus resultierende Abstandsverteilung über alle möglichen Sensorpaarkombinationen.

Da durchbrochene Bewölkung im Vergleich zu bedecktem oder wolkenlosem Himmel durch das Wechselspiel von Licht und Schatten das größte Risikopotential für kleinskalige PV Variabilität darstellt (und gleichzeitig die größte Herausforderung an die Charakterisierung der raum-zeitlichen Variabilität stellt), wurden Zeiten durchbrochener Bewölkung für die weiteren Analysen gesondert betrachtet. Dazu wurden die gesammelten und normierten Daten anhand eines Klassifikationsschemas sortiert (für eine detaillierte Beschreibung der Klassifizierung siehe (G. M. Lohmann 2016)) und die folgenden Untersuchungen dann separat für die verschiedenen Wolkentypen vorgenommen.

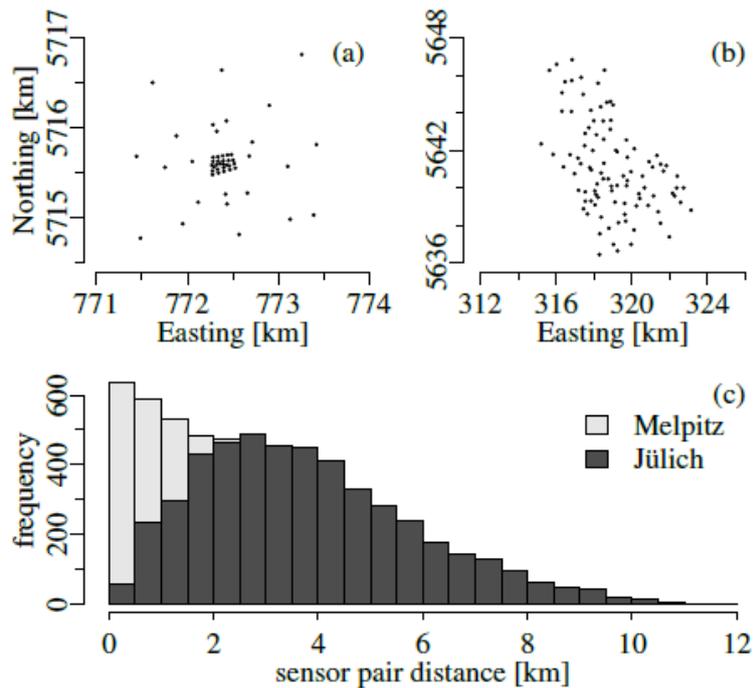


Abbildung 18: Ein Überblick über die räumliche Verteilung der Pyranometer während der HOPE Kampagne (Macke 2017) in (a) Melpitz und (b) Jülich. (c) die Abstände sind ungewöhnlich klein und bilden ein Alleinstellungsmerkmal des Datensatzes, das in dieser Form bis dato kein zweites Mal erreicht wurde und für die Analysen des DYNAMOS Projekts von zentraler Bedeutung ist. Die Abbildung stammt aus (G. M. Lohmann 2016)

Um die Variabilität der gemessenen Globalstrahlungszeitreihen G zu verschiedenen Tages- und Jahreszeiten vergleichbar zu machen, ist es gängige Praxis, die Zeitreihen mithilfe einer theoretischen Clear-sky Referenzzeitreihe G_c zum sog. Clear-sky Index:

$$k^* = \frac{G}{G_c} \text{ Formel 2}$$

zu normieren. Die modellierte Clear-sky Strahlung entspricht dabei der Strahlung, die bei orts- und jahreszeittypischen atmosphärischen Verhältnissen (z. B., Aerosol- und Wasserdampfverteilung) unter wolkenlosem Himmel zu erwarten wäre.

Die kurzfristige Variabilität des Clear-sky Index kann z.B. mit Hilfe von Inkrement-statistiken charakterisiert werden. Das bedeutet, dass die Werte von k^* zu einem Zeitpunkt t von den Werten zum Zeitpunkt $t + \tau$ abgezogen werden, sodass die Werte der resultierenden Inkrement-zeitreihe:

$$\Delta k_\tau^* = k^*(t + \tau) - k^*(t) \text{ Formel 3}$$

die Änderungen des Clear-Sky Index innerhalb eines definierten Intervalls τ repräsentieren.

Um nun räumliche Korrelationsstrukturen dieser Clear-sky Index Inkrement-zeitreihen zu untersuchen, wurde für alle verfügbaren Sensorparkombinationen (vgl. Abbildung 18c) ein Korrelationskoeffizient:

$$\rho_{ij}^{\Delta k_{\tau}^*} = \frac{\sum_{t=1}^T (\Delta k_{\tau,i}^*(t) - \overline{\Delta k_{\tau,i}^*}) (\Delta k_{\tau,j}^*(t) - \overline{\Delta k_{\tau,j}^*})}{\sqrt{\sum_{t=1}^T (\Delta k_{\tau,i}^*(t) - \overline{\Delta k_{\tau,i}^*})^2 \sum_{t=1}^T (\Delta k_{\tau,j}^*(t) - \overline{\Delta k_{\tau,j}^*})^2}}$$

zwischen zwei Sensoren i und j berechnet. T bezeichnet hier die Länge der Clear-sky Index Inkrement-zeitreihen eines Sensorpaares.

Empirisch bestimmte Strukturen ebendieser räumlichen Inkrementkorrelationen sind in Abb.XX für Zeiten durchbrochener Bewölkung einem auf grobskaligen Daten basierenden Modell (Hoff 2012) gegenübergestellt. In der Abbildung ist ersichtlich, dass die Verläufe der experimentell bestimmten Strukturen von dem grobskaligen Modell nicht korrekt erfasst werden. Insbesondere unterscheidet das Modell nicht zwischen isotropen und windrichtungsabhängigen Strukturverläufen, obwohl die Messdaten klar zeigen, dass die Korrelationen in Windrichtung anders verlaufen als senkrecht dazu.

Außerdem sinken die gemessenen Korrelationskoeffizienten für wachsende Entfernungen schneller, als das Modell vermuten lassen würde, sodass ein anderes Modell notwendig ist, um diese Zusammenhänge besser wiederzugeben (vgl. Abschnitt 2.4.2).

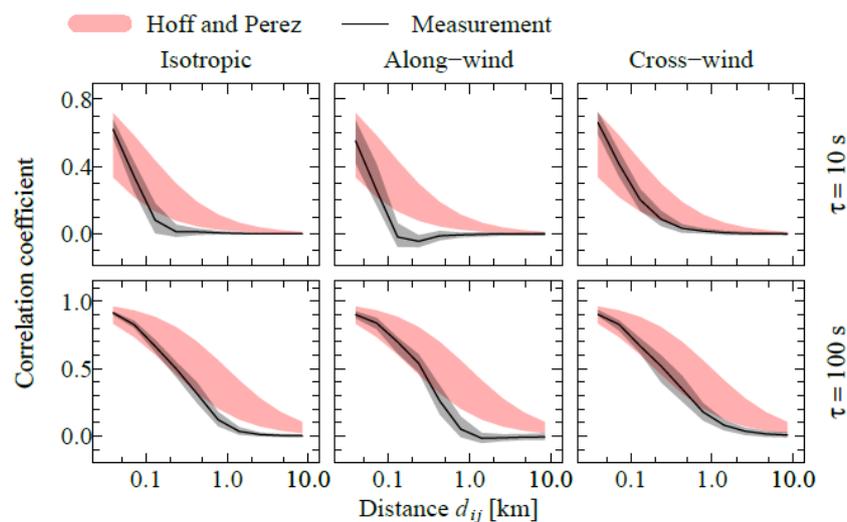


Abbildung 19: Empirisch bestimmte räumliche Korrelationsstrukturen der Clear-sky Index Inkremente auf Basis des HOPE Datensatzes und Vergleich mit grobskaligem Referenzmodell aus (Hoff 2012) für Wolkenzuggeschwindigkeiten zwischen 2 und 10 ms^{-1} . Die Zeilen zeigen Ergebnisse für zwei verschiedene Inkrement-zeitschritte $\tau = 10\text{s}$ und $\tau = 100\text{s}$ und die Spalten trennen isotrope, windparallele und -orthogonale Strukturen. Die Abbildung wurde auf Basis von (G. M. Lohmann 2016) und (G. M. Lohmann 2017) adaptiert.

Für die Analyse der Kovariabilität von Windgeschwindigkeit und Strahlung wurden zunächst analog zu Formel 5 Inkremente der Windgeschwindigkeit Δv_{τ} für unterschiedliche Zeitschritte τ in den verschiedenen Höhen der verfügbaren Messmasten berechnet. Die resultierenden Windgeschwindigkeitsinkremente wurden dann gemeinsam mit den Clear-sky Index Inkrementen der entsprechenden Standorte als bivariate Häufigkeitsverteilungen abgebildet (hier nicht dargestellt), ohne dass sich für Zeitschritte $\tau < 3 \text{ h}$ auch nur eine Andeutung von Korrelation hätte zeigen lassen.

Um eventuell vorhandene, subtilere Abhängigkeiten zu berücksichtigen, wurde die sog. *Transinformation* (engl. ‚mutual information‘):

$$I_{\Delta v_\tau, \Delta k_\tau^*} = \sum_{\Delta v_\tau} \sum_{\Delta k_\tau^*} p(\Delta v_\tau, \Delta k_\tau^*) \cdot \log_2 \left(\frac{p(\Delta v_\tau, \Delta k_\tau^*)}{p(\Delta v_\tau) \cdot p(\Delta k_\tau^*)} \right)$$

von Inkrementen der Windgeschwindigkeit und des Clear-sky Index betrachtet.

Das Konzept der Transinformation stammt aus der Informationstheorie und gibt als Gesamtergebnis I den Grad der statistischen Zusammenhänge zweier Zufallsgrößen an.

Für die Anwendung im DYNAMOS Projekt wesentlicher ist jedoch die Darstellung der Transinformationsdichte, die sozusagen als eine Erweiterung der bivariaten Häufigkeitsverteilung interpretiert werden kann, indem sie die tatsächliche Wahrscheinlichkeitskombination $p(\Delta v_\tau, \Delta k_\tau^*)$ mit dem statistisch unabhängigen Wahrscheinlichkeitsprodukt $p(\Delta v_\tau) \cdot p(\Delta k_\tau^*)$ kombiniert. Die Darstellung der Transinformationsdichte betont also die Unterschiede zwischen dem tatsächlichen Zusammenhang von Wind- und Solarinkrementen und dem Zusammenhang, der sich ergeben würde, wenn die beiden betrachteten Variablen statistisch unabhängig wären.

Abbildung 20 zeigt diese Transinformationsdichte für 4 verschiedene Inkrement-zeitschritte $\tau = 1 \text{ min}$, $\tau=15 \text{ min}$, $\tau=60 \text{ min}$ und $\tau = 180 \text{ min}$ auf Basis der Daten des Wettermasts Hamburg in 110 m und 175 m Höhe.

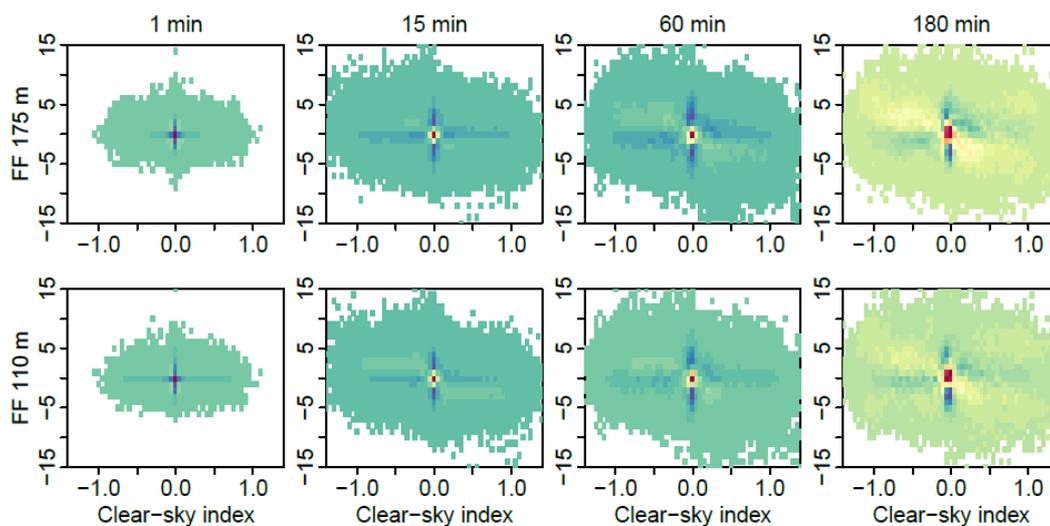


Abbildung 20: Transinformationsdichte von Inkrementen in Clear-sky Index und Windgeschwindigkeit am Wettermast Hamburg. Für kurze Zeitschritte ist keine diagonale Konfiguration zu erkennen, während größere Zeitschritte $\tau = 180 \text{ min}$ einen gewissen gemeinsamen Informationsgehalt erkennen lassen. Die Farbskala von blau zu rot ist hier logarithmisch aufgeteilt, sodass niedrige Werte betont werden. Eine lineare Farbskala würde bereits keinerlei Asymmetrien mehr darstellen können.

Für kurze Zeitschritte ist keine diagonale Konfiguration oder Asymmetrie zu erkennen (i.e., keine Zusammenhänge), während für größere Zeitschritte eine diagonale Konfiguration erkennbar wird (i.e., schwache Zusammenhänge sind zu erahnen, die umso stärker werden, je größer der Zeitschritt τ gewählt wird). Das bedeutet, dass Wind- und Solarfluktuationen im Rahmen des Projekts auf kleinen Skalen (z.B. Minuten und kürzer) getrennt voneinander betrachtet (und modelliert) werden können. Die daraus resultierenden Modellansätze werden im folgenden Abschnitt 2.4.2 weiter erörtert.

2.4.2 Modellierung hochfrequenter korrelierter Meteodaten (Bearbeitung UniOI)

Strahlungsmodellierung

Um die räumlichen Korrelationsstrukturen der Clear-sky Index Inkremente besser zu reproduzieren, wurde ein fraktales Wolkenmodell entwickelt, das auf Basis von relativ grobskaligen Satellitenbildern (Meteosat; ca. $1 \times 2 \text{ km}^2$ je Pixel) kleinskalige Strahlungsvariabilität mit realistischen statistischen Eigenschaften erzeugen kann.

Der Modellalgorithmus wurde nebst seinen Simulationen der HOPE Kampagne von (G. M. Lohmann 2017) publiziert, sodass alle Detailinformationen zu Modellbildung und Ergebnisdiskussion in vorgenannter Veröffentlichung eingesehen werden können. An dieser Stelle geben wir daher nur einen groben Überblick über die Funktionsweise des Modells.

Der generelle Modellansatz besteht aus der Synthetisierung fraktaler Wolkenschatten und deren Verschiebung über ein Modellgebiet anhand einer mittleren Windgeschwindigkeit. Innerhalb des Gebiets können dann an beliebigen Punkten Zeitreihen abgeleitet werden. Dieser Ansatz basiert auf früheren Arbeiten von (Beyer 1994, Cai 2013) und verwendet den sogenannten Diamond-Square-Algorithmus (Fournier 1982) zur Generierung von Wolkenformationen mit vorgegebener fraktaler Dimension.

Im Rahmen des DYNAMOS Projekts wurden die Vorarbeiten verfeinert und erweitert; insbesondere durch die Kopplung des Modells mit Satellitendaten zur Ableitung realistischer Bedeckungsgrade und Wolkenzuggeschwindigkeiten, sowie durch eine detaillierte Analyse möglicher fraktaler Dimensionen und die daraus resultierende Verwendung eines Hurst-Exponenten (Mandelbrot 1968) $H = 0.5$ auf allen Skalen (dieser Wert H entspricht einer fraktalen Dimension von $D = 1.5$, i.e. $H = 2 - D$; Analyse und Details werden hier nicht gezeigt; siehe dazu (G. M. Lohmann 2017)).

Der Modellalgorithmus funktioniert dann wie folgt:

A. Beobachtungen und Datenvorverarbeitung

1. in Modellgebiet wird festgelegt, innerhalb dessen die Koordinaten einer beliebigen Anzahl spezifischer Standorte definiert werden, an denen Bodenzeitreihen abgeleitet werden sollen.
2. Ein Wolkenbedeckungsgrad und ein Wolkenzugvektor werden für das Modellgebiet festgelegt (z.B. abgeleitet aus Satellitenbeobachtungen). Das Modellgebiet wird durch Rotation in ein Koordinatensystem des Wolkenzugvektors transformiert, wobei die Abszisse entlang des Windvektors zeigt und die Ordinate senkrecht dazu steht.
3. Ein ausreichend langer Streifen (bestehend aus nicht überlappenden Quadraten) wird so definiert, dass alle Bodenstandorte für die zu modellierende Zeitspanne (z.B. 900s in Abbildung 21) von diesem Streifen überdeckt werden, wenn sie mit der Wolkenzuggeschwindigkeit verschoben werden. Die Auflösung der beiden Quadrate im Beispiel von Abbildung 21 entspricht $513 \cdot 513$ Pixel mit einer jeweiligen Pixelkantenlänge von 6 m (Melpitz) oder 25 m (Jülich).

B. Synthetisierung des Fraktals und Ableitung der Zeitreihen

1. Für vorgenannten Modellstreifen werden fraktale Startwerte x_0 in allen Ecken der den Streifen definierenden Quadrate zufällig erzeugt (an den Stellen, die in Abbildung 21 (a) mit „0“ markiert sind), basierend auf einer Gaußverteilung mit Mittelwert 0 und Standardabweichung $\sigma_0 = 1$.
2. Fraktalwerte x der verbleibenden Pixel werden in mehreren Durchgängen erzeugt, wobei jeder Durchgang aus den folgenden zwei Schritten besteht:
 - a. Bestimmung der Werte aller Quadratmittelpunkte und
 - b. Bestimmung der Werte aller Rautenmittelpunkte.

Dem Diamond-Square-Algorithmus entsprechend wird jeder dieser Werte so erzeugt, dass dem Mittelwert aller umliegenden Eckpunkte eine Normalverteilte Zufallszahl mit Mittelwert null und Standardabweichung:

$$\sigma_i = \begin{cases} \sigma_0 * 2^{H \cdot i} \cdot \sqrt{2} & \text{für Quadratmittelpunkte} \\ \sigma_0 * 2^{H \cdot i} & \text{für Rautenmittelpunkte,} \end{cases}$$

abhängig vom Durchgang i des Algorithmus.

In Abbildung 21 (a) wird der erste Durchgang des Algorithmus $i = 1$ mit den Teilschritten „a“ (rote Pfeile) und „b“ (blaue Pfeile) exemplarisch dargestellt, gefolgt von dem ersten Teilschritt des zweiten Durchgangs „2a“.

3. Auf Basis der empirischen kumulativen Verteilungsfunktion (CDF) aller fraktalen Werte x wird ein Schwellwert x_{th} abgeleitet, sodass die Wahrscheinlichkeit für $x < x_{th}$ numerisch dem eingangs definierten Bedeckungsgrad des Modellgebiets entspricht.
4. Um den so ermittelten Schwellwert x_{th} herum wird mit Hilfe eines Parameters $p = 0.15$ ein Übergangsbereich definiert, sodass alle Fraktalwerte:
 - a. $x < x_{th} - p$ auf -0.2
 - b. $x > x_{th} + p$ auf 1.2, und
 - c. $x_{th} - p < x < x_{th} + p$ linear auf den Bereich zwischen -0.2 (komplett wolkenfrei) und 1.2 (komplett bewölkt) abgebildet werden.
5. Das so modellierte Wolkenfeld wird anhand eines gängigen empirischen Zusammenhangs vom sog. Cloud Index n in Clear-sky Index k^* transformiert (Rusen 2013):

$$k^* = \begin{cases} 1.2, & n \leq -0.2 \\ 1 - n, & -0.2 < n \leq 0.8 \\ 1.1661 - 1.7814 \cdot n + 0.7250 \cdot n^2, & 0.8 < n < 1.05 \\ 0.09, & n > 1.05. \end{cases} \quad \text{Formel 4}$$

Abbildung 21(b) zeigt das daraus resultierende Clear-sky Index Feld.

6. Zeitreihen des Clear-sky Index werden nun extrahiert, indem die zuvor erzeugten k^* Felder anhand der mittleren Wolkenzuggeschwindigkeit über die zu Beginn definierten Bodenstandorte bewegt werden (siehe Abbildung 21 (c)).

Die Variabilitätscharakteristika der so modellierten Clear-sky Index Zeitreihen in Abbildung 21(c) unterscheiden sich zwar teilweise von gemessenen Zeitreihen (z.B. sind die absoluten Wertebereiche der Clear-sky Indizes nicht identisch, weil Gleichung 6 auf grobskaligen Satellitenbeobachtungen basiert und nicht auf kleine Zeitskalen hin optimiert ist), weisen aber auch eine Reihe von Übereinstimmungen (z. B. der typische an/aus Charakter des einzelnen Sensors sowie die deutlich gedämpfte Variabilität des Mittels aller verfügbaren Sensoren) auf.

Eine detaillierte Analyse der raum-zeitlichen Korrelationsstrukturen des Modells findet sich in Abschnitt 2.4.4.

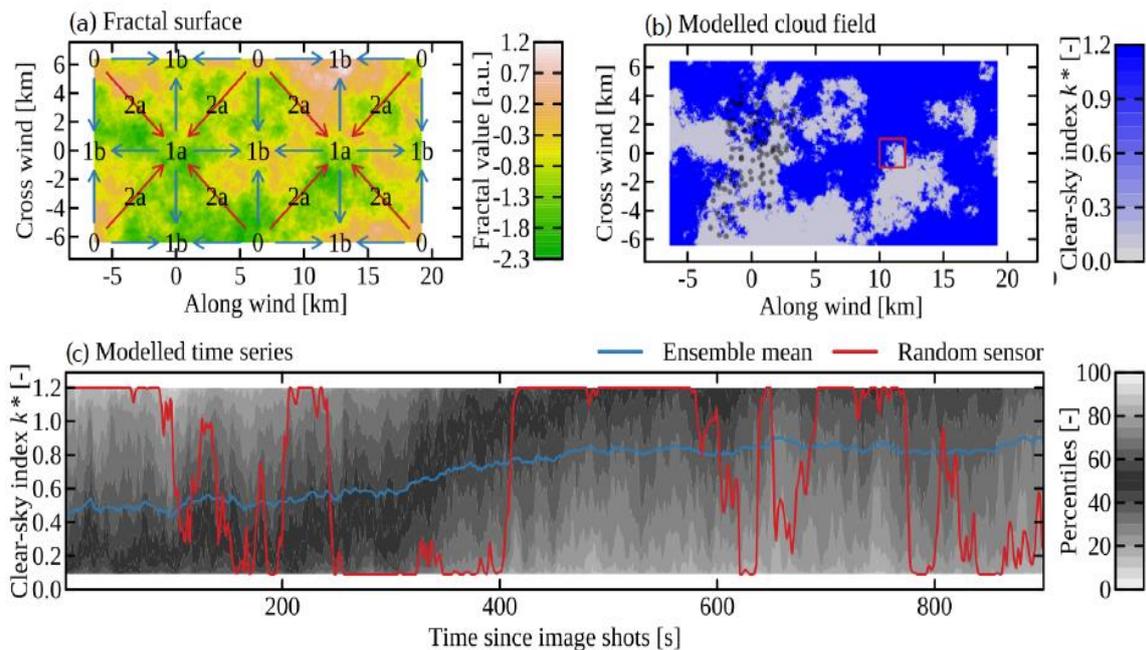


Abbildung 21: Überblick über das wesentliche Simulationsprinzip des fraktalen Wolkenmodells zur Erzeugung hochfrequenter 1 Hz Hz Strahlungszeitreihen mit realistischen raum-zeitlichen Korrelationseigenschaften anhand der Daten des Pyranometernetzwerks der HOPE Kampagne (siehe Abschnitt 2.3.1: (a) Synthetisierung eines dreidimensionalen Fraktalfelds mittels Diamond-Square-Algorithmus, mit den ersten Schritten des Algorithmus: beginnend mit einer zufälligen Initialisierung (0), über die ersten Quadratmittelpunkte (1a, rote Pfeile) und Rautenmittelpunkte (1b, blaue Pfeile) bis zum Beginn des zweiten Durchgangs (Quadratmittelpunkte, 2a); (b) resultierendes hochaufgelöstes Wolkenfeld für ca. 30% Bedeckungsgrad; (c) Feldstatistik der abgeleiteten Clear-sky Index Zeitreihe. Die dargestellten Prozesse der einzelnen Teilabbildungen werden in Abschnitt 2.4.2 kurz erklärt und sind in (G. M. Lohmann 2017) detailliert erläutert. Vorliegende Abbildung ist ein Auszug aus einer komplexeren Abbildung in vorgenannter Veröffentlichung.

Windmodellierung:

Gemäß der Ergebnisse aus AP3.1, sind Wind- und Solarfluktuationen auf kleinen Skalen (z.B. Minuten und kürzer) in Gänze unabhängig und können daher getrennt voneinander modelliert werden (vgl. Abschnitt 2.4.1).

Für die Windgeschwindigkeitsmodellierung wird dabei ebenfalls ein fraktaler Ansatz gewählt, der von (Bergman 2016) in ähnlicher Form bereits für das Downscaling der Windgeschwindigkeit auf Kilometerskalen nahe der Tropopause verwendet wurde.

Dabei kann mit dem *Midpoint-Displacement-Algorithmus* ein Verfahren verwendet werden, das sozusagen eine zweidimensionale Variante des zuvor beschriebenen *Diamond-Square-Algorithmus* ist.

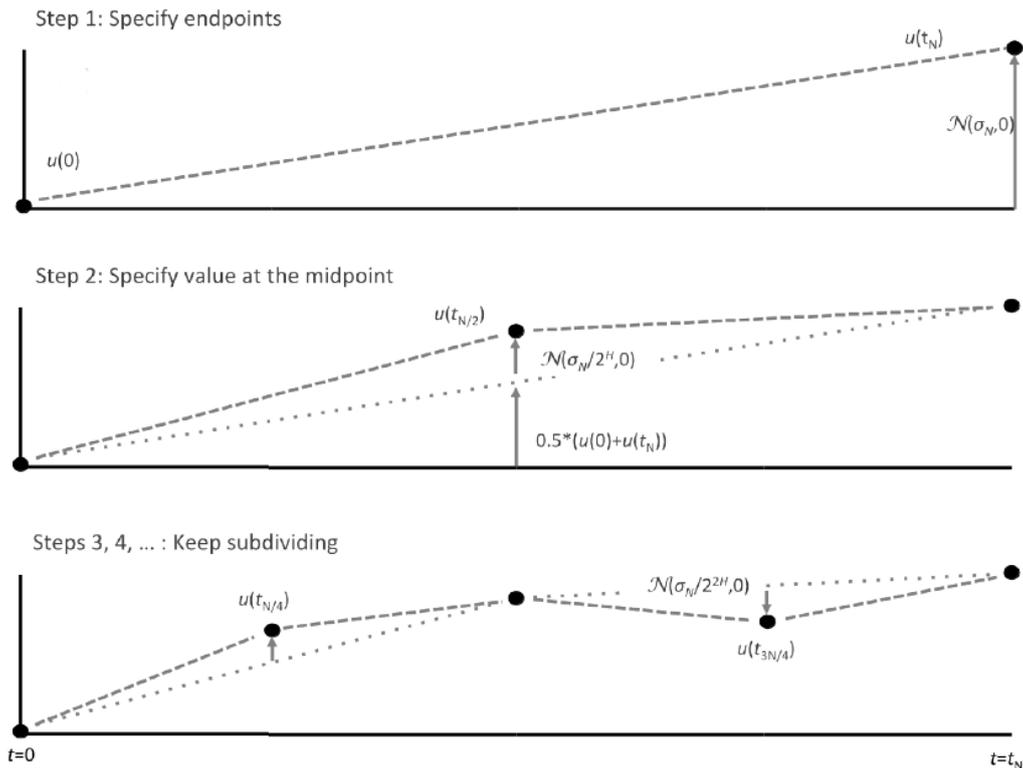


Abbildung 22: Das Grundprinzip des Midpoint-Displacement-Algorithmus zur Erzeugung kleinskaliger Variabilität zwischen zwei grobskaligen Messwerten auf Basis einer definierten initialen Standardabweichung σ_N und einer definierten fraktalen Dimension D , aus der sich der Hurst-Exponent $H = 2 - D$ ergibt. Schritt 1 (oben): Zwei grob aufgelöste Datenpunkte $u(0)$ und $u(t_N)$ bilden die Basis für das Downscaling im Intervall zwischen $t = 0$ und $t = t_N$. Schritt 2 (Mitte): Der Wert $u(t_N/2)$ zum Zeitpunkt $t = t_N/2$ in der Mitte des Intervalls wird aus dem arithmetischen Mittel der Randwerte und einer normalverteilten Zufallszahl mit Standardabweichung $\sigma = \sigma_N/2^H$ gebildet. Schritt 3 (unten): Weitere Intervallteilungen werden analog zu Schritt 2 vorgenommen bis die gewünschte Auflösung der Daten erreicht ist, wobei die Standardabweichung der normalverteilten Zufallszahl $\sigma = \sigma_N/2^{iH}$ mit jeder Iteration abnimmt. Die Abbildung stammt von (Bergman 2016).

Abbildung 22 zeigt die allgemeine Funktionsweise des Midpoint-Displacement-Algorithmus, um kleinskalige Variabilität zwischen zwei grobskaligen Messwerten zu erzeugen:

1. Die beiden Modellparameter initiale Standardabweichung σ_N und Hurst-Exponent $H = 2 - D$ werden so definiert, dass sie den Eigenschaften der zu modellierenden Größe entsprechen. Sowohl σ_N als auch D können z. B. aus Messdaten abgeleitet werden (Details siehe unten).
2. Zwischen je zwei grobskaligen Werten (in Abbildung 22 $u(0)$ und $u(t_N)$) wird zum Zeitpunkt $t_N/2$ das arithmetische Mittel $0.5(u(0) + u(t_N))$ gebildet.
3. Auf diesen Mittelwert wird eine zufällige Komponente (auf Basis einer Normalverteilung mit Mittelwert 0 und Standardabweichung $\sigma_N/2^H$) addiert.
4. Innerhalb der nun entstandenen zwei Intervalle (zwischen $t = 0$ und $t = t_N/2$ sowie zwischen $t = t_N/2$ und $t = t_N$) werden wieder die Mittelpunkte aus arithmetischem Mittel der Anfangs- und Endwerte sowie normalverteilter Zufallszahl (diesmal mit Standardabweichung $\sigma = \sigma_N/2^{2H}$) gebildet.
5. Vorgenannter Schritt wird für alle sich ergebenden Intervalle so lange wiederholt, bis die gewünschte Feinauflösung der Daten erreicht ist. Dabei reduziert sich die

Standardabweichung der zum Mittelwert zweier Randwerte zu addierenden normalverteilten Zufallszahl für jede Iteration i mit $\sigma = \sigma_N/2^{i-H}$.

Eine Voraussetzung für die Anwendbarkeit des Midpoint-Displacement-Algorithmus ist die Skaleninvarianz der zu simulierenden Größe innerhalb des zu modellierenden Zeitraums.

Abbildung 23 zeigt diese Skaleninvarianz in den Teilabbildungen (a) bis (c) exemplarisch für eine Windgeschwindigkeitszeitreihe anhand unterschiedlicher Abtastraten $T = 1000s$, $T = 100s$, und $T = 10s$. Obwohl die Abtastraten sich jeweils um zwei Größenordnungen unterscheiden, ist die Variabilität der resultierenden Zeitreihen vergleichbar.

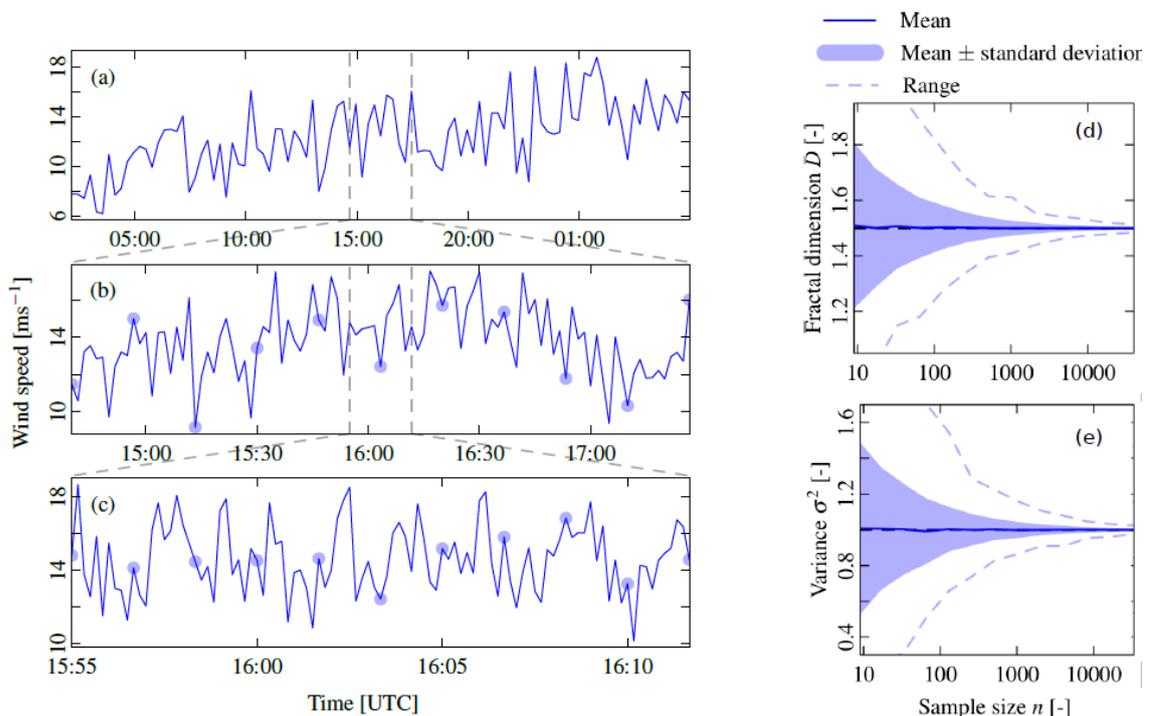


Abbildung 23: (a)-(c) Skaleninvarianz am Beispiel einer Windgeschwindigkeitszeitreihe mit unterschiedlichen Abtastraten: (a) $T=1000s$, (b) $T=100s$, und (c) $T=10s$. Die grau gestrichelten Linien in den oberen Teilabbildungen (a) und (b) deuten Beginn und Ende der jeweils folgenden Teilabbildungen (b) und (c) mit höheren Abtastraten an. Dementsprechend markieren die halbtransparenten Punkte in den Teilabbildungen (b) und (c) jeweils die größer aufgelösten Datenpunkte der vorhergegangenen Teilabbildungen (a) und (b). Der zugrundeliegende Datensatz besteht aus Sekundenmittelwerten, die zwischen dem 9. Januar 2015 ca 1 Uhr (UTC) und dem 10. Januar 2015 ca 5 Uhr (UTC) in 100m Höhe am meteorologischen Messmast des Instituts für Meteorologie und Klimaforschung – Department Troposphärenforschung (IMK-TRO) des Karlsruher Instituts für Technologie gemessen wurden. (d) – (e) Genauigkeit der Abschätzung von fraktaler Dimension D und Varianz σ^2 als Funktion der Länge einer Zeitreihe n für 1000 künstlich erzeugte Reihen mit $D = 1.5$ und $\sigma^2 = 1$. Die fraktale Dimension wurde mit dem von (Gneiting, Estimators of Fractal Dimension: Assessing the Roughness of Time Series and Spatial Data 2012) empfohlenen Madogram-Schätzer und dem R-Paket *fractalDIM* (Sevcikova 2014).

Aus grob aufgelösten Daten können daher fraktale Dimension und initiale Standardabweichung für einen Modelllauf bestimmt werden, wobei die Güte der Abschätzung dieser Parameter von der Länge der grob aufgelösten Zeitreihe abhängt, auf deren Basis die Abschätzung erfolgt. Teilabbildungen (d) und (e) der Abbildung 23 zeigen die Güte der Abschätzung dieser Parameter als Funktion der Zeitreihenlänge auf Basis von 1000 künstlich erzeugten Reihen mit $D = 1.5$ und $\sigma^2 = 1$. Eine Länge von 1000 Datenpunkten wurde aufgrund dieser Analyse als Kompromiss zwischen Genauigkeit der Parameterbestimmung und Zeitreihenlänge für die Modellierung ausgewählt. Die fraktale Dimension der Windgeschwindigkeit variiert dann zwischen ca. 1.4 und 1.8 (nicht gezeigt).

Die Wahl der Schätzmethode hat ebenfalls einen Einfluss auf die Bestimmung der fraktalen Dimension. Dieser Einfluss wurde detailliert von (Gneiting 2012) untersucht und dokumentiert.

Der Empfehlung vorgenannter Autoren folgend, wurde die fraktale Dimension für die DYNAMOS Simulationen mittels Madogramm-Schätzer aus dem R-Paket *fractaldim* (Sevcikova 2014) bestimmt. Für die Modellierung hochfrequenter Windgeschwindigkeit in windenergierelevanten Höhen stehen dem DYNAMOS Projekt als Ausgangsbasis mehrjährige Wettermodellrechnungen des Modells *Weather Research and Forecasting* (WRF) aus dem Projekt *Neuer Europäischer Windatlas* (NEWA) zur Verfügung. Diese Modellrechnungen haben für die Windfelder Mitteleuropas eine zeitliche Auflösung von 0.5 h (30 Minuten) und eine räumliche Auflösung von 3 km. Sie geben daher realistische Trends vor, deren kurzfristige Variabilität mittels zuvor beschriebenem Fraktalmodell auf kleinere Zeitskalen herunterskaliert werden kann. Dazu wird an dem zu modellierenden Ort eine Zeitreihe aus allen verfügbaren Halbstundenwerten des Modells extrahiert und sodann der zu modellierende Zeitraum identifiziert.

Um jedes Wertepaar der Windgeschwindigkeit innerhalb dieses Zeitraums wird ein Bereich von 1000 Datenpunkten zur Abschätzung der lokal anzuwendenden initialen Standardabweichung und fraktalen Dimension ausgewählt. Mit diesen individuell abgeleiteten Parametern wird dann jedes Intervall innerhalb des zu modellierenden Zeitraums mittels Midpoint-Displacement-Algorithmus mit hochaufgelösten Werten der Windgeschwindigkeit aufgefüllt. Abb XX zeigt beispielhaft eine auf diese Weise simulierte Zeitreihe im Vergleich zu einer entsprechenden hochaufgelösten Messung am Wettermast Hamburg.

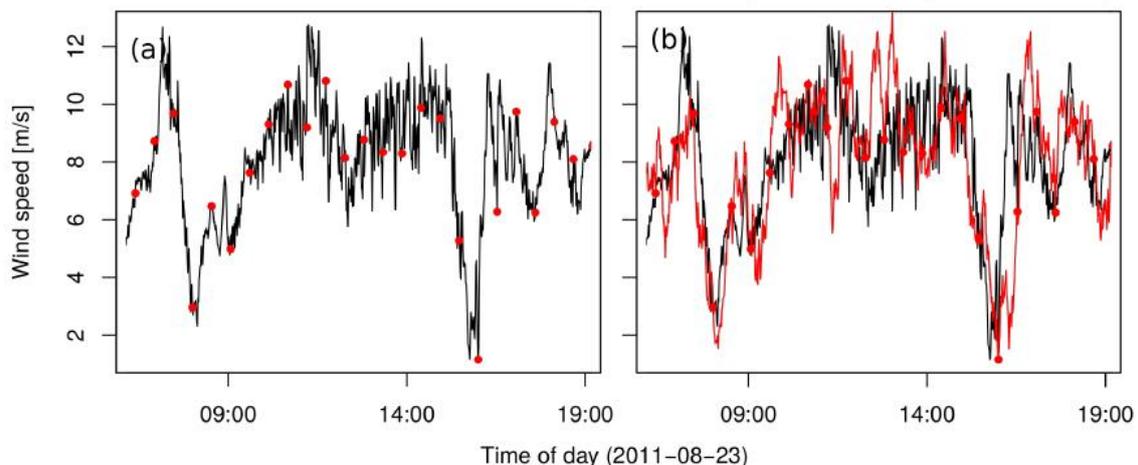


Abbildung 24: (a) Beispiel einer hochaufgelösten gemessenen Windgeschwindigkeitszeitreihe (schwarze Linie) und den für die Modellierung notwendigen halbstündigen Intervallpunkten (rote Punkte). (b) Die entsprechende simulierte Windgeschwindigkeitszeitreihe (rote Linie) auf Basis der grobskaligen Punkte (rote Punkte) im Vergleich zur entsprechenden hochaufgelösten Messung (schwarze Linie). Die zugrundeliegenden Daten wurden in 110m Höhe am Wettermast Hamburg mit einer zeitlichen Auflösung von 1 min gemessen.

2.4.3 Leistungssimulation (Bearbeitung UniOl)

Für die Transformierung der simulierten Strahlungs- und Windgeschwindigkeitszeitreihen in den Leistungsbereich wurden gängige Verfahren angewandt, die in den R-Paketen *solAR* (Perpiñán 2012) und *bReeze* (Graul 2018) vollumfänglich implementiert sind. Diese Verfahren beinhalten im Falle der Solarenergie:

1. Umwandlung von horizontaler Globalstrahlung in direkte und diffuse Strahlung;
2. Separate Modellierung dieser beiden Strahlungskomponenten auf die geneigte Fläche einer PV Anlage;
3. Umwandlung der Strahlung in die Gleichstrom-Leistungsabgabe von PV Modulen unter Annahme einer bestimmten Anlagenkonfiguration und Abschätzung der umgebenden Umwelteinflüsse (z. B. Albedo, Temperatur, Modulverschmutzung);
4. Transformation des Gleichstroms in Wechselstrom mittels Wechselrichter.

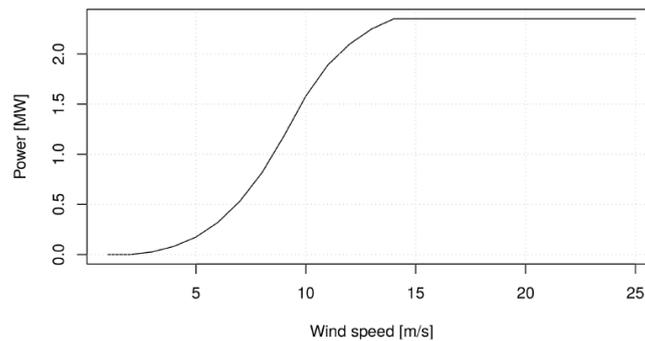


Abbildung 25: Beispiel einer turbinenspezifischen Windleistungskurve (hier: Enercon E82 mit 2.3MW Nennleistung), die im R Paket *bReeze* (Graul 2018) hinterlegt ist.

Für die Simulation der Windenergie wird eine turbinenspezifische Windleistungskurve verwendet, bei der die Windleistung als Funktion der Windgeschwindigkeit charakterisiert wird. Abbildung 25 zeigt den Verlauf einer solchen Leistungskurve exemplarisch am Beispiel einer Enercon E82 Turbine mit 2.3MW Nennleistung. Werte der Windgeschwindigkeit können so direkt in Windleistung transformiert werden, wobei geringe Windgeschwindigkeiten $< 4\text{m/s}$ in gemäß Abbildung 25 kaum Leistungsabgabe verursachen, mittlere Geschwindigkeiten zwischen 4m/s und 14m/s einen kubischen Anstieg der Leistungsabgabe nach sich ziehen und hohe Windgeschwindigkeiten $> 14\text{m/s}$ die Nennleistung generieren. Ab einer Windgeschwindigkeit $> 25\text{m/s}$ regelt die Anlage sich ab, um Schäden zu vermeiden.

2.4.4 Verifikation (Bearbeitung UniOI)

Zur Verifikation der simulierten Zeitreihen werden relevante statistische Maße der modellierten Daten mit entsprechenden Maßen der gemessenen Werte verglichen.

Im Falle der Solarenergie ist die Bestimmung von Inkrementkorrelationsstrukturen (vgl. Abschnitt 2.4.1) eine geeignete Methode, um raum-zeitliche Variabilität zu charakterisieren. Abbildung 26 zeigt die Inkrementkorrelationsstrukturen der mittels Fraktalmodell simulierten Zeitreihen im Vergleich zu Messergebnissen der HOPE Kampagne und dem zuvor etablierten grobskaligen Ansatz von (Hoff 2012). Die kleinskaligen simulierten Strukturen entsprechen den gemessenen sehr viel besser als die des grobskaligen Referenzmodells und geben auch die anisotropen Charakteristika sehr gut wieder. Die raum-zeitliche Variabilität der simulierten Strahlung ist also sehr realitätsnah.

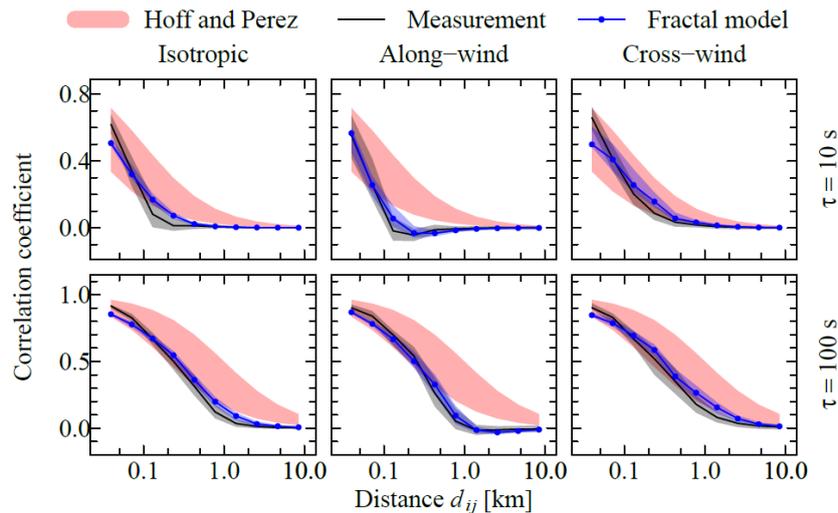


Abbildung 26: Räumliche Korrelationsstrukturen der Clear-sky Index Inkremente auf Basis des hier vorgestellten fraktalen Wolkenmodells (blau) im Vergleich zu empirischen Ergebnissen des HOPE Datensatzes (grau) und dem grobskaligen Referenzmodell von (Hoff 2012) Wolkenzuggeschwindigkeiten zwischen 2 und 10m/s^{-1} (rot). Die Zeilen zeigen Ergebnisse für zwei verschiedene Inkrementzeitschritte $\tau = 10\text{s}$ und $\tau = 100\text{s}$ und die Spalten trennen isotrope, windparallele und -orthogonale Strukturen. Die Abbildung wurde auf Basis von (G. M. Lohmann 2016) und (G. M. Lohmann 2017) adaptiert.

Im Falle der Windenergie kann aufgrund mangelnder Messdaten keine vergleichbare Statistik unter Berücksichtigung des räumlichen Einflusses erstellt werden.

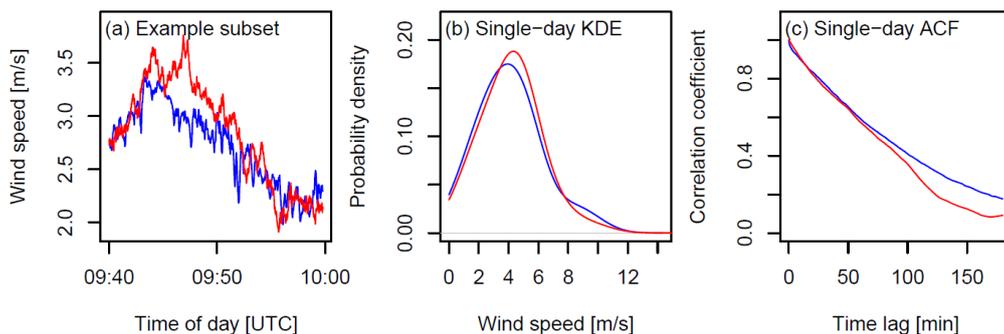


Abbildung 27: Vergleich gemessener (blau) und simulierter (rot) Eigenschaften der Windgeschwindigkeit. (a) Beispielhafte Zeitreihen von 20 Minuten Dauer mit 1 s zeitlicher Auflösung (Messdaten vom 23.10.2015 aus dem Karlsruher Datensatz). (b) Kerndichteschätzungen (Kernel Density Estimate; KDE) und (c) zeitliche Autokorrelationsstrukturen (Autocorrelation function; ACF) der Zeitreihen des ganzen Tages (23.10.2015).

Zur Charakterisierung der kleinskaligen zeitlichen Variabilität werden in Abbildung 27 stattdessen Abschätzungen der Häufigkeitsverteilungen (*Kernel Density Estimate*; KDE) und zeitlichen Autokorrelationsstrukturen beispielhafter Zeitreihen gemessener und simulierter Windgeschwindigkeit dargestellt (die zeitliche Autokorrelation zeigt dabei -- analog zur räumlichen Korrelationsstruktur -- den Grad der statistischen Unabhängigkeit zweier Werte als Funktion ihres zeitlichen Abstands). Sowohl Häufigkeitsverteilung als auch zeitliche Korrelationsstruktur werden in Abbildung 27 gut wiedergegeben, wobei letztere besonders für kurze Zeitskalen $\lesssim 1\text{h}$ valide Ergebnisse liefern. Für längere Zeitskalen $\gtrsim 1\text{h}$ ergeben sich Unterschiede in der zeitlichen Autokorrelation zwischen Messung und Simulation, was aber für die im Projekt priorisierten hochfrequenten Skalen von untergeordneter Bedeutung ist.

2.4.5 Modellierung von Verbrauchslasten (Bearbeitung DLR-VE)

In diesem Teilarbeitspaket analysieren wir hoch aufgelöste Verbrauchslasten österreichischer und deutscher Haushalte, um deren Eigenschaften mithilfe eines stochastischen Modelles nachbilden zu können. Wir entwickelten ein Verfahren um das durchschnittliche Lastprofil (Average Load Profile Predictor) sowie dessen Fluktuationen aus den hochaufgelöste Zeitreihen zu bestimmen. Das Verfahren wird in ein stochastisches Modell integriert, um realistische Fluktuationen der Verbrauchslasten quantitativ zu erfassen und zu modellieren. Die erzielten Modellierungsergebnisse bieten ein besseres Verständnis der Dynamik der Verbrauchslasten und liefern allgemeine Instrumente zur Differenzierung der durchschnittlichen Verbrauchslastwerte und deren Fluktuationen.

Der entwickelte Average Load Profile Predictor (ALP) sagt den wöchentlichen Trend des Lastprofils einer Gruppe von Häusern vorher. Die hierzu benötigten Daten sind gemessene Verbrauchslasten und weisen eine zeitliche Auflösung von mindestens 2 Sekunden auf. Sie wurden in der Zeit zwischen 2013 und 2016 für Haushalte in Deutschland gemessen. Die Idee hinter dem ALP basiert auf der Zerlegung der Messdaten in mehreren Moden unter Verwendung der ‚Empirical Mode Decomposition‘ (EMD) Methode (Huang. 2009). So werden langfristige Trends von kurzfristigen Fluktuationen oder Schwankungen getrennt.

Um die tägliche und wöchentliche Verbrauchslasten der Haushalte vorherzusagen, muss zunächst der Prädiktor trainiert werden. Um den Prädiktor zu trainieren, verwenden wir vier chronologisch aufeinander folgende Wochen mit Messdaten aus dem NOVAREF-Datensatz. Der Durchschnitt der wöchentlichen Verbrauchslasten wird berechnet und mit Hilfe der EMD-Methode werden 18 Moden extrahiert. Während die hochfrequenten Moden Informationen über die stochastischen Verbrauchsschwankungen enthalten, sind die niederfrequenten Moden nahezu frei von stochastischen Schwankungen und werden stattdessen von deterministischen Effekten dominiert. Die optimale Anzahl der niederfrequenten Moden M muss bestimmt werden, um die beste Verbrauchslastvorhersage zu erhalten. Dies ist wichtig, weil der Prädiktor bei zu wenigen Moden ein ALP-Lastprofil erzeugt, welches schlechter als das H0-SLP ist.

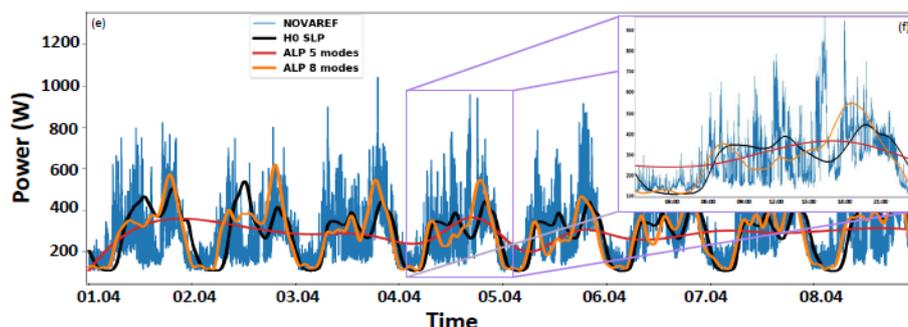


Abbildung 28: Das durchschnittliche Lastprofil (ALP) ist ein geeigneter Ersatz für das H0 SLP mit höherer Genauigkeit. Vergleich der Originaldaten mit dem H0-SLP für die ausgewählten Daten und dem ALP, der durch die Summierung von 5 bzw. 8 Moden erzeugt wird. Während der ALP aus der Summe der 5 Moden keine gute Übereinstimmung mit den Originaldaten aufweist, ergibt der ALP aus der Summe von 8 Moden einer guten Übereinstimmung mit dem Signal unter Ausschluss des stochastischen Verhaltens der Originaldaten. Quelle: Proedrou et al. 2020 (Veröffentlichung zur Modellierung von Verbrauchslasten, in Bearbeitung).

Wenn zu viele Moden einbezogen werden, führt dies zu Overfitting des Trainingsdatensatzes und zu ungenauen Lastprognosen. Um die optimale Anzahl an Moden zu definieren, wird die „mean-

squared-error“ Methode benutzt. Hier wird die der Anzahl der Moden gewählt, die einen Fehler geringer als bei Nutzung des H0-SLP ergibt. Die Ergebnisse zeigen, dass bei der Wahl der optimalen Anzahl der Moden M , die in diesem Fall $M = 8$ ist, der erzeugte ALP hinsichtlich der Lastvorhersage besser als das H0-SLP ist.

Schließlich verwenden wir drei zufällig ausgewählte Wochen, um den ALP zu validieren. Die Validierung zeigte, dass in allen drei Fällen die Verwendung des ALPs Genauigkeit des H0-SLPs übertraf (siehe Abbildung 28). Der ALP ist also ein sehr guter Kandidat für den Ersatz des H0-SLPs. Der Hauptvorteil des ALPs gegenüber dem H0-SLP besteht darin, dass er datenbasiert ist und auf modernen, zeitlich hochauflösenden Messungen basiert. Die einzige Einschränkung der ALP Methode besteht darin, dass sie mindestens vier chronologisch aufeinander folgende Wochen an Messdaten benötigt.

Nachdem der überwiegend deterministische Trend der Verbrauchslasten extrahiert wurde, wurden nun die stochastischen Schwankungen um diesen Trend herum bestimmt. Insbesondere werden die Verbrauchslasten in einem Trend und in Fluktuationen um diesen Trend geteilt. Bei der Analyse der Histogramme der Verbrauchslasten wurde festgestellt, dass die Fluktuationen asymmetrisch und stark schwankend sind. Hierdurch sind große Abweichungen viel wahrscheinlicher, als wenn sie durch eine einfache Gaußsche Verteilung charakterisiert wären.

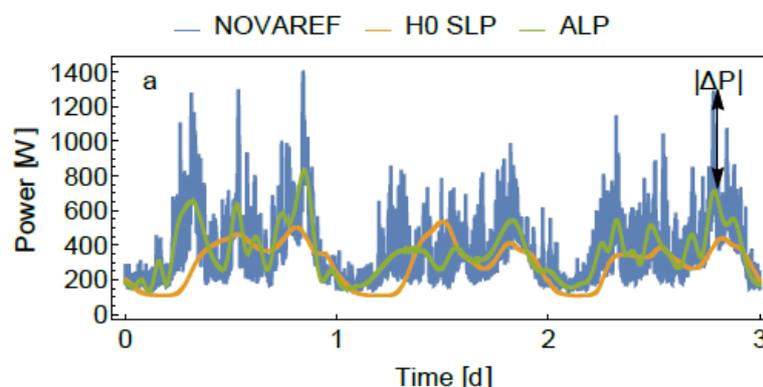


Abbildung 29: Zeitlicher Verlauf der realen (blau), H0 SLP (orange) und der neuen ALP (grün) Zeitreihen. Die ALP-Kurve hält insgesamt näher an den tatsächlichen Verbrauchswerten als die H0-SLP. Quelle: Proedrou et al. 2020 (Veröffentlichung zur Modellierung von Verbrauchslasten, in Bearbeitung).

Somit wird ein stochastisches Modell aufgebaut, das die beobachtete Statistik der Fluktuationen der Verbrauchslasten durch Anwendung superstatistischer Methoden beschreibt. Zu diesem Zweck werden die Zeitreihen in mehrere kürzere Zeitreihen aufgeteilt und für jede lokale Verteilung eine einfachere Verteilung, wie z.B. einer Gauß- oder einer Exponentialverteilung, angenommen. Bei den betrachteten Datensatz folgen die in jedem Zeitfenster von etwa 2 Stunden vorhandenen Schwankungen jeweils einer Maxwell-Boltzmann-Verteilung. Schließlich kombinieren wir den EMD-basierten Trend der Verbrauchslasten mit dem stochastischen Fluktuationsmodell und vergleichen ihn mit den ursprünglich gemessenen NOVAREF-Verbrauchslastendaten. Wir stellen fest, dass die genauen Trajektorien zwar nicht identisch sind, aber die stochastischen Eigenschaften sehr gut und mit einem stark reduzierten Fehler im Vergleich zum Standard H0 SLP-Modell übereinstimmen (siehe Abbildung 29).

Die Modellierung der Verbrauchslasten hat als Ziel das bestehende Standardlastprofil zu ergänzen und erzielte drei Hauptergebnisse: Erstens, unter Verwendung der empirischen EMD Methode wurde eine Methode zur Annäherung an das durchschnittliche Lastprofil ALP entwickelt. Zweitens wurde unter Verwendung von Superstatistiken ein einfaches stochastisches Fluktuationsprofil (SFP), um die nicht-gaußschen Schwankungen der Verbrauchslastendaten um den Trend zu beschreiben, entwickelt. Schließlich stellt die Kombination aus Trend und Fluktuationen eine vollständigen Beschreibung des datenbasiertes Lastprofils (DLP) dar, welches als Input für das entwickelte Modell dienen kann.

2.4.6 Berechnung aggregierter Residuallasten (Bearbeitung UniOl)

Innerhalb eines Modellgebiets werden alle simulierten PV- und Windenergieanlagen zusammengefasst, sodass die aggregierte Leistung des Gebiets von der aggregierten Last abgezogen werden kann, um entsprechende Residuallasten zu ermitteln.

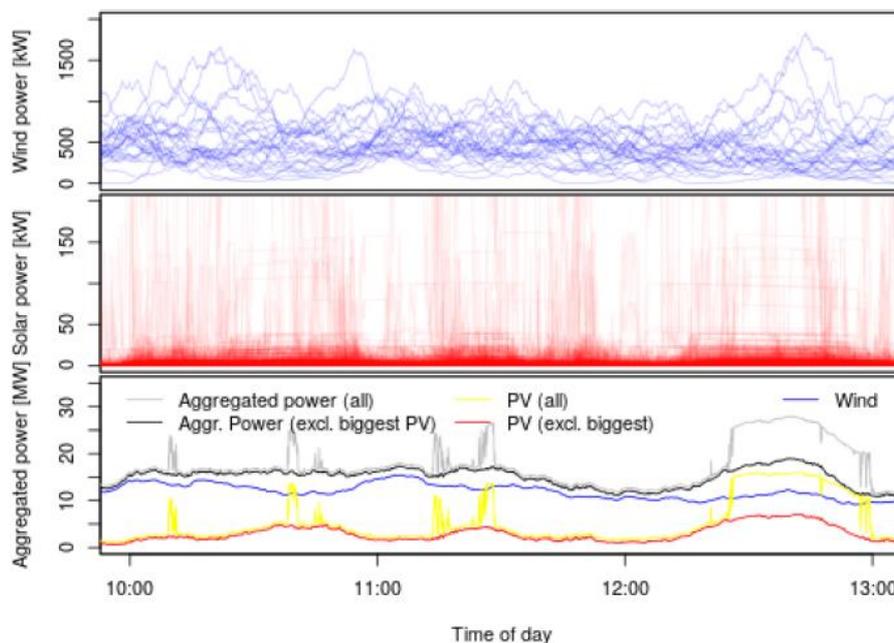


Abbildung 30: Ein Beispiel aggregierter Leistung für das in Abschnitt 2.5.1 vorgestellte Modellportfolio der Stadt Oldenburg. Einzelleistungen der (a) Windenergieanlagen (blau-transparent) und (b) PV-Systeme (rot-transparent) werden jeweils zu einer (c) PV- (rot, bzw. gelb) und Winderzeugung (blau) zusammengefasst und ergeben in Kombination die Gesamterzeugung (schwarz, bzw. grau). Die Unterschiede zwischen rot und gelb, bzw. schwarz und grau in Teilabbildung (c) bestehen in der Berücksichtigung, bzw. Nichtberücksichtigung der jeweils größten PV Anlage, die die Gesamterzeugung dominiert (siehe hierzu Abschnitt 2.5.1).

Für das im folgenden Abschnitt 2.5.1 vorgestellte Modellportfolio der Stadt Oldenburg zeigt Abbildung 30 beispielhaft die Leistung aller PV- und Windenergieanlagen innerhalb eines dreistündigen Intervalls, sowie die daraus resultierende aggregierte Gesamtleistung (einmal mit und einmal ohne Berücksichtigung des mit Abstand größten PV Systems dieser Modellregion (siehe Abschnitt 2.5.1 für Details).

2.5 Modellanwendung und Bewertung systemischer Effekte. Leitung DLR-VE, Bearbeitung DLR-VE und UniOI

2.5.1 Definition Modellportfolios (Bearbeitung UniOI)

Für die Simulation wurde ein Modellgebiet der Stadt Oldenburg definiert und in vier Quadranten aufgeteilt (siehe Abbildung 31), für das Informationen über Standort und Nennleistung der tatsächlichen installierten Wind- und PV-Anlagen vorlagen ("Status Quo"). Für die Windenergieanlagen genühten diese Daten, um eine Leistungssimulation mittels turbinenspezifischer Leistungskennlinien direkt vorzunehmen, während für die Simulation der PV-Leistung zusätzliche Annahmen, vor allem über die Neigung und Ausrichtung der verbauten Module nötig waren (vgl. Abschnitt 2.4.3). Diese Annahmen wurden halb-zufällig getroffen, indem sowohl Neigungswinkel als auch Ausrichtungswinkel einer jeden Anlage aus einer Normalverteilung mit Standardabweichung 10 entnommen wurden.

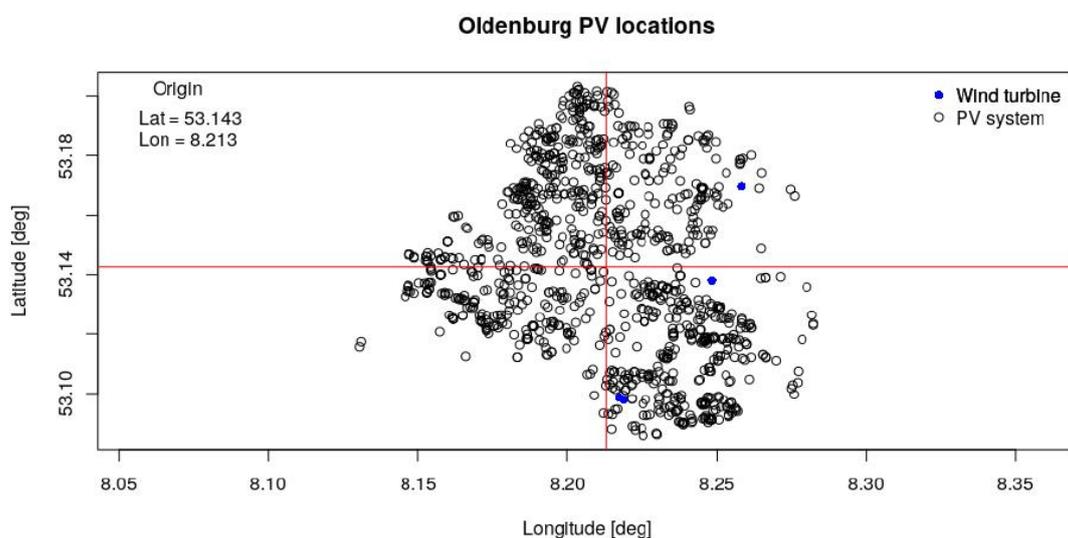


Abbildung 31: Räumliche Verteilung der Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der Modellregion Oldenburg. Durch die urbane Prägung der Region stehen relativ viele PV Systeme (1083) relativ wenigen Windenergieanlagen (26) gegenüber. Die roten Linien teilen die Modellregion in vier Quadranten, wobei der Ursprung im geometrischen Schwerpunkt aller Anlagen liegt.

Für die Neigung hatte diese Verteilung den Mittelwert 30 und für den Ausrichtungswinkel den Mittelwert 0. So waren die Anlagen im statistischen Mittel relativ gut ausgerichtet (Neigungswinkel von 30° und perfekte Südausrichtung mit 0° Abweichung sind für Oldenburg sehr geeignete Werte), wiesen aber im Einzelfall realistische Abweichungen auf, die z.B. als Einschränkungen durch bauliche Gegebenheiten interpretiert werden können.

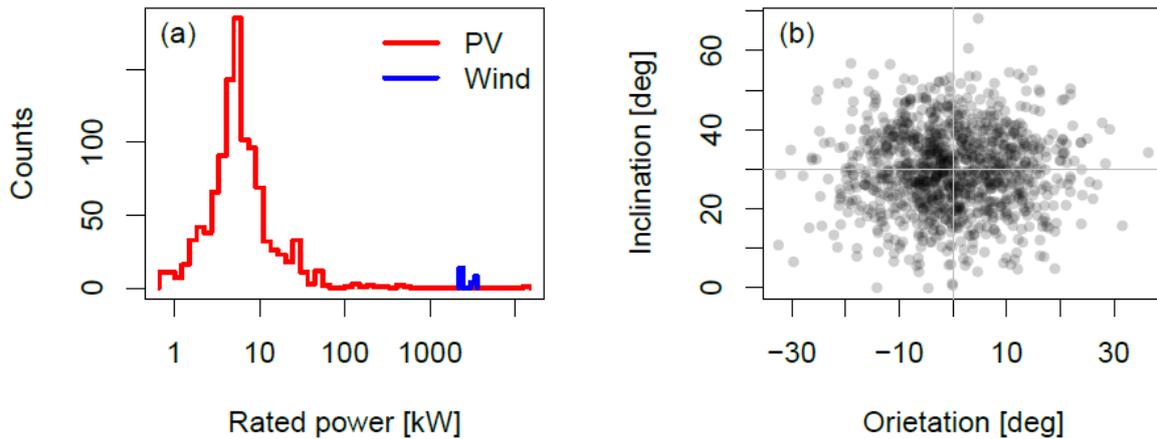


Abbildung 32: (a) Histogramm der installierten Leistung aller Wind- und PV-Einzelanlagen in Oldenburg. (b) Halbzufällige Annahmen zu Neigungs- und Ausrichtungswinkeln der PV Systeme.

Abbildung 32 zeigt sowohl die Histogramme der bekannten installierten Leistungen für Wind und PV, als auch die oben genannten zusätzlichen Annahmen für die PV Systeme.

In Teilabbildung Abbildung 32(a) wird deutlich, dass Wind und PV in Oldenburg sehr unterschiedliche Charakteristika aufweisen. Einer Vielzahl von insgesamt 1083 PV Systemen stehen einerseits lediglich 26 Windenergieanlagen gegenüber. Andererseits ist die überwiegende Mehrzahl der PV Systeme im relativ geringen Leistungsbereich > 10 kW verortet, während die Windenergieanlagen zwischen 2 und 3 MW Nennleistung aufweisen. Lediglich ein einzelnes PV System hat eine Nennleistung > 10 MW, sodass dieses die PV Stromproduktion des Modellgebiets mit Abstand dominiert.

Basierend auf dem oben definierten Oldenburger „Status Quo“ wurden zwei zukünftige lokale Ausbauszenarien definiert, die sich am Netzentwicklungsplan 2030 (NEP2030) und dem Projekt e-Highway2050 (eH2050) orientierten.

Aus den genannten Zukunftsszenarien wurden die prognostizierten Gesamtkapazitäten von Wind- und Solarenergie für die Bundesrepublik (z. B. NEP2030: 60 GW Solar, 107 GW Wind) ins Verhältnis zu den im Referenzjahr 2017 installierten Kapazitäten (41 GW Solar, 54 GW Wind) gesetzt, um entsprechende Zielfaktoren (z. B. NEP2030: $60 / 41 = 1,46$ für Solar, $107 / 54 = 1,98$ für Wind) zu bestimmen.

Für beide lokale Zukunftsszenarien wurden die PV Kapazitäten zufällig gewählter Modellanlagen in Oldenburg dann nach und nach um je 20% erhöht, bis die zukünftige installierte Leistung dem Oldenburger Status Quo, multipliziert mit dem Zielfaktor für PV, entsprach.

Für die Windenergie wurden zufällig gewählte Modellanlagen nach und nach jeweils durch eine leistungsstarke Enercon E126 (7500 kW Nennleistung) ersetzt, bis die zukünftige installierte Leistung dem Oldenburger Status Quo, multipliziert mit dem Zielfaktor für Wind, entsprach.

Die daraus resultierenden Nennleistungen für Wind- und Solarenergie im Modellgebiet sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Nennleistungen für Wind- und Solarenergie in den definierten Ausbauszenarien für die Leistungssimulation des Oldenburger Modellgebiets

Quadrant	Status Quo		NEP2030		eH2050	
	Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar
Q1	12.20 MW	2.22 MW	16.65 MW	3.67 MW	25.55 MW	4.79 MW
Q2	0 MW	16.38 MW	0 MW	24.32 MW	0 MW	46.79 MW
Q3	0 MW	1.69 MW	0 MW	3.04 MW	0 MW	3.66 MW
Q4	58.60 MW	5.13 MW	126.40 MW	8.90 MW	141.00 MW	11.22 MW

Die vorgenannten Ausbauszenarien wurden außerdem mit unterschiedlich Variablen Wettersituationen kombiniert, was die Definition der Modellportfolios komplettierte. Dabei wurden Kombinationen aus hoch variablen und gering variablen Zeiträumen jeweils für Wind- und Solarenergie wie folgt berücksichtigt:

1. Auf Basis der vorliegenden WRF Wettermodellrechnungen (mit halbstündiger zeitlicher Auflösung) wurden für alle Tage des Jahres 2011 halbstündige Inkrementstandardabweichungen berechnet.
2. Für alle vier Jahreszeiten (Frühling: März, April, Mai; Sommer: Juni, Juli, August; Herbst: September, Oktober, November; Winter: Dezember, Januar, Februar; gemäß meteorologischer Definition) wurden diejenigen Tage identifiziert, die dem 5% Perzentil (geringe Variabilität) und 95% Perzentil (hohe Variabilität) dieser Inkrementstandardabweichungen am nächsten lagen.
3. Für jeden dieser Tage wurde mittels zuvor beschriebenem fraktalen Windmodell (siehe Abschnitt 2.4 die Windgeschwindigkeit auf eine zeitliche Auflösung von 1 Sekunde herunter skaliert (die entsprechenden Modellparameter wurden individuell für jeden Tag abgeleitet).
4. Ebenfalls wurden für jeden dieser Tage zwei separate fraktale Strahlungssimulationen mittels zuvor beschriebenem fraktalen Wolkenmodell durchgeführt, wobei der mittlere Bedeckungsgrad je einmal auf 50% (hohe Variabilität) und einmal auf 5% (geringe Variabilität) gesetzt wurde.

Eine Übersicht der resultierenden Kombinationen aus wetterbedingter Variabilität und Ausbauszenario sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: Definierte Modellportfolios: Aus unterschiedlichen Kombinationen variabler und weniger variabler Wind- und Solarenergieerzeugung, sowie verschiedener Ausbauszenarien ergeben sich insgesamt 12 betrachtete Szenarien (A–L).

Wettervariabilität			Ausbauszenario		
	Wind	Solar	2017	2035	2050
	hoch	hoch	A	B	C
	hoch	gering	D	E	F
	gering	hoch	G	H	I
	gering	gering	J	K	L

2.5.2 Zusammenführung Modell und Daten (Bearbeitung UniOl, DLR-VE)

Um das entwickelte Modell für die Frequenzdynamik und die entwickelten Modelle zur Erzeugung und Verbrauch, zusammenzuführen, wurde ein System, welches Oldenburg in vier Zonen aufteilt, betrachtet. Die für die Simulation des Oldenburg-Systems benötigten Parameter der einzelnen Zonen (wie z.B. $H_i, S_{B,i}$) und die Übertragungskapazitäten wurden mithilfe der Datenbasis des offenen Energiesystemmodells open_eGo (U.P. Mueller 2018) bestimmt. Das Lastsignal welches als Input für die verschiedenen Kontrollzonen dient, besteht aus Zeitreihen für die Stromerzeugung aus PV- und Wind. Diese wurde durch die in Kapitel 2.4 beschriebenen Methoden bestimmt.

Es wurden drei Szenarien aus dem vorhergehenden Kapitel verglichen. Ein heutiges Szenario (Status Quo) mit der Erzeugung durch PV und Windanlagen die heute in Oldenburg in Betrieb sind. Zwei weitere Szenarien richten sich nach Ausbauszenarien beschrieben in Kapitel 2.5. Die Trägheit in den einzelnen Zonen wurde entsprechend des Ausbauszenarios angepasst. Simulationen der verschiedenen Kombination aus Szenario und Erzeugungs- bzw. Lastsituationen wurden durchgeführt. Ein Beispiel für die Frequenzdynamik ist in Abbildung 33 dargestellt. Der Aufbau des Systems ist in Abbildung 33 c) zu sehen. Der zeitliche Verlauf der erzeugten Residuallast (aus den PV-, Wind- und Verbrauchsmodellen ist), die eingesetzte Regelleistung und die Frequenzdynamik ist in Abbildung 33 a) zu sehen.

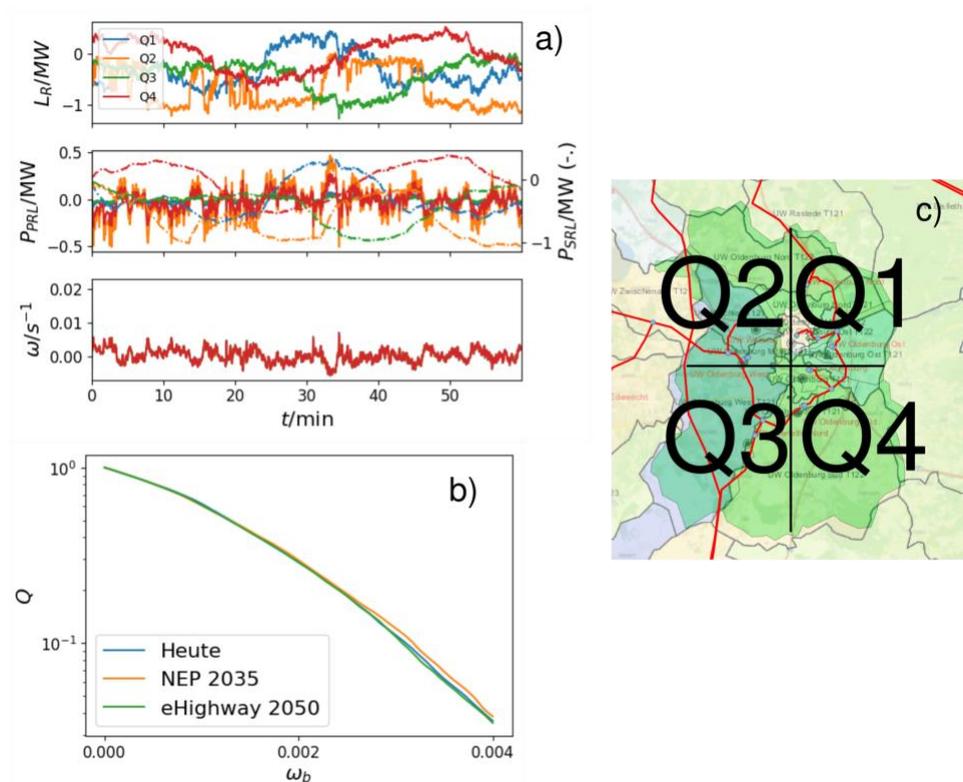


Abbildung 33: Simulation für eine Stunde von 12:00 Uhr mittags am 05.06.2013 in einem System welches Oldenburg in 4 Zonen einteilt (siehe c)). Die Residuallast, die die Regelleistung und die resultierende Frequenzdynamik sind in a) zu sehen. Der Verlauf der Exceedance, die die Zeit außerhalb eines gewissen Frequenzbandes quantifiziert, unterscheidet sich nur kaum für die untersuchten Szenarien.

Des Weiteren wurden für jede Simulation der Anteil der Zeit, den die Frequenz außerhalb eines Abstands von ω_b von der Referenzfrequenz verbracht hat, berechnet. Der Verlauf dieser sogenannten *Exceedance* (Q) ist ein Maß für die verschiedenen Szenarien in [Abbildung 33 b\)](#) aufgetragen. Es ist bemerkenswert, dass die Frequenz im Mittel die gleiche Zeit in verschiedenen

Frequenzbändern verbringt, sodass sich die Verläufe von Q für verschiedenen ω_b nur minimal unterscheiden.

2.5.3 Validierung des Modells (Bearbeitung DLR-VE)

Da die Validierung durch PowerFactory nicht zielführend war, wurden kohärenzbasierte Methoden zur Komplexitätsreduktion von Stromsystemen genutzt (siehe Kapitel 2.2.4). Mit diesen Methoden wurde untersucht, ob ein System aus einer Vielzahl von Generatoren und Lasten prinzipiell die gleichen Stabilitätseigenschaften wie ein stark aggregiertes System aufweist. Der Fokus lag hier darauf, wie sich die Komplexitätsreduktion auf die Dynamik auswirkt. Da der Unterschied der dynamischen Eigenschaften zwischen Originalsystem und reduzierten Systemen nur gering war, schlussfolgern wir, dass das in DYNAMOS entwickelte Modell zur Untersuchung der Dynamik von Kontrollzonennetzwerken verwendet werden kann.

2.5.4 Untersuchung des Regelleistungsbedarfs (Bearbeitung DLR-VE)

Um die eingesetzte Regelleistung in den Zonen der Oldenburg-Systems zu bewerten, wurden die absolute Regelenergie (positiv wie negativ) für die durchgeführten Simulationen summiert. Hier ergeben sich nach den gewählten Szenarien und Wettersituationen gemäß [Tabelle 6](#) die Werte in den folgenden Diagrammen.

In [Abbildung 34](#) und [Abbildung 35](#) ist die Regelenergie für einen Tag mit hoher Variabilität und geringer Variabilität in der Erzeugung durch Wind dargestellt.

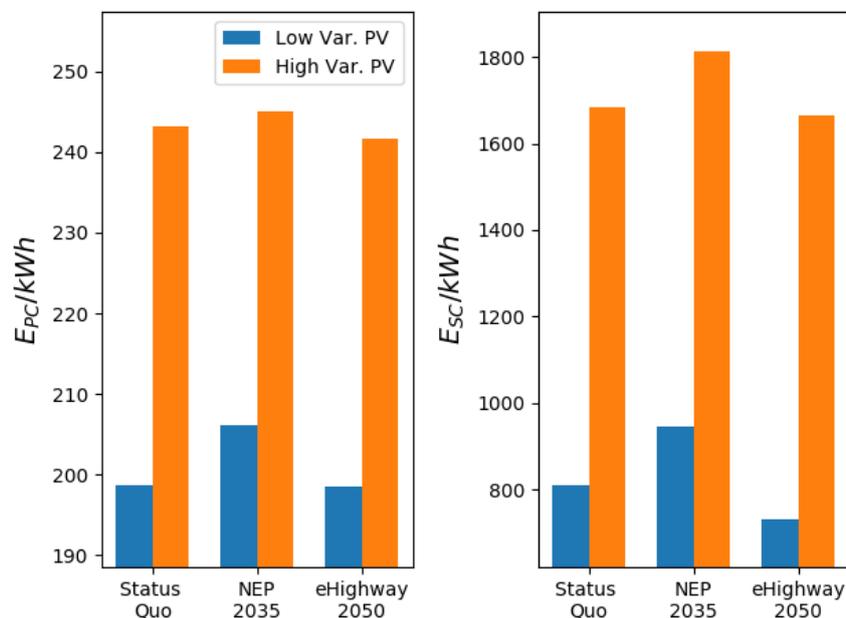


Abbildung 34: Eingesetzte Primärregelenergie (links) und Sekundärregelenergie (rechts) für die Simulationen an einem Tag mit geringer Variabilität im Wind (5.6.2013). Die blauen Balken zeigen die Regelenergie für wenig Variabilität in PV-Erzeugung, während die orangenen Balken die Regelenergie für hohe Variabilität in PV-Erzeugung darstellen.

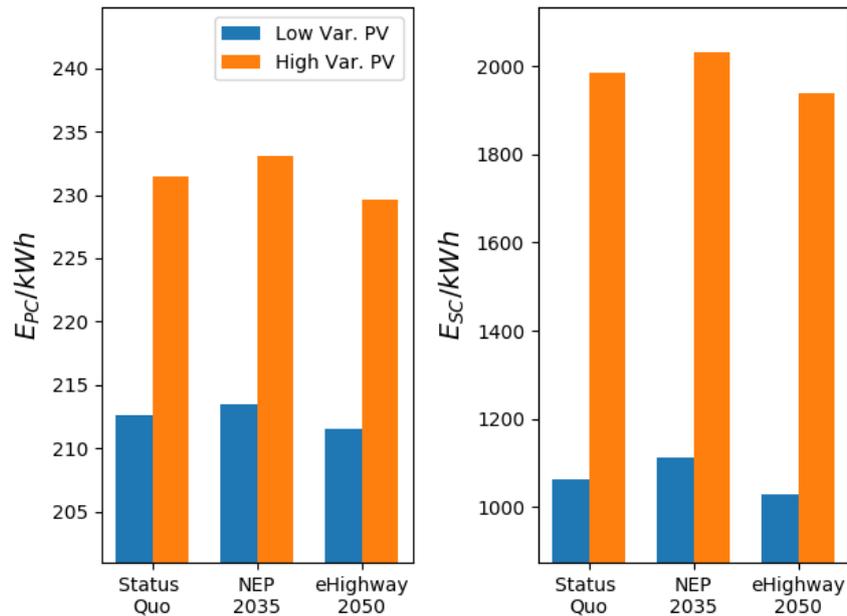


Abbildung 35: Eingesetzte Primärregelenergie (links) und Sekundärregelenergie (rechts) für die Simulationen an einem Tag mit hoher Variabilität im Wind (2.22.2013). Die blauen Balken zeigen die Regelenergie für wenig Variabilität in PV-Erzeugung, während die orangenen Balken die Regelenergie für hohe Variabilität in PV-Erzeugung darstellen.

Während der Unterschied zwischen der eingesetzten Primärregelenergie vergleichsweise klein für die betrachteten Wettersituationen und Ausbauszenarien ist, unterscheidet sich die eingesetzte Sekundärregelenergie deutlich.

Die Regelenergie weist für die Kombinationen verschiedener Wettervariabilität die höchsten Werte für das Szenario NEP2035 auf. Für das Szenario mit einem noch höheren Anteil an Erzeugung aus Wind und PV (eHighway 2050) wird weniger Regelenergie benötigt. Dieses Ergebnis unterstreicht die in den Arbeiten zur Stabilitätsanalyse gewonnene Erkenntnis, dass der Ausbau von erneuerbarer Erzeugung und die damit verbundene Reduktion von Momentanreserve sich nicht notwendigerweise negativ auf die Dynamik des Systems bzw. auf den Bedarf an Regelleistung auswirken.

2.5.5 Adressierung der Kernfragen und wissenschaftliche Verwertung (Bearbeitung DLR-VE, UniOI)

Zusammenfassend ergeben sich die folgenden Antworten auf die Kernfrage:

1. Um die Dynamik des Gesamtsystems auch im Hinblick auf die Frequenzstabilität und die Wechselwirkung der Regelmechanismen zu bewerten, muss das System mithilfe von (retardierten) Differentialgleichungen beschrieben werden. Hierfür müssen zeitkontinuierliche Modelle für Erzeugung und Verbrauch genutzt werden. Eine Beschreibung von Erzeugung und Verbrauch in der üblichen 15-Minuten Auflösung ist nicht ausreichend.
2. Da die Verfügbarkeit von Datensätze in hoher zeitlicher Auflösung, wie z.B. der Netzfrequenz oder des Verbrauchs, stetig zunimmt, wird eine Bewertung systemischer Effekte möglich. Die Netzfrequenz alleine enthält Information, die z.B. den Anteil an Momentanreserve charakterisiert. Des Weiteren können stark abstrahierte Modelle, wie das in DYNAMOS

entwickelte Modell, Aufschluss über generelle Trends bei der Reduktion der Trägheit bzw. dem Ausbau von Erneuerbarer Energie geben.

3. Neben Konzepten zur Bereitstellung von virtueller Trägheit durch Leistungselektronik, haben die von uns durchgeführten Arbeiten ergeben, dass es sinnvoll ist, den Ort des Ausbaus von Erzeugung ohne Momentanreserve im Gesamtsystem zu wählen. Hiermit kann der Parameterbereich für einen stabilen Synchronzustand maximiert werden.
4. Höhere Frequenzen in dem Stromhandel sowie Subventionen die den Ausbau an von erneuerbaren Energien mit ihrem Einfluss auf die Stabilität in spezifischen Ort fördern, können die Stabilität des Gesamtsystems erhöhen.

II.5 Fortschritte auf dem Gebiet bei anderen Stellen

Die Nachbildung der Netzfrequenz mithilfe stochastischer Methoden wurde auch an anderen Forschungsinstituten verfolgt. So wurde in (Gorjão, et al. 2020) ein Modell zur Beschreibung des Netzfrequenz entwickelt, das auch den besonderen Einfluss des Fahrplanwechsel berücksichtigt. Eine detaillierte Analyse der stochastischen Eigenschaften der Netzfrequenz ist (Anvari 2019) zu entnehmen. Des Weiteren wurde auch der Einfluss der Sekundärregelleistung in Hinblick auf Effekte die in komplexen Systemen auftreten, wie z.B. das Braess-Paradoxon (Tchuisseu 2018), untersucht.

II.6 Veröffentlichungen

Die wissenschaftlichen Ergebnisse aus dem DYNAMOS Projekt konnten vom DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme und der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg bereits innerhalb der Projektlaufzeit veröffentlicht werden. Eine exemplarische Übersicht ist der folgenden Aufstellung zu entnehmen:

Begutachtete Veröffentlichungen:

- Böttcher, C.P., Otto, A. Kettemann, S. und Agert, C. "Time Delay Effects in the Control of Synchronous Electricity Grids". *Chaos: An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science* 30.1 (2020).
- Lohmann, G.M. "Irradiance Variability Quantification and Small-Scale Averaging in Space and Time: A Short Review". *Atmosphere* 9.7, 264 (2018).
- Lohmann, G.M. and Monahan, A.H. "Effects of temporal averaging on short-term irradiance variability under mixed sky conditions". *Atmospheric Measurement Techniques* 11.5, 3131–3144 (2018).
- Lohmann, G. M., A. Hammer, A. H. Monahan, T. Schmidt und D. Heinemann. „Simulating clearsky index increment correlations under mixed sky conditions using a fractal cloud model“. *Solar Energy* 150, 255–264 (2017).

Vorträge und Poster auf Fachkonferenzen:

- Böttcher, P.C. (2019). "Model for Grid Frequency Dynamics with Delayed Control" (Vortrag), HGF Energie System 2050: Workshop Forschungsthema 1, Dresden, November 2019
- Böttcher, P.C. (2019). "Time delay effects in the control of synchronous electricity grids", XXXIX. Dynamics Days Europe, 2-6.9.2019 Universität Rostock
- Böttcher, P.C., Otto, A. und Kettemann, S. (2019), "Time delay effects in the control of synchronous electricity grids", CondyNet2 Fokusworkshop, 22.-26.07.2019 Dresden (Vortrag)
- Böttcher, P.C. (2019). "Time delay effects in the control of synchronous electricity grids", Future Electric Power Systems and the Energy Transition, 3.2-9.2.2019 Champéry (Schweiz)
- Böttcher, P.C. (2018). Energiesystemmodellierung in Oldenburg, DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme, 6.12.2018 Oldenburg
- Böttcher, C.P. (2018). "DYNAMOS", Besuch des Instituts für Energietechnik, TU Dresden, 1.11.2018
- Böttcher, C.P., Otto, A. und Kettemann, S. (2018). "Time delay effects in the control of synchronous electricity grids", International Conference on Control of Self-Organized Nonlinear Systems, 9.9-13.9.2018 Warnemünde
- Böttcher, P.C. und Kettemann, S. (2018). "Delayed Control of the Synchronous European Electricity Grid", 675. WE-Heraeus-Seminar: Delayed Complex Systems, Physikzentrum Bad Honnef, 2.7-5.7.2018 (Poster und Vortrag)
- Proedrou, E. Böttcher, P.C. und Lohmann G.M. (2019). "DYNAMOS: Dynamical Systematic Effects Caused by Increased Share of Highly Fluctuating Feed-In". Jahrestreffen Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse, 22.-23.05. Aachen. (Poster und Vortrag)
- Böttcher, P.C. (2018). "Control of Electricity Grids", AG Komplexe Systeme und Nichtlineare Dynamik, TU Chemnitz (Vortrag)
- Proedrou, E. und Böttcher, P.C. (2017). "DYNAMOS: Dynamical Systematic Effects Caused by Increased Share of Highly Fluctuating Feed-In". Jahrestreffen Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse, 27.-28.04. Berlin. (Poster)
- Lohmann, G. M., A. Hammer, A. H. Monahan, T. Schmidt und D. Heinemann (2018). „Ein fraktales Wolkenmodell zur Simulation hochaufgelöster Solarstrahlungsvariabilität“. 5. Fachtagung Energiemeteorologie. Goslar, Germany.
- Mehrens, A. R., A. Hammer, L. von Bremen und D. Heinemann (2017). "Temporal correlation of spatially distributed solar irradiance and wind speed measurements". 4th International Conference on Energy & Meteorology (ICEM). Bari, Italy.

- Böttcher, P.C. und Kleinhans, D. (2017). "Towards an Integrated Model for Stochastic Effects in Power System Dynamics and Control". DPG-Frühjarestagung, 19.-24.03. Dresden. (Poster)
- Kleinhans, D. (2016). "Challenges in Complex Renewable Energy Systems: The Role of Storage Systems". 100% Renewable Energies, 05.10. Flensburg. (Vortrag)

Datensätze:

- Schmidt, T. und G. M. Lohmann (2018). „A 10 Hz irradiance dataset from Oldenburg, Germany“. Zenodo.

Literaturverzeichnis

A.-C. Agricola, H. Seidl, and S. Mischinger. *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer*. Studie, dena, Deutsche Energie-Agentur, 2014.

al., T. Vogt et. *RESTORE 2050: Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050*. Schlussbericht , Wuppertal: TIB, 2017.

Anvari, Mehrnaz, et al. „Stochastic properties of the frequency dynamics in real and synthetic power grids.“ *arXiv preprint*, 2019: arXiv:1909.09110 .

Asal, H and Madsen, B and Weber, HW. „Development in power-frequency characteristic and droop of the UCPT/ Central power system and proposals for new recommendations for primary control.“ *Proceedings of 37 CIGRE Session*, 1998: 39-115.

Bergman, J. W., E. J. Jensen, L. Pfister und T. V. Bui. „Air parcel trajectory dispersion near the tropical tropopause.“ *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 121.8, 2016: 3759–3775.

Beyer, H. G., A. Hammer, J. Luther, J. Poplawska, K. Stolzenburg und P. Wieting. „Analysis and synthesis of cloud pattern for radiation field studies.“ *Solar Energy* 52.5, 1994: 379–390.

Bruckner, H. Kondziella and T. „Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems—a review of research results and methodologies.“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 2016: 10-22.

Cai, C. und D. Aliprantis. „Cumulus cloud shadow model for analysis of power systems with photovoltaics.“ *Power Systems, IEEE Transactions on* 28.4, 2013: 4496–4506.

D. Jost, A. Braun, and R. Fritz. „Dynamic dimensioning of frequency restoration reserve capacity based on quantile regression.“ *European Energy Market (EEM)*. Lisbon, Portugal, 2015. 1-5.

Einfalt, A., et al. *ADRES Comcept: Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative Energiesysteme* . Endbericht, Wien: TU Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2011.

F. Müsgens, A. Ockenfels, and M. Peek. *Balancing Power Markets in Germany: Timing Matters*. Working Paper, b.tu Institute Power Engineering, 2011.

- Filatrella, Giovanni and Nielsen, Arne Hejde and Pedersen, Niels Falsig. „Analysis of a power grid using a Kuramoto-like model.“ *The European Physical Journal B-Condensed Matter and Complex Systems*, 2008: 485-491.
- Fournier, A., D. Fussell und L. Carpenter. „Computer rendering of stochastic models.“ *Communications of the ACM* 25.6, 1982: 371–384.
- Fünfgeld, C., and Tiedemann, R. *Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile - step-by-step*. VDEW Materialien M-05/2000, Cottbus: Brandenburgische Technische Universität Cottbus - Lehrstuhl Energiewirtschaft, 2000.
- G. Filatrella, A. H. Nielsen & N. F. Pedersen. „Analysis of a power grid using a Kuramoto-like model.“ *The European Physical Journal B*, 61, 2008: 485-491.
- Gneiting, T., H. Ševčíková und D. B. Percival. „Estimators of Fractal Dimension: Assessing the Roughness of Time Series and Spatial Data.“ *Statistical Science* 27.2, 2012: 247–277.
- Gorjão, Lenardo Rydin, Anvari Mehrnaz, Holger Kantz, Dirk Witthaut, Marc Timme, und Benjamin Schäfer. „Data-driven model of the power-grid frequency dynamics.“ *IEEE Access*, 20. Januar 2020: 1-1.
- Graul, C. und C. Poppinga. *bReeze: Functions for Wind Resource Assessment*. <https://CRAN.R-project.org/package=bReeze>., 2018.
- Haehne, Hauke and Schmietendorf, Katrin and Tamrakar, Samyak and Peinke, Joachim and Kettemann, Stefan. „Propagation of wind-power-induced fluctuations in power grids.“ *Physical Review E*, 2019: 050301.
- Handbook, UCTE Operations. *Policy 1: Load-frequency control and performance (2004)*. Technical Report UCTE OH, 2004.
- Hirth, Lion, and Inka Ziegenhagen. „Balancing power and variable renewables: Three links.“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 2015: 1035-1051.
- Hoff, T. E. und R. Perez. „Modeling PV fleet output variability.“ *Solar Energy* 86.8, 2012: 2177–2189.
- Hoffmann, P., et al. *Praxistest „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“*. Forschungsbericht, Saarbrücken: Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), 2012.
- Hu, Jing, et al. „Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design.“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2018: 2181-2195.
- Huang., Z. Wu and N. E. „Ensemble empirical mode decomposition: A noise-assisted data analysis method.“ *Advances in Adaptive Data Analysis*, 2009: 01(01):1-41.
- J. Frunt, W. Kling, and P. Van den Bosch. „Classification and quantification of reserve requirements for balancing.“ *Electric Power Systems Research*, 80(12), 2010: 1528–1534.
- Kundur, Prabha, Neal J. Balu, and Mark G. Lauby. *Power system stability and control, Vol 7*. New York: McGraw-hill, 1994.

- Kurth, M and Welfonder, E. „Importance of the selfregulating effect within power systems.“ 2006: 345-352.
- Lohmann, G. M. et al. „Ein fraktales Wolkenmodell zur Simulation hochaufgelöster Solarstrahlungsvariabilität.“ *5. Fachtagung Energiemeteorologie*. Goslar, Deutschland, 2018.
- Lohmann, G. M. et al. „Simulating clear-sky index increment correlations I.“ *Solar Energy* 150, 2017: 255–264.
- Lohmann, G. M., A. Hammer, A. H. Monahan, T. Schmidt und D. Heinemann. „Simulating clear-sky index increment correlations under mixed sky conditions using a fractal cloud model.“ *Solar Energy*, 2017: 255-264.
- Lohmann, G.M., Monahan, A.H. und D. Heinemann. „Local short-term variability in solar irradiance.“ *Atmospheric Chemistry and Physics* 16.10, 2016: 6365–6379.
- Machowski. *Power system dynamics: stability and control*. Wiley, 2011.
- Macke, A., P. Seifert, H. Baars, C. Barthlott, C. Beekmans, A. Behrendt, B. Bohn, M. Brueck, J. Bühl, S. Crewell et al. „The HD(CP)2 Observational Prototype Experiment (HOPE) – an overview.“ *Atmos. Chem. Phys.* 17.7, 2017: 4887-4914.
- Mandelbrot, B. B. und J. R. Wallis. „Noah, Joseph, and Operational Hydrology.“ *Water Resources Research* 4.5, 1968: 909–918.
- Martin Rohden, Andreas Sorge, Dirk Witthaut, Marc Timme. „Impact of network topology on synchrony of oscillatory power grids.“ *Chaos: An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science*, 1(24), 2014: 013123.
- Perpiñán, O. „solaR: Solar Radiation and Photovoltaic Systems with R.“ *Journal of Statistical Software* 50.9, 2012: 1–32.
- Rodrigues, Francisco A and Peron, Thomas K DM and Ji, Peng and Kurths, Jürgen. „The Kuramoto model in complex networks.“ *Physics Reports*, 2016.
- Rohden, Martin, et al. „Self-organized synchronization in decentralized power grids.“ *Physical review letters*, 109.6, 2012: 064101.
- Rusen, S. E., A. Hammer und B. G. Akinoglu. „Estimation of daily global solar irradiation by coupling ground measurements of bright sunshine hours to satellite imagery.“ *Energy* 58, 2013: 417–425.
- Schäfer, B., Beck, C., Aihara, K., Witthaut, D. and Timme, M. „Non-gaussian power grid frequency fluctuations characterized by lévy-stable laws and superstatistics.“ *Nature Energy*, 3, 2018.
- Schwab, Adolf J. *Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. 5. Auflage*. Springer Vieweg, 2017.
- Sevcikova, H., D. Percival und T. Gneiting. *fractaldim: Estimation of fractal dimensions*. <https://CRAN.R-project.org/package=fractaldim>, 2014.

- Tchuisseu, Eder Batista Tchawou and Gomila, Damián and Colet, Pere and Witthaut, Dirk and Timme, Marc and Schäfer, Benjamin. „Curing Braess' paradox by secondary control in power grids.“ *New Journal of Physics*, 2018: 083005.
- U.P. Mueller, L. Wienholt, D. Kleinhans, I. Cusmann, W.D. Bunke, G. Pleßmann, J. Wendiggensen. „The eGo grid model: An open source approach towards a model of German high and extra-high voltage power grids.“ *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing, 2018. 012003.
- Ulbig, Andreas and Borsche, Theodor S and Andersson, Göran. „Impact of low rotational inertia on power system stability and operation.“ *IFAC Proceedings Volumes*, 2014: 7290--7297.
- Verzijlbergh, R. A., et al. „Institutional challenges caused by the integration of renewable energy sources in the European electricity sector.“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 75, 2017: 660-667.
- Wiersema, Ubbo F. *Brownian motion calculus*. John Wiley & Sons, 2008.
- Witthaut, Dirk, and Marc Timme. „Braess's paradox in oscillator networks, desynchronization and power outage.“ *New journal of physics*, 14.8, 2012: 083036.