

MEO - Modellexperimente in der operativen Energiesystemanalyse

Gemeinsamer Schlussbericht

FKZ 03ET4078 A-I

*Gefördert durch das Bundesministerium für
Wirtschaft und Klimaschutz*

01/2019 – 12/2021

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Dieser Bericht ist Ergebnis des Verbundvorhabens „Modellexperimente in der operativen Energiesystemanalyse (MEO)“. Das diesem Bericht zugrundeliegende Forschungsvorhaben wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Projektlaufzeit: Januar 2019– Dezember 2021

Projektkoordination: Helmut-Schmidt-Universität

Projektpartner:

Helmut-Schmidt-Universität Hamburg ^a, Institut für Automatisierungstechnik, Lehrstuhl-Leitung: Prof. Dr. Ing. Alexander Fay

Universität Duisburg-Essen ^b, Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und Softwaretechnik, Lehrstuhl-Leitung: Prof. Dr. Stefan Eicker

Universität Kassel ^c, Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Fachgebietsleitung: Prof. Dr. Ing. Martin Braun

Bergische Universität Wuppertal ^d, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Lehrstuhl-Leitung: Prof. Dr. -Ing. Markus Zdrallek

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. ^e, Wissenschaftliche Leitung: Dr.-Ing. Serafin von Roon, Geschäftsführer: Dr.-Ing. Christoph Pellingner

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. ^f, Wissenschaftlicher Vorstand: Prof. Dr.-Ing. habil. Klaus Görner, Geschäftsführender Vorstand: Dr.-Ing. Rolf Albus

Fraunhofer-Gesellschaft/ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik ^g, Teamleitung: Dr. rer. nat. Tanja Kneiske,

Hochschule Offenburg ^h, Institut für Energiesystemtechnik, Lehrstuhl-Leitung: Prof. Dr. -Ing. Jens Pfafferott

OFFIS – Institut für Informatik ⁱ, FuE-Bereich Energie, Leitung: Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff

Autorinnen/Autoren: Jan-Philip Beck ^a, Alexander Fay ^a, Christian Derksen ^b, Jannis Kupka ^c, Lars-Peter Lauven ^c, Kristof Kamps ^d, Robert Schmidt ^d, Janis Reinhard ^e, Annika Heyer ^f, Jörn Benthin ^f, Simon Ruben Drauz ^g, Parantapa Sawant ^h & Jan Sören Schwarz ⁱ.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Gesamtzeitplan & kostenneutrale Verlängerung HSU	10
Abbildung 2-1: Grundsätzlicher Ablauf der Zuverlässigkeitsberechnung (in Anlehnung an [44, 39, 42, 43]	18
Abbildung 2-2 Überblick über die Szenarien	19
Abbildung 2-3 Schematische Darstellung des ländlichen Niederspannungsnetzes in SimBench..Die gestrichelten Linien stellen eine Reihe von mehreren elektrischen Leitungen ohne dazwischen liegende Lasten oder DERs dar. [49]	21
Abbildung 2-4 Lastprofil und Umgebungstemperatur über eine Woche im Winter für ein Passivhaus	22
Abbildung 2-5 Lastprofil und Umgebungstemperatur über eine Woche im Winter für ein altes Wohnhaus (bis 1978).....	22
Abbildung 2-6 Spannungen am Knoten LV3.101 Bus 1 am 15.02.2016	24
Abbildung 2-7 Einspeisegänge der Modelle für Anlage mit Südausrichtung über die Tage des Jahres	27
Abbildung 2-8 Mittlere und maximale Einspeisung über alle Tage des Jahres pro Institut; a) FfE, b) GWI, c) UDE.....	28
Abbildung 2-9 a) Eingespeiste Energie übers Jahr, b) maximale Einspeiseleistung nach Institut und Ausrichtung	29
Abbildung 2-10 Boxplot der Abweichung der Einspeisegänge der einzelnen Modelle	29
Abbildung 2-11 Flow-Chart für den rONT.....	31
Abbildung 2-12 Denkbare Einflussfaktoren auf die Ladelastprofile von Elektrofahrzeugen.....	34
Abbildung 2-13: Vergleich der Simulationsergebnisse von OpSim und TransiEnt für den vom Elektrolyseur produzierter Wasserstoffmassenstrom an drei ausgewählten Tagen im März.....	38
Abbildung 2-14: Minimaler relativer Druck (aufgrund der Druckverluste in den Rohrleitungen) im Gasnetz mit 100 % Wasserstoff für drei Tage im März	39
Abbildung 2-15 Auftretende Variation der Dichte innerhalb des Gasnetzes für die beiden Modellansätze TransiEnt und OpSim – a) Netz mit 100 % Wasserstoff; b) Einspeisung von Wasserstoff in Erdgas.....	39
Abbildung 2-16: Minimale und maximale Reynoldszahlen im Gasnetz für die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgas	41
Abbildung 2-17: Minimale und Maximale Wasserstoffanteile (Massenbezogen) im Gasnetz für die beiden Modellansätze (TransiEnt und OpSim)	41
Abbildung 2-18: Minimaler relativer Druck im Gasnetz mit Erdgas als Grundgas und Wasserstoffeinspeisung für drei Tage im März	42
Abbildung 2-19: Schema-Darstellung des Wärmepumpensystems mit Energieflüssen (blau) und Signalrichtungen (orange). Gestrichelte Signale wurden indirekt modelliert über entsprechende Wärmeleistungsbedarfe.	44
Abbildung 2-20: Elektrische Leistungsverteilung über ein Jahr für die 4 beteiligten Modelle [64]	46
Abbildung 2-21: Modell-Vergleich des thermischen Outputs der Wärmepumpen an zwei aufeinanderfolgenden Tagen im Februar (Winter), April (Übergang) und Juli (Sommer). [64]	47
Abbildung 2-22: Modell-Vergleich des durchschnittlichen Temperaturverlaufs des Warmwasserspeichers an zwei aufeinanderfolgenden Tagen im Februar (Winter), April (Übergang) und Juli (Sommer). [64]	47
Abbildung 2-23: Modell-Vergleich des thermischen Outputs der Heizstäbe an zwei aufeinanderfolgenden Tagen im Februar (Winter), April (Übergang) und Juli (Sommer). [64]	47

Abbildung 2-24 Mittlere Tanktemperatur für die verschiedenen Modelle in den Jahreszeiten Winter (oben), Übergang (Mitte) und Sommer (unten) [64]	51
Abbildung 2-25 Mittlere Temperaturverteilung der verschiedenen Modelle für das ganze Jahr [64].....	51
Abbildung 2-26 Temperaturschichtung für die Modelle μ GRiDS und TransiEnt in den Winter-, Übergangs- und Sommermonaten [64]	52
Abbildung 2-27: Überblick über die Umsetzung des Co-Simulations-Szenarios.....	54
Abbildung 2-28 Spannung der Netzknoten ohne Wärmepumpen im mosaik	55
Abbildung 2-29 Spannung von Netzknoten mit Wärmepumpe ohne spannungsbasierten Regler im mosaik	55
Abbildung 2-30 Spannung von Netzknoten mit Wärmepumpe mit spannungsbasiertem Regler in mosaik	55
Abbildung 2-31 Spannung von Netzknoten mit Wärmepumpe mit spannungsbasiertem Regler in OpSim	55

Verzeichnis von Abkürzungen

μGRiDS	Microscale Grid Reactive Decentralized Energy Systems
BDL	Bidirektionales Lademanagement
BUW	Bergische Universität Wuppertail
CAMS	Copernicus Atmosphere Monitoring Service
CCCV	Constant Current Constant Voltage
DEA	dezentrale Einspeiseanlagen
DER	distributed energy resource
DETC	Umsteller
DSO	Verteilnetzbetreiber
DWD	Deutscher Wetter Dienst
e ² n	Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze
ESFH	Einfamilienhäuser
EVT	Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
GDRA	Gasdruckregelanlage
GWI	Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
HSU	Helmut-Schmidt-Universität
IFA	Instituts für Automatisierungstechnik
INES	Instituts für nachhaltige Energiesysteme
KBA	Kraftfahrt-Bundesamt
KDEE	Kompetenzzentrums für Dezentrale Elektrische Energieversorgungstechnik
MFH	Mehrfamilienhäuser
MPP	Maximum Power Point
MS	Mittelspannung
NNS	Netznutzungssituationen
OLTC	Laststufenschalter
PV	Photovoltaik
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SoC	Ladestand (State of Charge)
UDE	Universität Duisburg-Essen

Abbildungsverzeichnis	2
Verzeichnis von Abkürzungen	4
1 Einleitung	6
1.1 Motivation und Ziele des Vorhabens.....	6
1.2 Kurzvorstellung der Projektpartner	6
1.3 Bezug zu den förderpolitischen Zielen.....	9
1.4 Aufbau des Berichts.....	9
1.5 Planung und Durchführung des Projekts	10
2 Eingehende Ergebnisdarstellung	10
2.1 Vorstellung der beteiligten Energiesystemmodelle	10
2.2 Methodik des Modellvergleichs	18
2.3 Szenarien des Modellvergleichs	20
2.4 Schlussfolgerungen aus den Modellexperimenten	56
3 Lessons Learned	56
4 Verwertung der Projektergebnisse	57
5 Veröffentlichungen	59
6 Referenzen	61
7 Anhang	68

1 Einleitung

1.1 Motivation und Ziele des Vorhabens

In der Energiesystemanalyse werden Fragen hinsichtlich der Ausgestaltung unseres Energiesystems untersucht. Ein prominentes Beispiel hierfür ist die Ermittlung von kostenoptimalen Ausbaupfaden zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Die gefundenen Antworten bilden in der Energiepolitik eine wichtige Grundlage für die Erarbeitung regulatorischer Maßnahmen. Aufgrund von Komplexität und Umfang der untersuchten Systeme müssen bei der Modellierung jedoch Vereinfachungen vorgenommen werden, bspw. hinsichtlich der zeitlichen und räumlichen Auflösung von Energieerzeugung und -verbrauch oder der Netzinfrastrukturen. Hierdurch bleibt in der klassischen Energiesystemanalyse teilweise offen, welche operativen Auswirkungen die gefundenen Antworten im realen System haben.

Die zur Schließung dieser Lücke benötigten Ansätze unterscheiden sich von solchen der klassischen Energiesystemanalyse, welche eine strategische Ausrichtung aufweist. Sie werden daher im Folgenden unter dem Begriff operative Energiesystemanalyse subsumiert. Hierzu zählen beispielsweise Modelle, mit denen der Betrieb von Stromnetzen in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung simuliert werden kann, um zu ermitteln, wie sich bestimmte Erzeugungsstrukturen auf die Spannungsniveaus auswirken. Es ist offensichtlich, dass derartige Modelle als Ausgleich für die höhere Auflösung nur einen geringeren Systemumfang abbilden können. Daher fokussieren die Modelle der operativen Energiesystemanalyse jeweils auf bestimmte Teilaspekte des Energiesystems, wie zum Beispiel die Modellierung von Betriebsstrategien für virtuelle Kraftwerke oder die Auswirkungen von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf (räumlich hoch aufgelöste) Wärme- und Stromnetze.

Dort, wo Modelle der operativen Energiesystemanalyse untereinander Überschneidungen aufweisen, stellt sich zunächst die Frage, ob sie bei gleichgearteten Fragestellungen auch die gleichen Antworten liefern. Dies zu beantworten war erstes Ziel des hier beschriebenen Vorhabens. Das zweite Ziel war, im Falle von Differenzen zu ermitteln, worin diese begründet liegen. Es waren nicht nur die Modelle selbst, sondern auch das methodische Vorgehen zur Modellerstellung und Simulation in Betracht zu ziehen. Die darauf aufbauende Identifikation von individuellen Optimierungspotenzialen war das dritte Ziel. Da die operative Energiesystemanalyse noch ein recht junger Forschungsbereich ist, existiert darüber hinaus Klärungsbedarf, welches Modell sich für welche Untersuchungen besonders eignet und welches methodische Vorgehen sich empfiehlt. Die Beantwortung dieser Fragen stellte das vierte Ziel des Vorhabens dar.

1.2 Kurzvorstellung der Projektpartner

SOFTEC - Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und Softwaretechnik, Universität Duisburg-Essen

Der Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und Softwaretechnik (SOFTEC) unter der Leitung von Prof. Dr. Stefan Eicker ist primär im Bereich des Softwareengineering aktiv. Forschungsgegenstände sind beispielsweise Vorgehensmodelle, Softwarearchitekturen und -prozesse oder IT-Service Management. Nach der Auflösung des Lehrstuhls DAWIS werden zudem die Arbeiten zur informationstechnischen Kontrolle verteilter Energiesysteme am Lehrstuhl fortgeführt. Entsprechend fließen die Erfahrungen und Werkzeuge aus vorherigen Projekten in das Portfolio des Lehrstuhls mit ein. Hierzu gehört unter anderem die agentenbasierten Entwicklungs- und Ausführungsumgebung Agent.Workbench sowie der hieraus entwickelte, holistische Ansatz des sog. Energie-Agenten. Dieser wurde u.a. im BMWi-geförderten Projekt Agent.HyGrid so weiterentwickelt, dass Energie-

Agenten durchgängig in Simulationen, in hybriden Testbed-Szenarien sowie in realen, dezentralen Anwendungsfällen zum Einsatz gebracht werden können. Neben den Erfahrungen aus dem auf elektrische Verteilnetze fokussierten Forschungsprojekt Agent.HyGrid, bestehen Erfahrungen aus einer Reihe von Projekten zur energetischen Kontrolle von Gas-, Wärme- und Produktionsprozessen, die gleichfalls auf dem Ansatz des Energie-Agenten basieren.

e²n - Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Universität Kassel

Das Fachgebiet „Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze“ (e²n) wird von Prof. Dr.-Ing. Martin Braun geleitet, der sich in seinen Forschungsarbeiten seit ca. 14 Jahren mit der Netzintegration von erneuerbaren Energien, dezentralen Energieversorgungssystemen, sowie Methoden, Konzepten, Simulationen und Optimierungen für Netzbetriebsführungen und Netzplanungen befasst. Prof. Braun leitet auch die Abteilung Betrieb Verteilungsnetze am Fraunhofer IEE. Das Fachgebiet ist zudem Teil des Kompetenzzentrums für Dezentrale Elektrische Energieversorgungstechnik (KDEE). In der Forschung bearbeitet das Fachgebiet e²n Fragen im mittel- und langfristigen Zeithorizont für das grundlegend neue Energiesystemdesign. Hierfür erfolgt die interdisziplinäre Entwicklung von Methoden, Konzepten und Verfahren zur Analyse, Betriebsführung und Auslegung des zukünftigen dezentralen Stromversorgungssystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Ein besonderer Schwerpunkt ist dabei Entwicklung von Methoden zur Modellbildung und (Echtzeit-)Simulation zur Analyse und Beschreibung des Systems in verschiedenen Zeitskalen und Systemebenen. Ein weiterer Schwerpunkt ist die Optimierung der Betriebsführung des elektrischen Netzes durch multikriterielle Optimierung über verschiedene Akteure, Regelungsstrategien und Zeitskalen. Weiterhin werden Lösungen für robustes Systemverhalten im Fehlerfall und für den Netzwiederaufbau entwickelt. Für die Untersuchungen der verschiedenen Aspekte kommen unterschiedliche Methodiken und Tools zur Anwendung, zu denen state-of-the-art Simulationswerkzeuge gehören. Zusätzlich entwickelt das Fachgebiet zusammen mit dem Fraunhofer IEE und einer weltweiten Community das Open Source Netzanalyseprogramm pandapower mit der proprietären Erweiterung pandapower Pro für beschleunigte und parallelisierte Verfahren für rechenintensive Aufgaben, wie etwa Jahresberechnungen und gesamtheitliche SmartGrid-Simulationen.

EVT - Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

Der Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal (BUW) unter der Leitung von Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek ist seit vielen Jahren im Bereich der Modellbildung von Netzen und Netzbetrieb, der Entwicklung und dem Betrieb innovativer elektrischer Energieversorgungsnetze sowie der Grundsatz- und Ausbauplanung elektrischer Energieversorgungsnetze tätig. Schwerpunkt von Forschung und Lehre sind die fünf Forschungsgebiete „Betriebskonzepte und Sektorenkopplung“, „Energimärkte und Flexibilitätsmanagement“, „Intelligente Netz und Systeme“, „Netzstrukturen und Netzplanung“ sowie „Zustandsbewertung und Asset-Management“ und die damit einhergehende Einbindung von regenerativen Energiequellen in das existierende Energieversorgungssystem. Es liegen vielfältige Erfahrungen aus Forschungsk Kooperationen mit Netzbetreibern und Industriepartnern in konkreten Planungsprojekten von Transport-, Verteilungs- und Industrienetzen vor. Der technische und wirtschaftliche Vergleich von konventionellen und innovativen Planungsansätzen sowie die Einbeziehung neuartiger Netzbetriebsmittel und Betriebsführungskonzept kennzeichnet hierbei die übergeordnete Fragestellung in vielschichtigen Forschungsprojekten. Die Suche nach zukunftsfähigen Netzstrukturen für die Energiewende und die Entwicklung intelligenter Netzkomponenten und deren Schnittstellen zum Markt (Smart Market) stellen somit die zentralen Forschungsthemen des Lehrstuhls dar. Darüber hinaus ist der Lehrstuhl an der Konzeption und Realisierung von Smart-Grids bei verschiedenen deutschen und europäischen Netzbetreibern eng beteiligt. Mit

dem Forschungsprojekt „iNES – Intelligentes Verteilnetzmanagement-System“ (mehrfach ausgezeichnet, unter anderem mit dem HERMES-Award für Innovationen 2014 auf der Hannover-Messe) wurde das in Wuppertal entwickelte Konzept der dezentralen Netzautomatisierung gemeinsam mit den Projektpartnern zur Marktreife geführt.

FfE – Forschungsstelle für Energiewirtschaft

Die FfE ist eine unabhängige Institution, die sich auf wissenschaftlicher Grundlage mit energietechnischen und energiewirtschaftlichen Fragen befasst. Ihre Forschungsergebnisse erarbeitet sie energieträgerübergreifend und vertritt sie frei von politischen Richtungen - auf Basis wissenschaftlicher Methoden und Analysen.

Seit 1949 widmet sich die FfE der "Förderung der praktischen Energiekunde", um einen möglichst effizienten Energieeinsatz zu erreichen. Ein ganzheitlicher Ansatz berücksichtigt gleichermaßen marktliche, regulatorische, gesellschaftliche und ökologische Faktoren. Die zunehmend integrierte, technologiebasierte Energiesystem-Modellierung führt das Wechselspiel dieser Aspekte zusammen. Dies ermöglicht Stakeholdern in Gesellschaft, Unternehmen und Politik ein gleichermaßen vernünftiges wie effizientes Handeln, um die Vision der Energierationalität für das gesamte Energiesystem weiter voranzutreiben.

GWV - Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Das Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWV) ist ein gemeinnütziges und unabhängiges Forschungsinstitut, das 1937 unter dem Dach der Vereinigten Institute für Wärmetechnik gegründet wurde. Mit der Energiewende hat sich das GWV zu einem technologieoffenen Energie-Institut weiterentwickelt, das im Rahmen seiner anwendungsnahen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten in zahlreichen Forschungsprojekten auf Landes-, Bundes- und EU-Ebene sowie in der direkten Zusammenarbeit mit der Industrie involviert ist. Einige der Forschungsschwerpunkte des GWV sind die Themen Power-to-X, Gas- und Wärmenetze der Zukunft, Gasbeschaffenheit und Versorgungssicherheit sowie innovative Gasanwendungstechnologien, die vom Maßstab der Haushaltsebene bis hin zu Großindustriellen Anwendungen reichen. Durch die Entwicklungen der letzten Jahre sind besonders Forschungsthemen wie die systemübergreifende Energieeffizienzbetrachtung und die Entwicklung hochflexibler Energie-Technologien in den Fokus des Interesses gerückt.

IEE – Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Kassel

Das Fraunhofer IEE – www.iee.fraunhofer.de – ist Teil der Fraunhofer Gesellschaft. Das Institut beschäftigt in Kassel derzeit ca. 310 Mitarbeiter (Wissenschaftler, Angestellte, Studenten) und befasst sich mit anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der dezentralen Energieversorgungstechnik. Die Abteilung Betrieb Verteilungsnetze (Leitung: Prof. Dr.-Ing. Martin Braun) entwickelt und untersucht Verfahren für die Planung und den Betrieb von Verteilungsnetzen, zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dezentralen Strom-Wärme-Speichersystemen sowie das Zusammenspiel verschiedener Betriebsführungsstrategien auch bei Nutzung von Anreiz- und Aggregationsmechanismen im gesamten Energieversorgungssystem.

IFA – Institut für Automatisierungstechnik der Helmut-Schmidt-Universität (HSU), Hamburg

Der Forschungsschwerpunkt des Instituts für Automatisierungstechnik (IFA) der Helmut-Schmidt-Universität Hamburg liegt im Bereich der Engineering-Werkzeuge und -Systematiken. Insbesondere Aspekte der Modellbildung, welche sich mit Produkten, Prozessen und Ressourcen beschäftigen, werden am IFA untersucht und weiterentwickelt. Der darauf aufbauende Entwurfsprozess von Systemstrukturen soll hierdurch verbessert werden, dies ist Gegenstand zahlreicher Forschungsprojekte mit Förderung durch BMWi, BMBF und DFG.

Parallel hierzu werden Fragen der Prozessoptimierung automatisierter Systeme - insbesondere im Rahmen dezentraler Entscheidungsfindung - untersucht und zukunftsorientierte Lösungsansätze entwickelt. Das auf

dezentralen Marktplätzen basierende Lastmanagementsystem DEMAPOS sowie das in Zusammenarbeit mit dem DAWIS und dem EVT entwickelte Steuerungssystem Agent.HyGrid sind dabei wichtige Beiträge im Bereich der agentenbasierten Energienetzautomation.

INES - Institut für nachhaltige Energiesysteme, Hochschule Offenburg

Im Fokus der Forschungsaktivitäten des Instituts für nachhaltige Energiesysteme (INES) steht die Untersuchung und Entwicklung von Systemen zur nachhaltigen Energienutzung. Sechs Professoren/innen und ihre Mitarbeiter/innen arbeiten interdisziplinär in verschiedenen Projekten im weitreichenden Feld der Energiesystemtechnik. Forschungs- und Entwicklungsthemen sind Smart Grids, Gebäudeenergietechnik, Batterietechnik, Photovoltaiktechnik, Energiewirtschaft und Elektromobilität. Die Gemeinsamkeiten der Projekte liegen bei der Fokussierung auf Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz sowie der Nutzung erneuerbarer Energien. Die Forschungsgruppe Advanced Building Technologies am INES forscht in der Technischen Gebäudeausrüstung mit den Schwerpunkten Heizen und Kühlen mit thermisch aktiven Bauteilsystemen, Lüftungstechnik und Raumluftströmung, fassadenintegrierter Haustechnik und Energiesystemtechnik für Gebäude. Dabei stehen Wirtschaftlichkeit, Energie- und Ressourceneffizienz sowie Arbeitsplatz- bzw. Wohnqualität im Mittelpunkt der messtechnisch orientierten Arbeiten.

OFFIS - FuE-Bereich Energie, Institut für Informatik, Oldenburg

Das Forschungsinstitut OFFIS wurde 1991 als An-Institut der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg gegründet, beschäftigt aktuell knapp 300 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und erhält institutionelle Förderung durch das Land Niedersachsen. Der FuE-Bereich Energie erforscht und entwickelt neue Formen computergestützter Informationsverarbeitung in zukünftigen Smart Grids und setzt diese in anwendungsnahen Demonstratoren um. Zentraler Bestandteil dieses Entwicklungs- und Demonstrationsprozesses ist eine simulationsgestützte Validierungsumgebung, die bereits in großen Konsortialprojekten wie Smart Nord, enera oder Designetz eingesetzt wurde bzw. aktiv eingesetzt und weiterentwickelt wird, sodass hier auf umfangreiche Vorarbeiten zurückgegriffen werden kann.

1.3 Bezug zu den förderpolitischen Zielen

Im Kontext des Förderschwerpunktes Systemanalyse des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung leistet das Projekt insbesondere einen Beitrag zu dem Förderschwerpunkt „3.14 Systemanalyse“ und den damit verbundenen Teilaspekten „3.14.1 Fachlich-thematische Analyse“, „3.14.2 Methodische Weiter- und Neuentwicklung von Energiemodellen“ und „3.14.3 Datenbasis und Kohärenz der Modelle“. Die Landschaft von Energiemodellen scheint grenzenlos, es finden sich Unmengen an kommerziellen und frei-verfügbaren Modellen zur Energiesystemanalyse.

Dem Förderaufruf MODEX folgend, hat MEO das Ziel verfolgt, die zunehmend komplexer werdenden Modelle der Energiesystemanalyse methodisch zu vergleichen. Dabei wurden in MEO nicht nur Methoden erarbeitet, um einen Vergleich überhaupt zu ermöglichen, sondern auch bestehende Benchmark-Daten genutzt und weiterentwickelt, um eine Reproduzierbarkeit durch nachfolgende Forschung sicherzustellen. Dabei wurden die Modelle sowohl quantitativen als auch qualitativen Vergleichen unterzogen, um Unterschiede herauszuarbeiten.

1.4 Aufbau des Berichts

In Abschnitt 2 werden die wesentlichen Projektergebnisse präsentiert. In Abschnitt 3 werden die gewonnenen Erkenntnisse erläutert und daraus abgeleitete Handlungsempfehlungen vorgestellt. Abschnitt 4 stellt die weiteren Verwertungsabsichten der Projektergebnisse für jeden Partner dar. Projektbezogenen Veröffentlichungen werden abschließend in Abschnitt 5 aufgelistet.

1.5 Planung und Durchführung des Projekts

Die Arbeiten für dieses Projekt wurden in fünf Arbeitspakete unterteilt.

AP 1.: Vorbereitung

AP 2.: Modellexperimente

AP 3.: Ergebnisanalyse

AP 4.: Dissemination

AP 5.: Projektkoordination

Der Bearbeitungszeitraum für das Projekt war ursprünglich vom 01.01.2019 bis zum 31.12.2021 geplant. Für den Konsortialführer wurde eine kostenneutrale Verlängerung bis zum 31.6.2022 bewilligt, um die Dissemination abschließen zu können.

	2019												2020												2021												2022																	
AP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6												
1	■																																																					
2						■																																																
3												■																																										
4	■												■												■												■																	
5	■												■												■												■																	
Ges.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42												
																															■						■						■											
																															■						■						■											

Abbildung 1-1: Gesamtzeitplan & kostenneutrale Verlängerung HSU

2 Eingehende Ergebnisdarstellung

Dieser Abschnitt stellt die wesentlichen Ergebnisse des Forschungsprojekts MEO dar. Der Abschnitt orientiert sich dabei nicht an den vorab dargestellten Arbeitspaketen, sondern stellt zunächst die beteiligten Energiesystemmodelle genauer vor, bevor dann auf die Szenarien des Modellvergleichs eingegangen wird. Der Abschnitt schließt mit allgemeinen Schlussfolgerungen.

2.1 Vorstellung der beteiligten Energiesystemmodelle

2.1.1 Energie-Agenten

Das Konzept und die Software-Toolchain des Energy Agent-Ansatzes basiert auf der Annahme, dass mit einer Zunahme der dezentral erzeugten und gleichzeitig lokal verbrauchten Energie ebenfalls die Anzahl dezentraler Digitalisierungslösungen zunehmen wird. Dies wird sich somit nicht nur auf die lokale, sondern auch auf die gesamte Energieversorgung auswirken. Abgeleitet aus dieser Erwartung zielt die Software-Toolchain des Energie-Agenten darauf ab, einen systematischen, softwaretechnischen Entwicklungsprozess bereitzustellen, der den Einsatz von Energie-Agenten in verschiedenen Anwendungsfällen ermöglicht. Nach einer initialen Entwurfsphase sind dies: i) Simulationen, ii) Testbed-Anwendungen sowie der Einsatz in hybriden Laborumgebungen und iii) der Einsatz in einem realen Vor-Ort-Anwendungsszenario, in dem ein Energie-Agent mit lokalen Energiesystemen, anderen Agenten, aber auch mit weiteren beteiligten Parteien interagiert (z.B. Netzbetreibern, Märkten und anderen). Um dies zu ermöglichen, bietet die Softwarestruktur der Energie-Agenten

eine generalisierte Schnittstelle zur Steuerung technischer Systeme an, die es erlaubt, Systemzustandsinformationen zu erhalten oder die Sollwerte eines oder mehrerer Energiesysteme zu steuern. Während diese Schnittstelle in Bezug auf den genannten Anwendungsfall individuell implementiert wird, bleiben die übrigen Bestandteile und internen Prozesse eines Energie-Agenten über den gesamten Entwicklungsprozess gleich. Dies gilt z.B. für die internen, sog. Reasoning-Prozesse (Planung und Optimierung), für die Anlagenüberwachung und den Zugriff auf externe Datenquellen (z.B. auf Datenbanken oder Webservices), vor allem aber für die Kommunikation und Interaktion mit weiteren Agenten.

Insbesondere auf Grund der letztgenannten Eigenschaft und auf Grund der Autonomie von Agenten wird u.a. die Untersuchung von Emergenzphänomen in technischen und marktorientierten Energieszenarien ermöglicht. So kann z.B. in Simulationen untersucht werden, wie sich asynchrone Kommunikation und dezentrale Entscheidungsprozesse auf die Stabilität eines Gesamtsystems (z.B. auf ein elektrisches Verteilnetz) auswirken können. Darüber hinaus können realitätsnahe Steuerungsansätze getestet und validiert werden, die auf Kommunikation oder sogar Verhandlungen basieren.

Die modulare Software-Toolchain der Energie-Agenten stellt eine Erweiterung des quelloffenen Software-Frameworks Agent.Workbench¹ (AWB) dar. AWB ist in Java entwickelt und bietet neben umfassender Abstraktionsschichten mit dazugehörigen Bibliotheksfunktionen gleichzeitig auch die Laufzeitumgebung für die entwickelten Agenten bzw. Energie-Agenten. Zur Modularisierung, und damit auch zur Erweiterung der Software, nutzt AWB das OSGI - Framework Equinox [1] sowie die Basisstruktur des hierauf aufbauenden Eclipse-RCP Frameworks. Zusammen mit weiteren Bibliotheken, wie z.B. dem bekannten JADE-Framework [2], bildet AWB die Ausgangsbasis für die Toolchain der Energie-Agenten.

Für die Modellierung von Energiesystemen und damit zur Beschreibung der zeitlichen und zustandsabhängigen Flexibilisierungsmöglichkeiten von Energiesystemen, verwenden Energie-Agenten das Energie-Optionsmodell (EOM) [3]. Dieses Framework sowie der damit verbundene Modellierungsansatz ermöglichen es, Energiesysteme in beliebigen Detailierungsgraden abzubilden und das hierzu notwendige (ingenieurtechnische) Fachwissen modularisiert in einem OSGI Software-Bundle zu bündeln. In einem Systemmodell können dabei u.a. unterschiedliche Energieträger wie Strom und Gas, aber auch Güterflüsse berücksichtigt werden. Auf Basis vereinheitlichter Entscheidungsprozesse kann ein Systemmodell im Anschluss sowohl zur Echtzeitkontrolle als auch im Rahmen von Planungsprozessen genutzt werden. Die angesprochene OSGI-Modularisierung ermöglicht zudem die Wiederverwendung in unterschiedlichen Systemlandschaften.

Basierend auf AWB und EOM wurde die bereits beschriebene Software-Toolchain der Energie-Agenten entwickelt. Dieses bietet neben den bereits beschriebenen Funktionen u.a. eine Grundstruktur für zeitlich kontinuierliche und diskrete Simulationen. Zudem können neben der in MEO genutzten elektrischen Netzberechnung weitere Netzberechnungen ergänzt werden; beispielsweise für Wärme-, Gas- oder Wasserstoffnetze. Die methodische Vorgehensweise sowie die Software-Toolchain für Energie-Agenten wurden im Rahmen des BMWi-geförderten Forschungsprojekts Agent.HyGrid entwickelt [4].

2.1.2 GridSim

GridSim ist ein Stromnetz- und Energiesystemmodell für Nieder- und Mittelspannungs-Verteilnetze, das an der FfE in mehreren öffentlich geförderten Projekten und im Rahmen mehrerer Dissertationen seit 2012 entwickelt wurde [5], [6], [7]. Es ist in einem Bottom-up-Ansatz konzipiert und modelliert einzelne Entitäten von Verteilnetzkomponenten wie Haushalte oder Photovoltaikanlagen (PV) und flexible Verbraucher wie Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge. Das Modell wurde entwickelt, um die Auswirkungen der

¹ Siehe: <https://github.com/EnFlexIT/AgentWorkbench>

Elektrifizierung des Wärme- und insbesondere des Mobilitätssektors zu untersuchen und die Auswirkungen verschiedener Steuerungs- oder Ladestrategien der flexiblen Komponenten auf das Netz und das Energiesystem zu vergleichen. Kleinindustrie, Gewerbe und Dienstleistungsbetriebe können über Standardlastprofile oder gemessene Lastprofile berücksichtigt werden. Haushalte werden sehr detailliert mit einem Teilmodell modelliert, das konsistente elektrische, thermische und Mobilitätsprofile für eine beliebige Anzahl von Haushalten synthetisiert [8].

Das Programm ist hauptsächlich in der proprietären Sprache MATLAB geschrieben und ist nicht Open Source. GridSim modelliert die meisten Komponenten mit unsymmetrischer Last und verwendet die Open-Source-Software OpenDSS [9], um das Stromnetz selbst zu modellieren und die Lastflussberechnung durchzuführen.

Um Rückschlüsse auf die Auswirkungen von Szenarien auf das Energiesystem eines Verteilnetzes zu ziehen, werden in der Regel ganze Jahre simuliert. Der Zeitbereich ist jedoch in ganzen Tagen einstellbar. Die zeitliche Auflösung der Simulation ist von 1 Minute bis 1 Stunde einstellbar. Es können mehrere Wetterjahre mit hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung simuliert werden, wobei öffentlich verfügbare Wetterdaten aus der FfE-Datenbank und dem regionalen Energiesystemmodell FREM [10] verwendet werden. Zur Generierung von Eingangsdaten und Zeitreihen für elektrische und thermische Haushaltslast, PV und E-Mobilität bindet GridSim mehrere andere FfE-Modelle ein:

Die Siedlungsstruktur eines untersuchten Netzgebietes wird mit einem separaten Modell modelliert, das vor der Hauptsimulation aufgerufen wird. Eine solche Siedlung besteht aus Gebäuden, deren individueller Wärmebedarf durch elektrische Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen oder elektrische Speicherheizungen gedeckt wird, und Haushalten mit einzelnen Bewohnern, die auch einen individuellen Mobilitätsbedarf und Warmwasserbedarf haben.

Für die Modellierung der PV-Erzeugung wird ein FREM-Modell zur Erzeugung von elektrischem Strom aus Einstrahlungs- und Temperaturdaten verwendet.

Die Komponenten von Gebäuden bis hin zu Elektrofahrzeugen und deren Parametrisierung können entweder zufällig den Netzknoten zugeordnet werden oder über Lookup-Tabellen in der Datenbank mit variablem Detaillierungsgrad definiert werden. Die Grundkonfiguration und der Aufruf von Simulationsläufen erfolgt über eine grafische Benutzeroberfläche, die ca. 500 Parameter mit voreingestellten Werten anbietet und eine detaillierte Parametrierung ermöglicht. Die grundlegenden Parameter sind Durchdringungsraten von Power-to-Heat-Anlagen, PV-Anlagen, Elektrofahrzeugen pro Gebäude oder pro Haushalt, gefolgt von deren elektrischen Parametern und Steuerungsstrategien.

Nach dem Laden oder der Synthese der Eingangsdaten erfolgt die eigentliche Simulation. Die Netzlast der flexiblen Komponenten wie Speicher, Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmeerzeuger wird in jedem Zeitschritt dynamisch berechnet oder durch lineare Optimierung bestimmt, abhängig von der Regelungsstrategie und Parametern wie PV-Überschuss, Strompreis oder Netzrestriktionen.

Es folgt eine automatisierte, mehrstufige Auswertung der Simulationsergebnisse durch die Berechnung von Statistiken und die Generierung von Kennzahlen. Unter anderem werden die Netzauslastung, die resultierende Spannung und die Energiebilanzen untersucht. Bei zufälliger Zuordnung von Komponenten zu den Netzknoten und Gebäuden werden mehrere Zufallsverteilungen simuliert und anschließend statistisch ausgewertet, um fundierte Aussagen über die Auswirkungen eines Szenarios auf das Netz- und Energiesystem treffen zu können [11].

2.1.3 μ GRiDS

Das Simulationsmodell Microscale Grid Reactive Decentralized Energy Systems (μ GRiDS) ist ein Werkzeug zur Betriebsanalyse verschiedener Gebäudeenergiesysteme. Der Schwerpunkt des Modells liegt auf den Interaktionen auf Komponentenebene und der Beschreibung von Verhaltensweisen, die für die Verbesserung der betrieblichen Effizienz der Anlage relevant sind. Dementsprechend erfüllt das Modell im Rahmen seiner Anwendung bei der Simulation von realen Systemen und der optimalen Steuerung folgende Eigenschaften: (a) Erfassung der Komponentendynamik, (b) Erfassung des Teillastverhaltens, (c) praktische Parametrisierungsmöglichkeiten, (d) Gleichgewicht zwischen Genauigkeit und Komplexität und (e) kontinuierliche Differenzierbarkeit. Grundlage von μ GRiDS ist eine Grey-Box-Methodik, die mit Hilfe von Step-Response-Analysen, Regressionsanpassungen von Versuchs- und Herstellerdaten sowie Massen- und Energiebilanzen individuelle Modelle für typische primäre HLK-Komponenten wie Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen, Adsorptionskältemaschinen und thermische Speicher erstellt. Zusätzlich werden ein Gebäudemodell nach DIN EN ISO 13790 und ein Modell für Photovoltaik (PV) mit konstantem Wirkungsgrad berücksichtigt. Die einzelnen Modelle werden unter Verwendung von Standard-Modelica-Bibliotheken in der OpenModelica-Umgebung [12] entwickelt und zum Aufbau eines Zielsystems unter Verwendung von realen Input-/Output-Vektoren für den Austausch von Massenstrom- und Temperaturvariablen verbunden. Das OpenModelica-Tool wurde aufgrund seines gleichungsbasierten Ansatzes und seiner Open-Source-Verfügbarkeit verwendet. In Kombination mit der Grey-Box-Methode erleichterte es die Anpassung von in der Literatur oder in Datenblättern identifizierten Komponentenmerkmalen und die Anwendung des technischen Know-hows über das spezifische System, um regelungsorientierte Komponentenmodelle zu entwickeln. Diese Modelle sind nicht nur von ausreichender Genauigkeit und Einfachheit, sondern gelten auch als geeignet für den Einsatz in der praxisorientierten ökonomischen modellprädiktiven Regelung [13]. Mit den verfügbaren Komponentenmodellen können verschiedene Kombinationen getestet werden, um eine Reihe von Hybridsystemen wie PV-Wärmepumpen- und Kraft-Wärme-Kopplungssysteme sowie andere dezentrale Standardsysteme zu simulieren. Die Komponentenmodelle sind typischerweise nichtlinear zweiten Grades und verwenden das binäre Steuersignal (0/1), die Vorlauftemperaturen in den hydraulischen Kreisläufen und Standardprognosedaten als primäre Eingaben. Die erzeugte thermische und elektrische Leistung sowie die Temperaturschichtung in den Speichern werden als Hauptausgaben berechnet. Als konventioneller Regler wird eine Following Thermal Load-Strategie verwendet, die auf einem Hysterese-Totzonenregler basiert, der die obere und untere Temperatur im geschichteten Speicher verwendet. Dies ermöglicht eine Analyse der Regler-Sollwerte (getrennt für Ober- und Unterseite des Speichers) unter technischen Aspekten wie Schaltzyklen, Verfügbarkeit von Heiz- oder Kühltemperaturen. Darüber hinaus kann das Modell in einen Optimierungsrahmen für eine netzdienliche oder kosteneffiziente Planung der Anlage mit Hilfe von Werkzeugen wie Economic Model Predictive Control integriert werden. Dieser Aspekt ist jedoch nicht Gegenstand des aktuellen Projekts und weitere Informationen finden sich in früheren Arbeiten der Autoren zur Entwicklung und Validierung dieser Modelle [14].

2.1.4 mosaik

Mosaik ist ein Python-basiertes Co-Simulations-Framework, das im OFFIS-Institut und der Universität Oldenburg entwickelt wurde. Es fokussiert sich auf eine hohe Benutzerfreundlichkeit und Flexibilität für die integrierte Simulation von verschiedenen Simulationskomponenten. So können bereits existierende Simulationsmodelle und -werkzeuge wiederverwendet und zu einer integrierten Co-Simulation mit mosaik gekoppelt werden, auch wenn sie in unterschiedlichen Programmiersprachen entwickelt wurden oder

unterschiedlichen Modellierungsparadigmen folgen. Die Entwicklung von mosaik 1 begann im Jahr 2011 und im Jahr 2014 wurde mosaik 2 veröffentlicht [15]. Während mosaik 2 nur feste oder variable diskrete Zeitschritte für die Simulation zuließ, wurde mosaik 3 im Jahr 2021 veröffentlicht und fügte Funktionen für die Discrete-Event-Simulation hinzu, durch welche die Geschwindigkeit der Simulation in vielen Fällen verbessert werden kann. Der Code von mosaik steht unter der LGPL-Lizenz und beinhaltet eine ausführliche Dokumentation².

Mosaik besteht aus einem Kern, der eine Komponenten-API und eine Szenario-API bereitstellt, und dem Ökosystem³, das mehrere Adapter zu Simulationswerkzeugen (z.B. PyPower, pandapower, PowerFactory, Sincal, Neplan und OmNet++), Datenformaten (z.B. csv, hdf5, SQL, Influxdb und ZeroMQ) und Simulationsmodellen (z.B. PV, Blockheizkraftwerke, Elektrolyseur, Wärmepumpe und Haushalte) enthält. Die Kommunikation zwischen mosaik und den Simulationskomponenten basiert auf der Komponenten-API, die ein Methodenschema für die Initialisierung, Erstellung und Ausführung von Simulationskomponenten bereitstellt, das implementiert werden muss, um die Verbindung zu mosaik zu ermöglichen. Es werden API-Implementierungen für Python, Java, C# und Matlab zur Verfügung gestellt und andere Programmiersprachen können auf Basis von TCP und JSON integriert werden. Die Szenario-API ermöglicht die Definition von Simulationsszenarien auf der Basis der gekoppelten Simulationskomponenten, indem deren Initialisierung und die Datenflüsse zwischen ihnen in Python-Code beschrieben werden können. Somit können Szenarien sehr flexibel mit allen an mosaik angeschlossenen Simulationskomponenten definiert werden.

Wie in [16] kategorisiert, ist mosaik für viele verschiedene Nutzergruppen geeignet. Aufgrund der flexiblen Co-Simulations-Integration können Simulationskomponenten als Black-, White- oder Gray-Box gekoppelt werden. Der Schwerpunkt der Anwendungsfälle liegt auf der stationären Simulation (Zeitauflösung von Sekunden und mehr), aber auch Echtzeitsimulation ist in Hardware-in-the-Loop-Experimenten [17, 18] möglich. Weitere häufige Anwendungsfälle für mosaik im Kontext von Smart Grids sind die Simulation von Zukunftsszenarien [19], das Testen von Regelungsstrategien (z.B. Multiagentensysteme) [20] und die kombinierte interdisziplinäre Simulation von Stromnetz und IKT, Mobilität, Wärme und sozialem Verhalten [21, 22].

2.1.5 OpSim inkl. pandapipes/pandaprosumer [OpSim/ppipes and OpSim/ppros]

OpSim ist ein Co-Simulationsrahmen, der auf einer in Java und Python programmierten Client-Proxy-Architektur basiert. Das Herzstück dieser Architektur ist ein flexibler Nachrichtenbus von RabbitMQ, der als Drehscheibe für den Informationsaustausch zwischen verschiedenen Simulationskomponenten dient [23]. OpSim legt seinen Schwerpunkt auf das Testen und Simulieren komplexer Energiesysteme und deren Regelungsstrategien. Das bedeutet, dass die Benutzer in der Lage sind, einfache Regler an einem isolierten Energiesystemmodell zu testen oder hochkomplexe Smart-Grid-Szenarien mit mehreren parallel auf demselben Netzmodell [24, 25, 26] agierenden Regelstrategien zu simulieren. OpSim ist damit in der Lage, Szenarien über verschiedene Spannungs- und Sektorebenen hinweg zu untersuchen [24, 27].

Die Hauptentwicklung wurde am Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) und an der Universität Kassel durchgeführt. Der Quellcode von OpSim ist eine proprietäre Software, die nicht als Open Source verfügbar ist. OpSim kann jedoch von Dritten über Standardschnittstellen wie IEC104 und CIM sowie über eine einfache REST-Schnittstelle angesprochen und gesteuert werden. Diese Methode wurde in verschiedenen Forschungsprojekten erfolgreich eingesetzt [28, 29, 30].

Wie bereits erwähnt, besteht OpSim aus drei Hauptteilen: Nachrichtenbus, Client und Proxies. Der Nachrichtenbus von OpSim ist für den korrekten Informationsaustausch zwischen den verschiedenen Co-

² <https://mosaik.readthedocs.io>

³ <https://gitlab.com/mosaik>

Simulationskomponenten verantwortlich. Der Nachrichtenbus kommuniziert mit diesen gekoppelten Komponenten über eine Client-Proxy-Architektur [23]. Während der Client sehr generisch ist und als Verbindungspunkt zwischen einem Proxy und dem Nachrichtenbus fungiert, übersetzt der Proxy die Informationen des Nachrichtebusses in Daten, die der jeweiligen Komponente bekannt sind (z. B. Python-Wörterbuch). Der Client organisiert also das Verbinden und Trennen sowie die Synchronisation und Informationsauswahl; der Proxy wiederum sorgt für die Verständigung zwischen Nachrichtenbus und jeder Co-Simulationskomponente [25].

OpSim läuft entweder auf lokalen PCs (inklusive Nachrichtenbus als localhost) oder als verteilter Software-Service auf Servern oder sogar Hochleistungsclustern. Damit kann der Benutzer entscheiden, ob er eine lokale oder räumlich verteilte Co-Simulation durchführen möchte. Außerdem kann der Benutzer je nach Szenario leicht zwischen Echtzeit- und beschleunigten Simulationen wechseln.

Verschiedene OpSim Proxies wurden zu typischen Energiesystemplanungswerkzeugen wie z.B. PowerFactory, pandapower, PYPOWER, MATPOWER und PSS Sincal implementiert. In Java, Matlab oder Python geschriebener Code kann einfach angebunden werden. Außerdem können auch FMUs leicht an OpSim gekoppelt werden. Software-Tools, die für operative Zwecke in Bezug auf Energiesysteme verwendet werden, wurden ebenfalls erfolgreich mit OpSim über Standardschnittstellen wie IEC140 oder CIM gekoppelt. [31]

2.1.6 pandaplan (ehm. pandapower Pro)

Pandaplan [31] ist ein Python-basiertes Werkzeug zur Analyse von Stromsystemen, das gemeinsam vom Fachgebiet Energiewirtschaft und Netzbetrieb der Universität Kassel und dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik entwickelt wurde. Pandaplan besteht aus einem Open-Source-Kern mit einer umfassenden Toolbox für die Stromnetzanalyse und zusätzlichen Modulen für spezifischere Stromnetzstudien, die proprietär sind. Der Kern, pandapower [32], ist unter einer BSD-Lizenz öffentlich verfügbar und zielt auf die Automatisierung der statischen und quasi-statischen Analyse und Optimierung von symmetrischen und unsymmetrischen Energiesystemen ab. Es bietet symmetrischen und unsymmetrischen Leistungsfluss, optimalen Leistungsfluss, Zustandsschätzung, Zeitreihensimulation, topologische Graphensuche, Kurzschlussberechnungen gemäß IEC 60909 [33] und Visualisierungen von Netz und Ergebnissen. Anstelle des häufig verwendeten Knoten-Kanten-Modells verwendet pandapower ein elementbasiertes Modell zur Darstellung elektrischer Netze. Es bietet Modelle für Elemente, die mit Knoten verbunden sind, die durch charakteristische Parameter definiert sind. Dazu gehören Lasten, Generatoren und separate Modelle für Verzweigungselemente wie Leitungen oder Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren. Jedes Element kann durch Kenngrößen charakterisiert werden, was bedeutet, dass jedes Element des Netzes separat modelliert werden kann. Daher ist keine Anpassung und Aggregation der Elementeneigenschaften wie bei den üblichen Knoten-Kanten-Modellen erforderlich. pandapower kann für alle Spannungsebenen verwendet werden, so dass Studien für Übertragungs- und Verteilungsnetze möglich sind. Für seine Analysen und Simulationen muss pandapower mit den Eigenschaften und der Struktur des elektrischen Netzes sowie mit Szenariodaten versorgt werden. Solche Eingangsdaten, einschließlich Last- und Erzeugungprognosen, können z.B. als Zeitreihen bereitgestellt werden.

Pandaplan erweitert das pandapower-Framework um Module, die es dem Benutzer ermöglichen, erweiterte und tiefer gehende Studien durchzuführen, wie z.B. automatisierte Netzplanung, Zuverlässigkeits- und n-1-Ausfallanalysen und eine anspruchsvollere Zeitreihensimulation mit einer Vielzahl verfügbarer lokaler, dezentraler und zentraler Regler und Regelstrategien. Die automatisierte Netzplanung basiert beispielsweise auf

einer heuristischen Optimierung, die Planungsprämissen, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen, technische, betriebliche und regulatorische Restriktionen sowie Lastentwicklungsszenarien berücksichtigt, um Millionen möglicher Netzausbauvarianten zu bewerten und das am besten geeignete und kostengünstigste Zielnetz zu identifizieren, was aufgrund der zunehmenden Systemkomplexität immer wichtiger wird. Zusätzlich bieten die pandaplan Module Netzdatenkonverter für die meisten bekannten Stromnetzanalysetools wie PowerFactory, SINCAL usw. und ein Co-Simulations-Framework, mit dem pandaplan leicht in alle Arten von Frameworks integriert werden kann.

Pandaplan wird mit seiner Fähigkeit zur automatisierten Netzplanung, seiner Zeitreihensimulation und seinem hohen Automatisierungsgrad vor allem für Netzintegrationsstudien von dezentralen Energieressourcen (DER) und eMobility sowie für die operative Netzausbauplanung von Netzbetreibern eingesetzt. Es war das Hauptwerkzeug für die DER-Integrationsstudie des Bundeslandes Hessen [24] und wird aktiv genutzt, um den Herausforderungen zu begegnen, die sich bei der Integration der Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen in Verteilungsnetze ergeben [34]. Außerhalb der Wissenschaft wird es von Netzbetreibern eingesetzt, um ihre Netzausbauplanungsprozesse zu automatisieren und zu verbessern [35].

2.1.7 IntegraNet/ TransiEnt

IntegraNet und TransiEnt sind Bibliotheken zur Modellierung gekoppelter Energiesysteme innerhalb der Simulationsumgebung Dymola unter Verwendung der deklarativen Modellierungssprache Modelica. Die IntegraNet-Bibliothek wurde im Rahmen des Projekts IntegraNet (FKZ 0324027) von Fraunhofer UMSICHT und dem GWI entwickelt. Die Bibliothek nutzt und erweitert die TransiEnt-Bibliothek [36] der Technischen Universität Hamburg. Im Frühjahr 2021 wurde ein gemeinsames TransiEnt-Bibliotheksconsortium gegründet (u.a. mit den Partnern des Projekts IntegraNet), um die TransiEnt-Bibliothek in Zukunft zu pflegen und zu erweitern. Ab Version 2.0.0 der TransiEnt-Bibliothek⁴ sind auch die Komponenten aus IntegraNet darin zu finden. Die Bibliothek ist quelloffen und unter der *3-Clause BSD-Licence for the Modelica Association* veröffentlicht. Da der Integrationsprozess der IntegraNet-Komponenten parallel zur Laufzeit des Projekts MEO stattfand, wurde ein Großteil der Arbeiten mit der ursprünglich separat veröffentlichten IntegraNet-Bibliothek durchgeführt. Im Rahmen der Integration wurden einige der Modelle geupdatet, weshalb die Ergebnisse mit der aktuellen Version der TransiEnt-Bibliothek möglicherweise nicht vollständig reproduzierbar sind.

Im Gegensatz zur ursprünglichen TransiEnt-Bibliothek lag der Fokus des Projekts IntegraNet auf lokalen Verteilnetzen. Weitere Details zu den Zielen des Projekts und den durchgeführten Evaluierungen finden sich im Abschlussbericht [37]. Die Bibliothek ermöglicht eine integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen innerhalb eines Modells. Die Dynamik der Prozesse wird berücksichtigt. Daher können auch instationäre Prozesse einschließlich der Auswirkungen von Regelungseingriffen analysiert werden. Die Toolbox erlaubt es beliebige Netzstrukturen abzubilden und zu simulieren.

Bei der Analyse verschiedener Szenarien bleiben die durch die allgemeine Bedarfsstruktur vorgegebenen Parameter (z. B. verlustrelevante Längen) in der Regel gleich, während sich die verwendeten Energieträger und Haushaltstechnologien verändern. Basierend auf diesem Anwendungsfall wurde die Bibliothek so entwickelt, dass Anpassungen des Netztyps (Strom, Gas, Wärme) und der in den Haushalten verwendeten Technologien für den Nutzer mit geringem Aufwand möglich sind. So kann innerhalb eines Stadtteilmodells entweder ein einzelner Netztyp (z. B. nur Strom) oder eine Kombination von Netztypen mit unterschiedlichen Energieträgern (Strom, Gas oder Wärme) implementiert werden. Die Art der installierten Netze und deren Anbindung an die einzelnen

⁴ <https://github.com/TransiEnt-official>

Haushalte sind dabei lediglich eine Frage der Parametrisierung. Um die unterschiedlichen Sektoren zu koppeln, können geeignete Haushaltstechnologien wie Wärmepumpen aktiviert werden [38].

Für die Implementierung eines Modells für ein bestimmtes Netz sind Kenntnisse über die Netzstruktur und die Bedarfszeitreihen erforderlich. Hierbei kann entweder eine Verbrauchszeitreihe an den Netzanschlusspunkten vorgegeben werden, in dem die Eigenschaften der verwendeten Haushaltstechnologien bereits berücksichtigt werden, oder es wird die jeweilige Bedarfszeitreihe hinterlegt. Technologien wie Wärmepumpen, Gaskessel oder PV werden dann im Rahmen der Simulation des Modells einbezogen und können z. B. für verschiedene Szenarien durch Parametrisierung verändert werden. Je nach gewünschtem Detaillierungsgrad können unterschiedliche Modelle für die Technologien gewählt werden. Bezüglich des Gasnetzes ist es möglich, entweder eine detaillierte Berechnung unter Berücksichtigung von Druckverlusten durch die Leitungen, Zeitverzögerungen und Änderungen der Gaszusammensetzung durchzuführen oder nur die Massenbilanzen zu berechnen.

Da es sich bei der TransiEnt um eine Modell-Bibliothek handelt, können nutzerspezifische Modelle in Abhängigkeit der individuellen Problemstellungen mit den vorhandenen Komponenten implementiert werden. Aufgrund der Quelloffenheit des Codes, steht es den Benutzern frei, die vorhandenen Modelle nach ihren Bedürfnissen zu modifizieren oder zusätzliche Komponenten hinzuzufügen, um weitere Auswertungen zu ermöglichen.

2.1.8 ZuBer

Das Softwarepaket "ZuBer" dient zur Zuverlässigkeitsberechnung von elektrischen Energieversorgungsnetzen und wurde zu Beginn der 1980er Jahre entwickelt und wird derzeit vom Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal und Siemens PTI weiter vorangetrieben. Eine umfassende Beschreibung von ZuBer kann bspw. [39, 40, 41, 42, 43, 44] entnommen werden. Die in ZuBer implementierten Methoden und Verfahren sind für alle Spannungsebenen (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung) anwendbar. Die Ausfallkombinationen können mit zwei unterschiedlichen Methoden generiert werden. Zum einen simulativ (zeitsequentielle Monte-Carlo-Simulation) und zum anderen analytisch (Markovsches-Minimalschnittverfahren).

Ursprünglich lag der primäre Fokus von ZuBer auf der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit von lastgetriebenen Energieversorgungssystemen unter Beachtung von konventionellen Netzbetriebsmitteln (Leitungen, Sammelschienen etc). Vor dem Hintergrund der Integration neuer Netznutzer und Smart-Grid-Technologien insbesondere in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen wurde das bestehende Softwarepaket im Rahmen des Forschungsprojekts "AEwene" (Referenz-Nr. 0325835A, 0325835B) mit analytischen Methoden zur Zuverlässigkeitsberechnung umfassend erweitert [39] umfassend erweitert. Die Erweiterungen umfassen:

- Modelle für dezentrale Einspeiseanlagen (DEA) (Photovoltaik-Generatoren, Windkraftanlagen etc.)
- Modelle für Smart-Grid-Technologien (rONT, Netzautomatisierungssysteme etc.)
- Ermittlung und Berücksichtigung von repräsentativen Netznutzungssituationen (NNS)
- erweiterte Zuverlässigkeitskenngrößen.

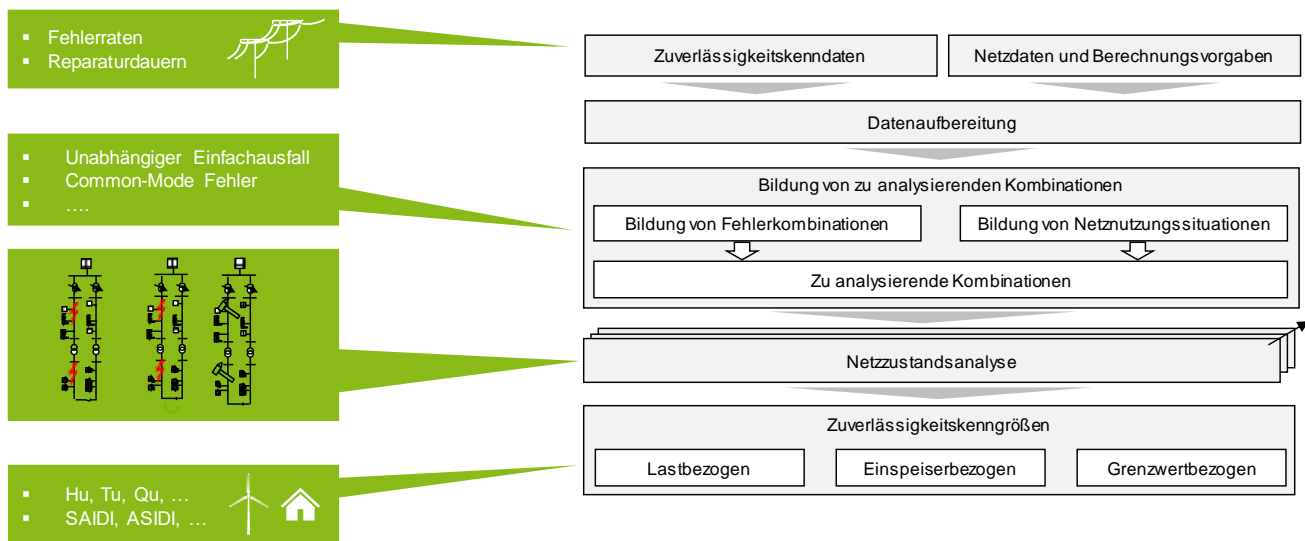


Abbildung 2-1: Grundsätzlicher Ablauf der Zuverlässigkeitsberechnung (in Anlehnung an [44, 39, 42, 43])

Abbildung 2-1 zeigt den prinzipiellen schematischen Ablauf der Zuverlässigkeitsberechnung. Im ersten Schritt müssen für konventionelle Netzbetriebsmittel, Smart-Grid-Technologien und DEA Zuverlässigkeitskenndaten (Fehlerraten, Reparaturraten) vorgegeben werden. Diese Daten können aus historischen Störungsstatistiken (z.B. [45]), wissenschaftlichen Veröffentlichungen (z.B. [46]) oder Herstellerdaten (z.B. [47]) ermittelt werden. Zusammen mit den Daten des elektrischen Netzes (elektrische Daten, Informationen über Schutzeinrichtungen, Zeitreihen für Lasten und DEA etc.) und in Abhängigkeit von interessierenden Fehlermodellen (unabhängige Einfachausfälle, Common-Mode-Fehler etc.) werden Fehlerkombinationen generiert. Parallel dazu werden repräsentative NNS ermittelt. Eine NNS beschreibt eine spezifische Last- und Einspeisesituation in dem zu untersuchenden Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die Kombination von Fehlerkombinationen und NNS ergibt die Anzahl der zu analysierenden Kombinationen.

In einem nächsten Schritt wird zunächst für jede NNS der normale Netzzustand mittels Leistungsflussberechnungen analysiert. Falls erforderlich, werden geeignete betriebliche Maßnahmen (Spannungsregelungen oder Wirkleistungsregelungen) durchgeführt, um einen zulässigen Netzzustand zu erreichen. Anschließend werden je NNS sämtliche zuvor generierte Ausfallkombinationen im Rahmen der Netzzustandsanalyse analysiert. Primäres Ziel der Netzzustandsanalyse ist die Ermittlung von Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen. Darauf basierend erfolgt die Ermittlung und Bewertung verschiedener Wiederversorgungsstrategien unter gegebenen Schaltmöglichkeiten und unter Einhaltung technischer Restriktionen.

Abschließend werden die Ergebnisse zu Zuverlässigkeitskenngrößen zusammengefasst. Dazu gehören lastorientierte Zuverlässigkeitskenngrößen, gemäß des Standards IEEE-1366 [48], Einspeiser-bezogene Kenngrößen sowie die Häufigkeiten, mit denen es zu Grenzwertverletzungen in dem betrachteten Netz kommt [39].

2.2 Methodik des Modellvergleichs

Modellergebnisse hängen stark von der Qualität der Eingangsdaten ab. Obwohl Eingangsdaten in der Regel nicht direkt Teil eines Modells bzw. Systemmodells sind, haben sie einen nicht zu vernachlässigen Einfluss auf die Ergebnisse. Daneben spielen jedoch auch die Fähigkeiten und internen Abläufe innerhalb eines Modells bzw. der eingesetzten Software eine wesentliche Rolle. Deshalb werden neben dem quantitativen Vergleich von

Simulationsergebnissen auch qualitative Vergleiche von Fähigkeiten und Eigenschaften der beteiligten Modelle durchgeführt. Die hierzu verwendeten Eingangsdaten und die Ergebnisse der quantitativen und qualitativen Vergleiche finden sich in 2.3.

2.2.1 Struktur des Szenariorahmens

Die Abbildung 2-2 liefert einen Überblick über die untersuchten Szenarien in MEO. Die aufgeführten Szenarien stellen nicht den vollständigen Leistungsumfang der jeweiligen Simulationsumgebungen dar, sie sind viel mehr eine projektspezifische Auswahl im Kontext von MEO.

	Energie-Agenten – UDE	GridSim - FfE	μGRIDS - INES	mosaik - OFFIS	OpSim - IEE	Pandapower Pro – e2n	TransiEnt - GWI	ZuBer - EVT
Methodischer Modellvergleich (qualitativ)								
Ergebnisorientierter Modellvergleich (quantitativ)								
Stromnetz fokussierte Szenarien								
Zubau von Solarstromerzeugungsleistung	X	X		X**		X	X	X
Installation eines regelbaren Ortsnetztransformators	X	X		X**		X		X
Zunahme der E-Mobilität		X		X		X	X	X
Hybride Szenarien								
Installation von Elektrolyseuren*	X			X	X		X	X
Installation von Wärmepumpen			X	X	X		X	
Installation von Blockheizkraftwerken			X	X	X		X	
Andere								
Co-Simulation				X	X			

* nur einige Modelle haben einen quantitativen Vergleich durchgeführt, diese sind durch X gekennzeichnet

** teilweise teilgenommen, Berechnung erfolgte durch pandapower-Anbindung an mosaik

Abbildung 2-2 Überblick über die Szenarien

Die Szenarien wurden in drei Kategorien aufgeteilt: In die stromnetz fokussierten Szenarien, die hybriden Szenarien und andere Szenarien. Bei den stromnetz fokussierten Szenarien werden, wie der Name schon assoziieren lässt, der Zubau von Solarstromerzeugungsleistung, die Installation eines regelbaren Ortsnetztransformators und die Zunahme der E-Mobilität und dessen Auswirkungen auf das Stromnetz betrachtet. In den hybriden Szenarien wurden zusätzlich die Wärme- und Gas-Seite mitberücksichtigt. Dabei werden die Auswirkungen der Installation von Elektrolyseuren, von Wärmepumpen und von einem Blockheizkraftwerk untersucht. Im letzten Szenario werden die beiden am Modellvergleich teilnehmenden Co-Simulations-Frameworks miteinander verglichen. Bei den Szenarien wurden sowohl methodische Modellvergleiche und ergebnisorientierte Modellvergleiche durchgeführt. In Abschnitt 2.3 werden ausgewählte

Ergebnisse der Szenarien genauer präsentiert. Weitere Ergebnisse finden sich in den unter Abschnitt 5 genannten Veröffentlichungen.

2.3 Szenarien des Modellvergleichs

In diesem Abschnitt werden zunächst die Eingangsdaten für den Modellvergleich beschrieben. Dazu zählen das verwendete Benchmark-Netz, die generierten Wärmeprofile und das generierte Gasnetz. Anschließend wird als Vorbereitung für die Szenarien eine kurze Validierung der Ergebnisdaten anhand des Ausgangszustands dargestellt. Danach folgt die Beschreibung einiger Ergebnisse der Szenarien. Weitere Ergebnisse sind den Veröffentlichungen aus Abschnitt 5 zu entnehmen.

Für den Vergleich von Stromnetzsimulationen wurden folgende Grenzwerte festgelegt, ab deren Überschreitung von einer “Überlastung” geredet wird:

Tabelle 2-1 Grenzwerte für das Spannungsband, die Leistungsauslastung und die Transformatorauslastung

	Oberer Grenzwert	Unterer Grenzwert
Spannungsband	110 % der Nennspannung	90 % der Nennspannung
Leitungsauslastung	100 % des Nennstroms	-
Transformatorauslastung	100 % des Nennstroms	-

Die Spannungsgrenzen orientieren sich an der DIN EN 50160.

2.3.1 Eingangsdaten für den Modellvergleich

Stromnetz

Das Konsortium in MEO untersucht verschiedene Szenarien, in denen unterschiedliche Veränderungen innerhalb eines Verteilnetzes simuliert werden. Um reproduzierbare Ergebnisse zu erhalten, wird in allen Modellen ein Benchmark-Datensatz für ein ländliches Niederspannungsnetz aus dem Forschungsprojekt SimBench verwendet. Im Folgenden wird das ausgewählte SimBench-Benchmark-Netz näher beschrieben.

Das gewählte ländliche Niederspannungs-Benchmark-Netz (siehe Abbildung 2-3) ist das Ergebnis einer detaillierten Analyse der Niederspannungs-Verteilungsnetzinfrastruktur in Deutschland und ihrer Versorgungsaufgabe [49]. Es repräsentiert ein typisches ländliches Netz in Deutschland mit neun Einspeisungen und versorgt 118 Verbraucher mit einer installierten Leistung von 331 kW. Bei den Verbrauchern handelt es sich um eine Mischung aus Haushalten, gewerblichen Einrichtungen und landwirtschaftlichen Betrieben. Aufgrund seiner langen Versorgungsleitungen von bis zu 479 Metern in Kombination mit einer hohen dezentralen EE-Einspeisung und vielen Kunden ist das ländliche Netz anfällig für Spannungs- und Auslastungsverletzungen, wodurch es sich als Basisnetz für weitere Studien eignet. Neben dem Netzmodell bietet das SimBench-Projekt drei Szenarien für das Benchmark-Netz. Das erste Szenario stellt den aktuellen Zustand eines typischen ländlichen Netzes dar. Das zweite und dritte Szenario sind Vorhersagen zu Last- und Erzeugungsentwicklung für die Jahre 2024 und 2034 mit zusätzlichen Lasttypen wie Ladestationen für Elektrofahrzeuge, Batteriesystemen und Wärmepumpen. Zu jedem Szenario gibt es eine Zeitreihe pro Last- oder Erzeugungsart für ein ganzes Jahr, so dass umfassende Zeitreihensimulationen möglich sind. [49]

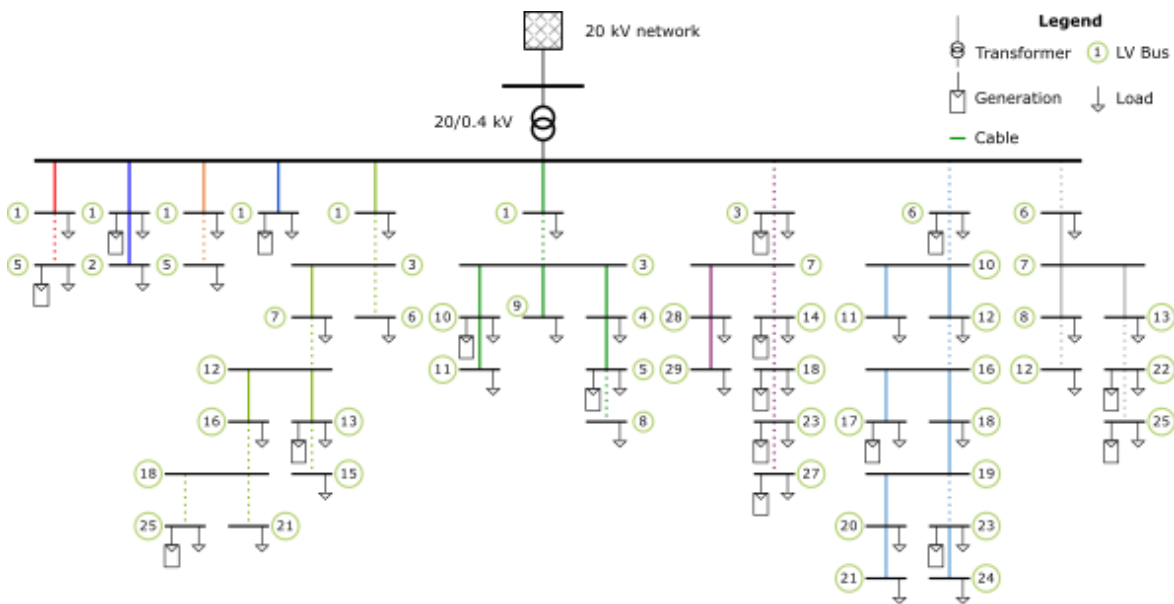


Abbildung 2-3 Schematische Darstellung des ländlichen Niederspannungsnetzes in SimBench..Die gestrichelten Linien stellen eine Reihe von mehreren elektrischen Leitungen ohne dazwischen liegende Lasten oder DERs dar. [49]

Wärmeprofile

Eine große Herausforderung bei der Analyse der Auswirkungen von Sektorkopplungstechnologien in Netzen ist die Generierung einer konsistenten und realistischen Datenbasis von thermischen und elektrischen Lastprofilen. Die Struktur des Grundnetzes sowie die elektrischen Lastprofile, die für die Modellvergleiche im Rahmen des MEO-Projekts verwendet werden, basieren auf SimBench-Datensätzen [49]. Um zu den elektrischen Lastprofilen passende Wärmebedarfsprofile zu generieren, werden die verfügbaren Informationen zu den Gebäuden aus SimBench bei der Erstellung berücksichtigt. Innerhalb des gegebenen Datensatzes wird zwischen den verschiedenen Gebäudetypen (Wohngebäude, d.h. Ein- oder Mehrfamilienhäuser, oder Gewerbegebäude) unterschieden. Die Berechnung des jährlichen Strombedarfs in SimBench basiert auf der Annahme, dass ein spezifischer Strombedarf von $0,0125 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ benötigt wird. Weiterhin wird angenommen, dass jeder Einwohner einen durchschnittlichen Flächenbedarf von $46,7 \text{ m}^2$ hat [51]. Daraus lassen sich für jedes Gebäude die Fläche und die Anzahl der Bewohner ableiten. Die Wohngebäude werden nach der Anzahl der Bewohner in Einfamilienhäuser (EFHs) und Mehrfamilienhäuser (MFHs) eingeteilt. Insgesamt werden in dem betrachteten Quartier nur vier Haushalte der Kategorie MFH zugeordnet. Bei den Wärmelastprofilen haben sowohl das Wetter als auch die Baualtersklasse der einzelnen Gebäude einen wichtigen Einfluss auf die resultierenden Profile. Daher werden für die Witterungsdaten des Jahres 2016 flächennormierte Raumwärmeprofile für fünf verschiedene Baualtersklassen (mit der frühesten Klasse von 1969-1978 bis zu einer Klasse mit Passivhausstandard) mit Hilfe von thermischen Gebäudesimulationen auf Basis technischer Normen wie DIN EN ISO 13790 und DIN 4108 erstellt. Für die Bestimmung der Baualtersklasse jedes der Gebäude und die Zuordnung des entsprechenden thermischen Lastprofils wird ein in einem früheren Projekt der Autoren [37] entwickelter Ansatz verwendet, der die ländlichen Charakteristika des Landkreises berücksichtigt. Er basiert überwiegend auf Daten aus [52] und [53]. Um den Warmwasserverbrauch zu berücksichtigen, werden zunächst drei verschiedene Profile für EFH und zwei für MFH erstellt, jeweils mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1. Anschließend müssen Maßnahmen ergriffen werden, um die Gleichzeitigkeit der Profile sowohl innerhalb eines Haushalts als auch zwischen den verschiedenen Gebäuden zu reduzieren. Für jedes 3-Personen-EFH wird der Mittelwert der drei Profile verwendet und entsprechend der Anzahl der Bewohner skaliert. Für 5-Personen-EFHs wird der Mittelwert aller

fünf verfügbaren Warmwasserprofile verwendet. Die Profile werden mittels einer Gleichverteilung auf der Zeitachse zufällig um bis zu eine Stunde nach vorne oder hinten verschoben, um unrealistisch hohe Spitzenwerte in der resultierenden Residuallast des Netzes zu vermeiden.

Für MFHs wird ein anderer Ansatz angewandt. Da der Bezirk nur vier MFHs enthält, wird das gleiche Profil ohne Zeitverschiebung hinterlegt. Dennoch wird zur Ermittlung dieses Profils die skalierte Summe aus einer Kombination von vorwärts und rückwärts verschobenen Profilen der beiden MFH-Profile verwendet.

Ein sich daraus ergebendes Profil für den Strom- und Wärmebedarf eines Hauses mit 240 m² Wohnfläche und 5 Bewohnern ist beispielhaft in Abbildung 2-4 (Passivhausstandard) und in Abbildung 2-5 (Baustandard vor 1978) dargestellt. In beiden Abbildungen ist die Abhängigkeit des Heizbedarfs ($P_{th,Load}$) von der Umgebungstemperatur (T_{amb}) zu erkennen. Die Spitzenwerte des Heizbedarfs im Laufe eines Tages sind auf den Warmwasserbedarf zurückzuführen. Der Bedarf an elektrischer Last ($P_{el,Load}$) ist in beiden Fällen ähnlich und ergänzt ebenfalls die thermischen Profile als Ergebnis der oben angewandten Methode. Wie erwartet, ist ein signifikanter Unterschied im Heizbedarf der beiden extremen Gebäudeklassen zu beobachten.

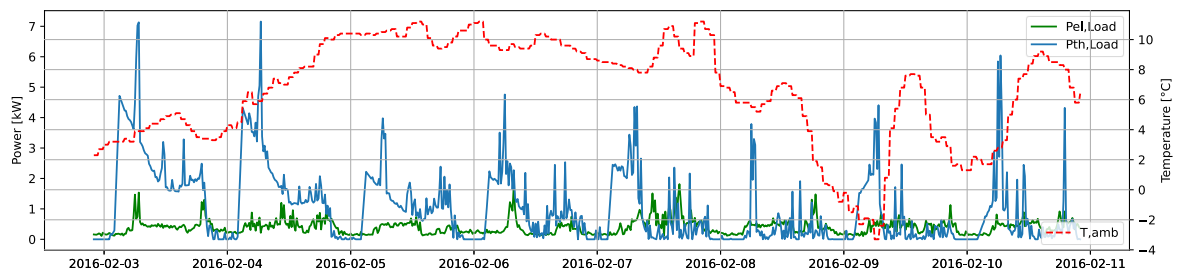


Abbildung 2-4 Lastprofil und Umgebungstemperatur über eine Woche im Winter für ein Passivhaus

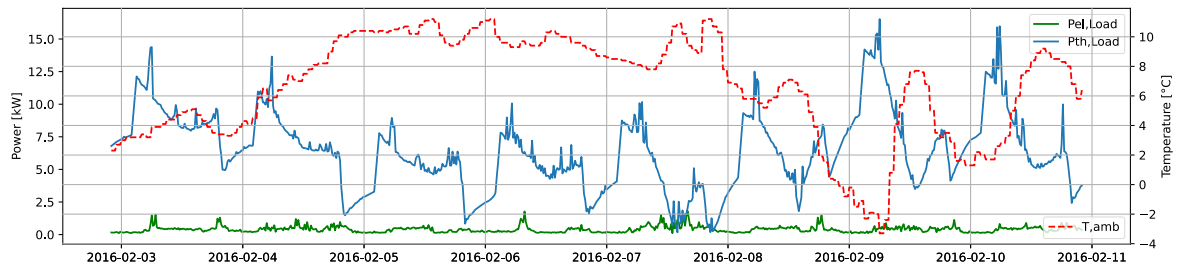


Abbildung 2-5 Lastprofil und Umgebungstemperatur über eine Woche im Winter für ein altes Wohnhaus (bis 1978)

Für die Bedarfe der Gewerbe werden Standardlastprofile verwendet. Die Zuordnung der Art des thermischen Lastprofils orientiert sich an der Zuordnung auf der elektrischen Seite, um übereinstimmende zeitliche Verläufe der Profile zu erhalten. Die Skalierung wird durch den Gesamtwärmebedarf des jeweiligen Gebäudes bestimmt, der analog zu den Wohngebäuden über die Fläche berechnet wird. In den Standardlastprofilen ist der Warmwasserverbrauch bereits berücksichtigt, so dass eine gesonderte Berechnung für die gewerblich genutzten Gebäude nicht erforderlich ist.

Gasnetz

Im Szenario *Installation von Elektrolyseuren* wird die Modellierung des Gasnetzes mituntersucht. Aktuell finden sich in der Literatur keine Quellen, die analog zu den SimBench-Daten auch für das Gasnetz auf Realdaten

basierende Typnetze definieren bzw. beschreiben. Das im Rahmen von MEO betrachtete Gasnetz wird daher strukturell (Leitungslängen, Knotenpunkte) dem verwendeten Stromnetz entsprechend aufgebaut. Eine Gasdruckregelanlage (GDRA) würde in Realität ein deutlich größeres Gebiet als das gewählte versorgen. Für den Vergleich der Modellierungsansätze und der Modellergebnisse hinsichtlich der Druckverluste und Geschwindigkeiten, sowie der Charakteristik der Anlagenmodelle, wird der Gasnetzabschnitt aber als ausreichend betrachtet.

In den Modellen wird im Rahmen des Projektes keine GDRA abgebildet. Stattdessen wird eine ideale Gasquelle mit konstantem Druck und Temperatur verwendet, die sowohl als Knoten zu anderen Netzabschnitten gesehen werden kann, oder als Abbildung der Niederdruckseite einer GDRA.

In Tabelle 2-2 sind die weiteren harmonisierten Parameter des abgebildeten Gasnetzes dargestellt.

Tabelle 2-2: Harmonisierte Parameter des betrachteten Gasnetzabschnittes

Durchmesser Rohre	100 mm
Rohrrauigkeit	1 mm
Überdruck Gasnetz an Einspeisepunkt	50 mbar
Temperatur des Gases und der Umgebung	20 °C

Im Falle des Szenarios *Installation von Elektrolyseuren* werden zwei unterschiedliche Netztypen untersucht. Das eine Netz wird mit reinem Wasserstoff gespeist. Das zweite Netz wird mit Erdgas als Grundgas betrieben, wobei eine Beimischung von Wasserstoff über den Elektrolyseur erfolgt. Die angenommene Zusammensetzung des Grundgases ist Tabelle 2-3 zu entnehmen und entspricht der Standard-Gaszusammensetzung des Medien-Modells mit sieben Komponenten (inkl. Wasserstoff) in der TransiEnt. Bei Betrachtung eines realen Netzes alternativ eine andere bekannte Gaszusammensetzung hinterlegt werden können. Der Heizwert des verwendeten Gases liegt bei 13,0095 kWh/kg.

Tabelle 2-3: Angenommene Zusammensetzung des Grundgases ohne Wasserstoffeinspeisung

Komponente	Anteil x_i
Methan (CH ₄)	0.7221
Ethan (C ₂ H ₆)	0.1396
Propan (C ₃ H ₈)	0.0690
Butan (C ₄ H ₁₀)	0.0192
Stickstoff (N ₂)	0.0267
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	0.0234

Ein Vergleich der Simulationsergebnisse für das hier definierte Gasnetz ist in Abschnitt 2.3.6 im Rahmen des Szenarios *Installation von Elektrolyseuren* zu finden.

2.3.2 Validierung von Ergebnisdaten

Ein erster Vergleich aller Modelle wird anhand des Basissystems durchgeführt, welches dem in Kapitel 2.3.1 beschriebenen ländlichen Verteilungsnetz entspricht. Damit werden allgemeine Vergleiche zwischen allen Modellen durchgeführt, einschließlich der Unterschiede bei den physikalischen Eigenschaften (z. B. Leistungsflussergebnisse) und der Zeitreihensimulation.

Um sicherzustellen, dass alle Modelle die Netzdaten korrekt implementiert haben und zur Vorbereitung für die weiteren Szenarien, wird eine kurze Validierung der Ergebnisdaten durchgeführt. Die Abbildung 2-6 zeigt die Spannungen an einem Netzknoten für einen ausgewählten Tag im Betrachtungszeitraum 2016. Es sind - wie erwartet - nur geringfügige Abweichungen in den Modellen zu erkennen. An dieser Stelle ist noch zu erwähnen, dass μ Grids nicht an diesem Vergleich teilgenommen hat, da dort keine Netzberechnung integriert ist. Zusätzlich ist zu erwähnen, dass ZuBer nur einige Tage über den gesamten Betrachtungszeitraum abbildet und damit von ZuBer nur ein Wert an diesem Tag vorliegt.

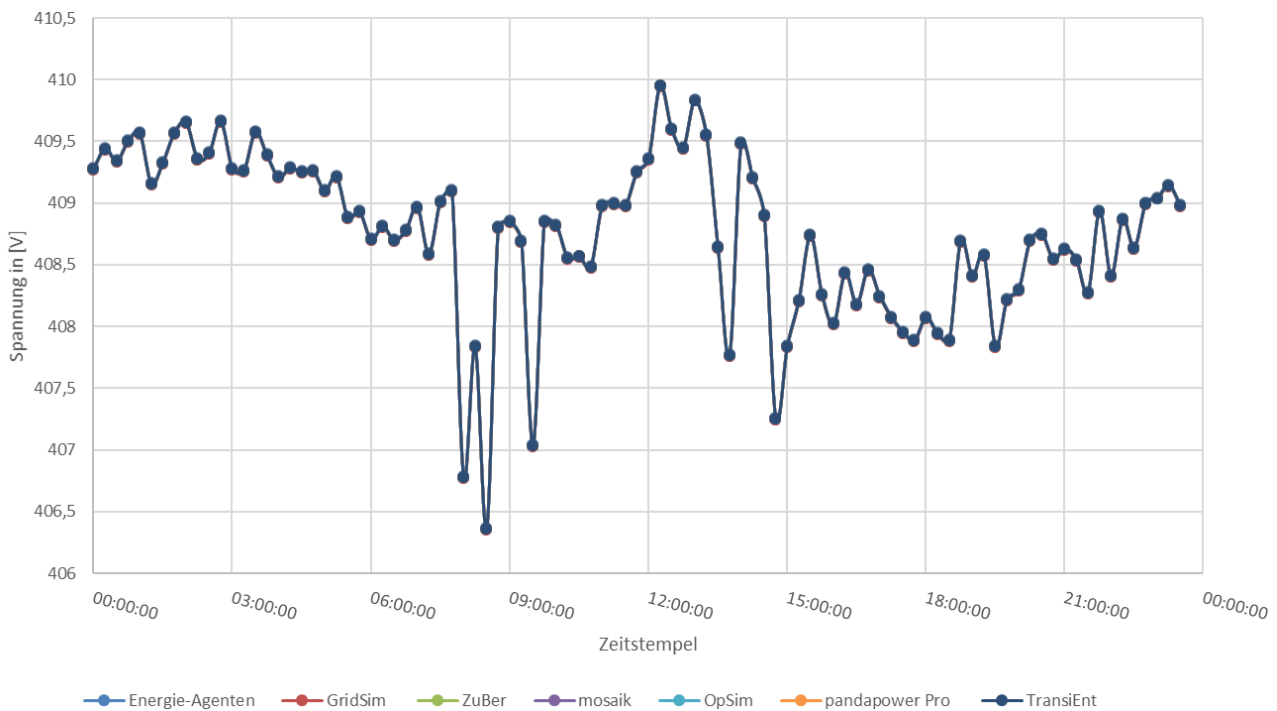


Abbildung 2-6 Spannungen am Knoten LV3.101 Bus 1 am 15.02.2016

2.3.3 Zubau von Solarstromerzeugungsanlagen

Das PV-Szenario wird in vier Unterszenarien aufgeteilt, um sich mehr auf die Unterschiede in der Handhabung im Zusammenhang mit den spezifischen Herausforderungen und den allgemeinen Möglichkeiten des Modells zu konzentrieren. Diese sind:

- a. Erhöhte PV-Integration ohne Verletzung von Netzrestriktionen
- b. Erhöhte PV-Integration mit Verletzung von Netzrestriktionen
- c. Erhöhte PV-Integration mit Netzausbau
- d. Synthese von PV-Erzeugungsgängen aus Wetterdaten

Die Ergebnisse zu den Szenarien 1a-c sind im Detail in [50] nachzulesen und werden daher hier nicht wiederholt. Im Folgenden werden die Ergebnisse aus Unterszenario d detaillierter beschreiben.

Synthese von PV-Erzeugungsgängen aus Wetterdaten

Für die Abbildung von PV-Anlagen in Verteilnetzsimulationen sind valide und zeitlich hoch aufgelöste Einspeisegänge nötig. Um PV-Einspeiseprofile an verschiedenen Standorten, mit verschiedenen Ausrichtungen für verschiedene Wetterjahre abbilden zu können, werden ein PV-Synthese-Modell sowie Wetterdaten benötigt, mit dem sich flexibel Erzeugungsgänge synthetisieren lassen. In diesem Abschnitt werden die Modelle der FfE, des GWI und der UDE zur Synthese von PV-Einspeisegängen aus Wetterdaten verglichen. Hierzu werden generell folgende Eingangsdaten verwendet:

- regionale Position und Ausrichtung der PV-Anlage
- diffuse und direkte Strahlung auf die Horizontale
- Umgebungstemperatur
- Optional: Windgeschwindigkeit für ein komplexeres Temperaturmodell der Module
- Optional: Modultyp und Verschaltung der Module
- Optional: Eigenschaften des Wechselrichters

Bei der Synthese wird unabhängig vom Modell im Wesentlichen folgendermaßen vorgegangen:

- Ermittlung des Sonnenstands
- Ermittlung der Einstrahlung auf die Modulfläche aus Sonnenstand, diffuser und direkter Strahlung auf die Horizontale
- Berechnung der Modultemperatur oder eines ertragsmindernden Modulabschlagsfaktors aus Einstrahlungswerten, Umgebungstemperatur und evtl. Windgeschwindigkeit. Bei komplexeren Temperaturmodellen wird über mehrere Zeitschritte integriert.
- Ermittlung der rohen, idealen, elektrischen, gleichstromseitigen PV-Erzeugung
- Reduktion der rohen PV-Erzeugung um ertragsmindernde Faktoren wie Verschattung der Module, Bedeckung mit Schnee oder Staub etc.
- Optional: Modellierung des Wechselrichters mit nicht idealem MPP (Maximum Power Point)-Tracker und Umwandlungsverlusten

Qualitativer Modellvergleich

Die Modelleigenschaften der Modelle der drei Institute werden in Tabelle 2-4 qualitativ verglichen:

Tabelle 2-4 Eigenschaften des PV-Synthese Modells vom Ffe, GWI und der UDE

FfE	GWI	UDE
Konfigurierbares Modul		
Nein	Ja	Ja
Konfigurierbare Strangverschaltung		
Nein	Ja	Ja
Berücksichtigung der Kühlung durch Wind		
Nein	Ja	Nein
Abbildung des Wechselrichter-Wirkungsgrads		
Über festen Faktor	Leistungsabhängige Kennlinie	Leistungsabhängige Kennlinie
Abbildbare Wetterjahre		
2012,2013,2016,2017,2018	*	*
Räumliche Abdeckung		
Deutschland	*	*
Räumliche Auflösung		
17 km Raster	*	*
Zeitliche Auflösung		
5 Minuten	beliebig	beliebig
* Es können beliebige Wetterdaten hinterlegt werden (räumlich und zeitlich)		

Das von der FfE verwendete Modell, ist Teil der Geodatenbank und Modell-Frameworks FREM [10] der FfE und bietet im Vergleich zu den Modellen des GWI und UDE eine geringeren Detailgrad und weniger Konfigurationsmöglichkeiten, bietet aufgrund der umfangreichen Eingangsdaten aber eine hohe räumliche Abdeckung, zeitliche Auflösung und mehrere verfügbare Wetterjahre.

Quantitativer Modellvergleich an Simulationsergebnissen

Für den quantitativen Vergleich wird folgendermaßen vorgegangen: Für die regionale Position der Anlagen wurde Jülich - im Westen Nordrhein-Westfalens gelegen - gewählt. Das untersuchte Wetterjahr ist 2012. Um die Ergebnisse bestmöglich vergleichen zu können verwenden sämtliche Modelle die gleichen Eingangsdaten. Von der FfE wurden folgende Eingangsdaten bereitgestellt: Einstrahlungsdaten aus dem CAMS (Copernicus Atmosphere Monitoring Service) -Modell [54] in fünfminütiger zeitlicher Auflösung. Die Umgebungstemperatur und die Windgeschwindigkeit in zehn Metern Höhe stammen aus dem COSMO-EU-Modell [55] des DWD (Deutscher Wetter Dienst) und liegen in stündlicher Auflösung vor. Synthetisiert werden Einspeisegänge für drei verschiedene Ausrichtungen, südlich, östlich und westlich, wobei die Modulneigung stets 30 ° beträgt. Durch die Variation der verschiedenen Ausrichtungen kann die Projektion der gegenüber der horizontalen angegebenen Strahlungswerte auf die geneigte Modulfläche validiert werden. Die Einspeiseleistung wird durch die Dimensionierung der Nennleistung des Wechselrichters oder Peakshaving nicht begrenzt. Sämtliche Werte sind auf die installierte Modulnennleistung in kWp (Kilowatt peak) normiert.

Abbildung 2-7 stellt die Einspeisegänge der Modelle für die Anlage mit Südausrichtung gegenüber. Auf der horizontalen Achse sind die Tage des Jahres, auf der vertikalen Achse die Uhrzeit dargestellt. Deutlich erkennbar ist die Änderung des Sonnenauf- und -untergangs über die Jahreszeit, sowie die erhöhte Einspeisung zur Mittagszeit. Die Einspeisegänge der Modelle ähneln sich sichtlich. Bei den Modellen des GWI und UDE sind im Gegensatz zu dem der FfE die Randbereiche bei Sonnenauf- und -untergang deutlich glatter bzw. als klare Kante erkennbar, was vermutlich an der Verwendung des Sonnenstands gegenüber der Einstrahlung dominierenden Größe liegt. Für die Verwendung der Einspeiselastgänge in Verteilnetzsimulationen und aufgrund der niedrigen Leistung in den Randbereichen ist dieser Unterschied für die Netzbelastung nahezu irrelevant.

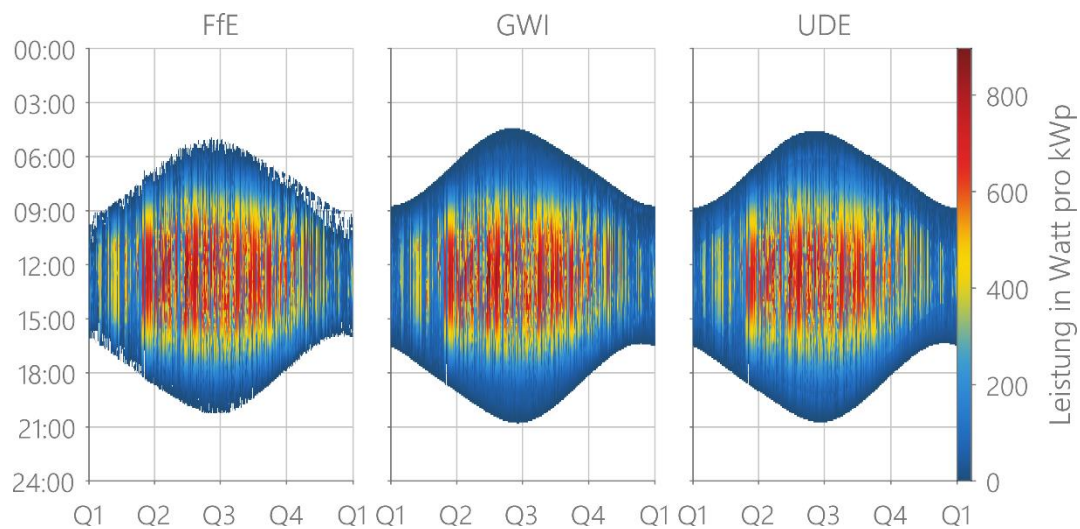


Abbildung 2-7 Einspeisegänge der Modelle für eine PV-Anlage mit Südausrichtung über die Tage des Jahres

In Abbildung 2-8 ist die über die Zeitschritte der Tage des Jahres gemittelte und maximale Einspeisung pro Instituts-Modell dargestellt. Die Simulation verschiedener Ausrichtungen liefert in allen Modellen ähnliche und plausible Ergebnisse. Wie zu erwarten ist die Einspeisespitze und die Fläche unter der Kurve, die mit dem Jahresenergieertrag korreliert, für die Südausrichtung deutlich höher. Deutlich erkennbar ist ebenfalls die über die Modelle konsistente Verschiebung der Einspeisekurven nach links für Ostanlagen und analog nach rechts für Westanlagen.

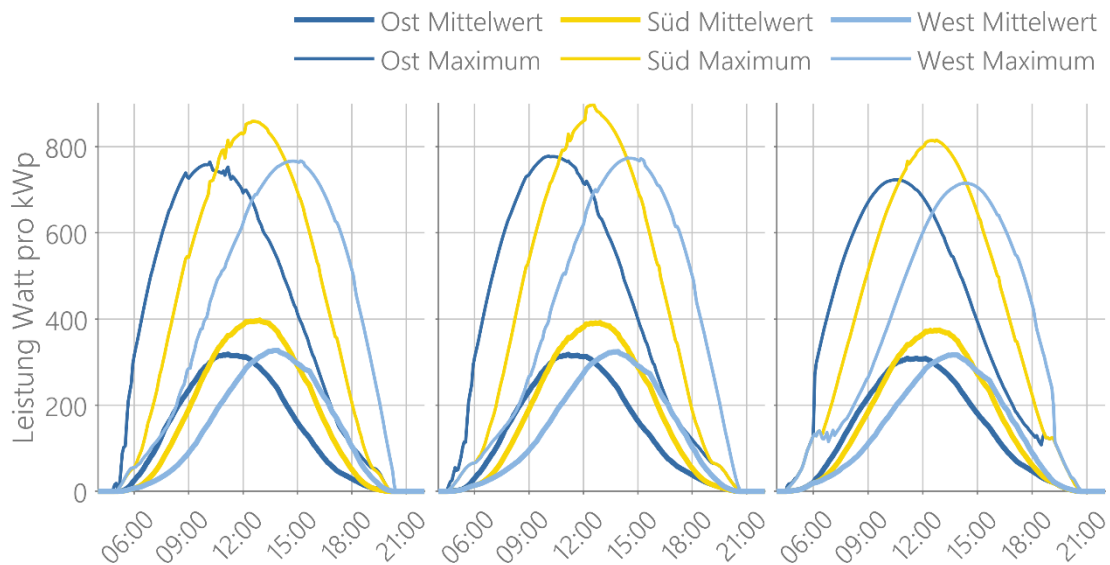


Abbildung 2-8 Mittlere und maximale Einspeisung über alle Tage des Jahres pro Institut; a) FfE, b) GWI, c) UDE

Um auf realistische Jahresenergieerträge zu kommen, die Energieeinbußen der PV-Module durch Verschattung, Verschmutzung und Schnee sowie Verluste des Wechselrichters berücksichtigen, wurde bei den Ergebnissen der FfE der rohe Einspeisegang linear um 11,3 % herunterskaliert. Dieser Wert ist abhängig von Annahmen und in der Realität abhängig von individuellen Gegebenheiten der Anlage und wurde zuvor anhand gängiger PV-Planungsprogramme bzw. Ertragsrechner wie PV*Sol und anderen für mehrere Standorte, Wetterjahre und Ausrichtungen mit einer groben Streuung zwischen 10 und 15 % ermittelt.

Die über Jahr eingespeiste Energie und die maximale Einspeiseleistung nach Institut und Ausrichtung sind in Abbildung 2-9 dargestellt. Die eingespeiste Energie der Modelle ähnelt sich pro Ausrichtung deutlich. Von sämtlichen Modellen wird entsprechend den Erwartungen von der südlich ausgerichteten Anlage deutlich mehr eingespeist als von der östlich und westlich ausgerichteten. Bei der maximalen Einspeisung sind Unterschiede zwischen den Modellen zu erkennen, die jedoch nicht gravierend sind. Ein möglicher Grund dafür sind unterschiedliche Annahmen für die Verluste am Wechselrichter.

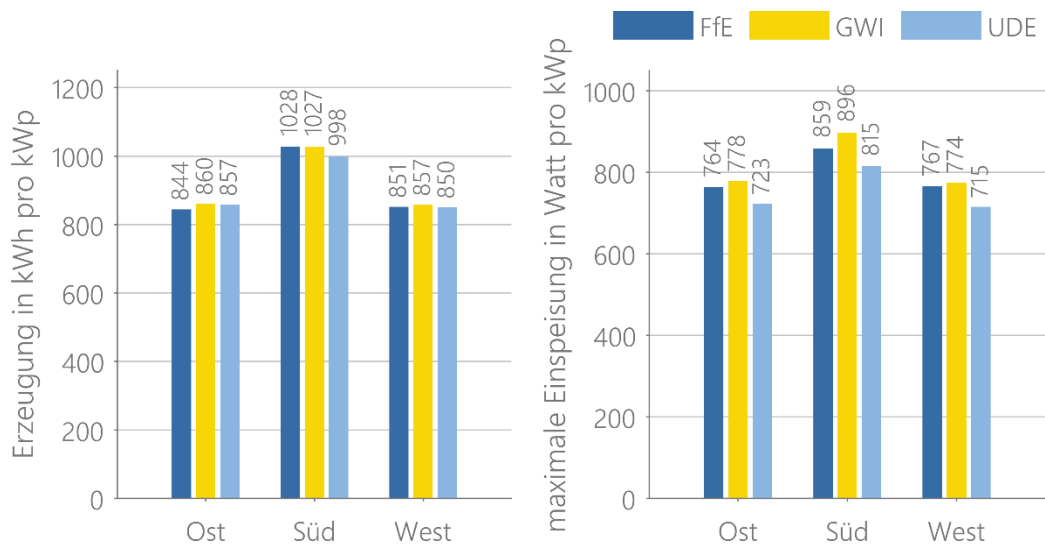


Abbildung 2-9 a) Eingespeiste Energie übers Jahr, b) maximale Einspeiseleistung nach Institut und Ausrichtung

In Abbildung 2-10 sind die Abweichungen zwischen den einzelnen Zeitschritten der Einspeisegänge der Modelle als Boxplot dargestellt. Abweichungen von 0 Watt, wenn keine PV-Erzeugung herrscht, sind dabei nicht mit einbezogen, um die Statistik nicht zu verfälschen. Im Median sind die Abweichungen im Bereich von vier bis 31 Watt pro kWp recht niedrig. Es kommen jedoch Teils deutliche Ausreißer von bis zu etwa 250 Watt pro kWp bei den Werten der UDE für Südausrichtung gegenüber den anderen Modellen vor.

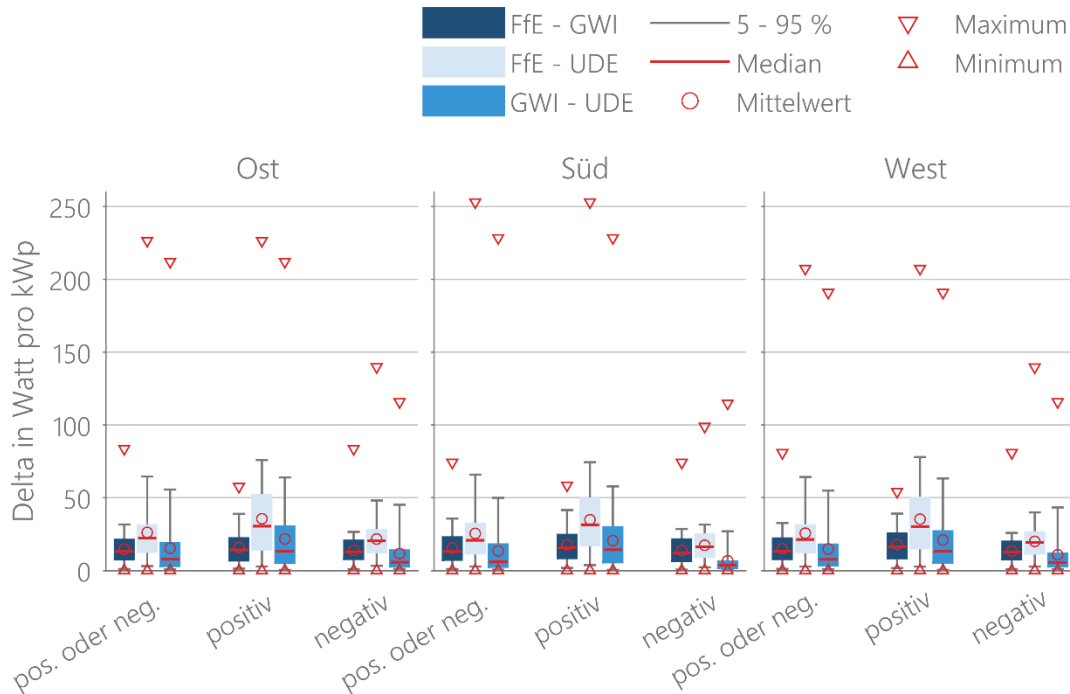


Abbildung 2-10 Boxplot der Abweichung der Einspeisegänge der einzelnen Modelle

Sämtliche Modelle liefern valide PV-Erzeugungsgänge für die Verwendung in einer anschließenden Verteilnetzsimulation, auch wenn die Einspeisegänge sich voneinander teils merklich unterscheiden.

2.3.4 Installation eines regelbaren Ortsnetztransformators

Ziel dieses Szenarios ist der qualitative und quantitative Vergleich hinsichtlich des nachgebildeten Funktionsumfangs eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) zwischen den Modellen. Der qualitative Modellvergleich erfolgt unter Hinzunahme von schematischen Ablaufdiagrammen und Vergleichstabellen. Für den quantitativen Vergleich werden anhand eines Modellnetzes die Auswirkungen von zwei unterschiedlichen Regelungskonzepten auf den Netzzustand verglichen.

Bei konventionellen Ortsnetztransformatoren (MS/NS) kann die Anpassung des Übersetzungsverhältnisses ausschließlich im spannungsfreien Zustand mithilfe eines Umstellers (engl.: De-energized tap changer, DETC) erfolgen. Im Gegensatz dazu verfügt ein rONT anstelle des DETC über einen Laststufenschalter (engl.: On-load tap changer, OLTC), der die Einstellung des Übersetzungsverhältnisses unter Last ermöglicht.

Um eine übersichtliche Darstellung des grundsätzlichen Programmablaufs zwischen den Modellen zu ermöglichen, werden diese in Form eines Flow-Charts in Abbildung 2.11 visualisiert. Ersichtlich wird, dass sich zwischen den Modellen nur geringe Unterschiede ergeben. So erfolgt die Nachbildung des rONT einheitlich bei allen Modellen durch die Vorgabe der Anlagencharakteristik (elektrische Parameter, Reglerdaten etc.), unter Berücksichtigung einer Ausgangstopologie (rechenfähiges elektrischer Netz) und der dazugehörigen Slack-Spannung des überlagerten Mittelspannungsnetzes. Ebenso wird der Netzzustand (Knoten- und Zweigwerte) und ggf. damit verbundene erforderliche Regelungsmaßnahmen bei allen Modellen mithilfe von Leistungsflussberechnungen ermittelt. Im Ergebnis kann in allen Modellen die erforderliche Soll-Spannung des rONT ermittelt werden, bei der keine Spannungsbandverletzungen in dem untersuchten Netz auftreten. Durch diese Ergebnisse lassen sich Aussagen über die geeignete Parametrierung des rONT treffen. Weiterhin ist allen Modellen gemeinsam, dass normale (fehlerfreie) Netzzustände untersucht werden können. Hingegen ermöglicht ausschließlich ZuBer die Untersuchung von fehlerbedingten Netzzuständen und die daraus resultierenden Zuverlässigkeitskenngrößen im Rahmen von Zuverlässigkeitsberechnungen.

In Tabelle A. 2 (im Anhang) wird der nachgebildete Funktionsumfang des rONT zwischen den Modellen vergleichend gegenübergestellt. Zur besseren Übersicht erfolgt eine Einteilung des Vergleichs in drei Kategorien. Ähnlich wie auch in dem zuvor beschriebenen Flow-Chart weisen die Modelle untereinander nur geringe Unterschiede hinsichtlich des nachgebildeten Funktionsumfangs auf. Einzelne Differenzen lassen sich vorwiegend auf die unterschiedlichen Anwendungszwecke der Modelle zurückführen. Dazu gehört, dass ausschließlich in ZuBer Zuverlässigkeitsberechnungen durchgeführt werden, wodurch eine Berücksichtigung von Zu- und Umschaltmöglichkeiten, als auch die Nachbildung des Fehlerverhalten des rONT erforderlich ist. Ebenso ist die Betrachtung einer Regeltzeit nur bei Modellen sinnvoll, welche auch kurzzeitige (dynamische) Veränderungen im Netz abbilden können. Darüber hinaus ergeben sich unterschiedliche Modelltiefen und damit auch zukünftige mögliche Entwicklungspotentiale. Besonders deutlich wird dieses bei der Gegenüberstellung der unterschiedlichen Regelungskonzepte. So lassen sich bislang nur mit pandapower Pro und ZuBer sämtliche Regelungskonzepte zur Umsetzung einer lastflussabhängigen Sollwertanpassung umsetzen.

Weitere Ergebnisse aus diesem Szenario sind im Detail in [50] nachzulesen und werden daher hier nicht wiederholt.

S3: Installation eines regelbaren Ortsnetztransformator

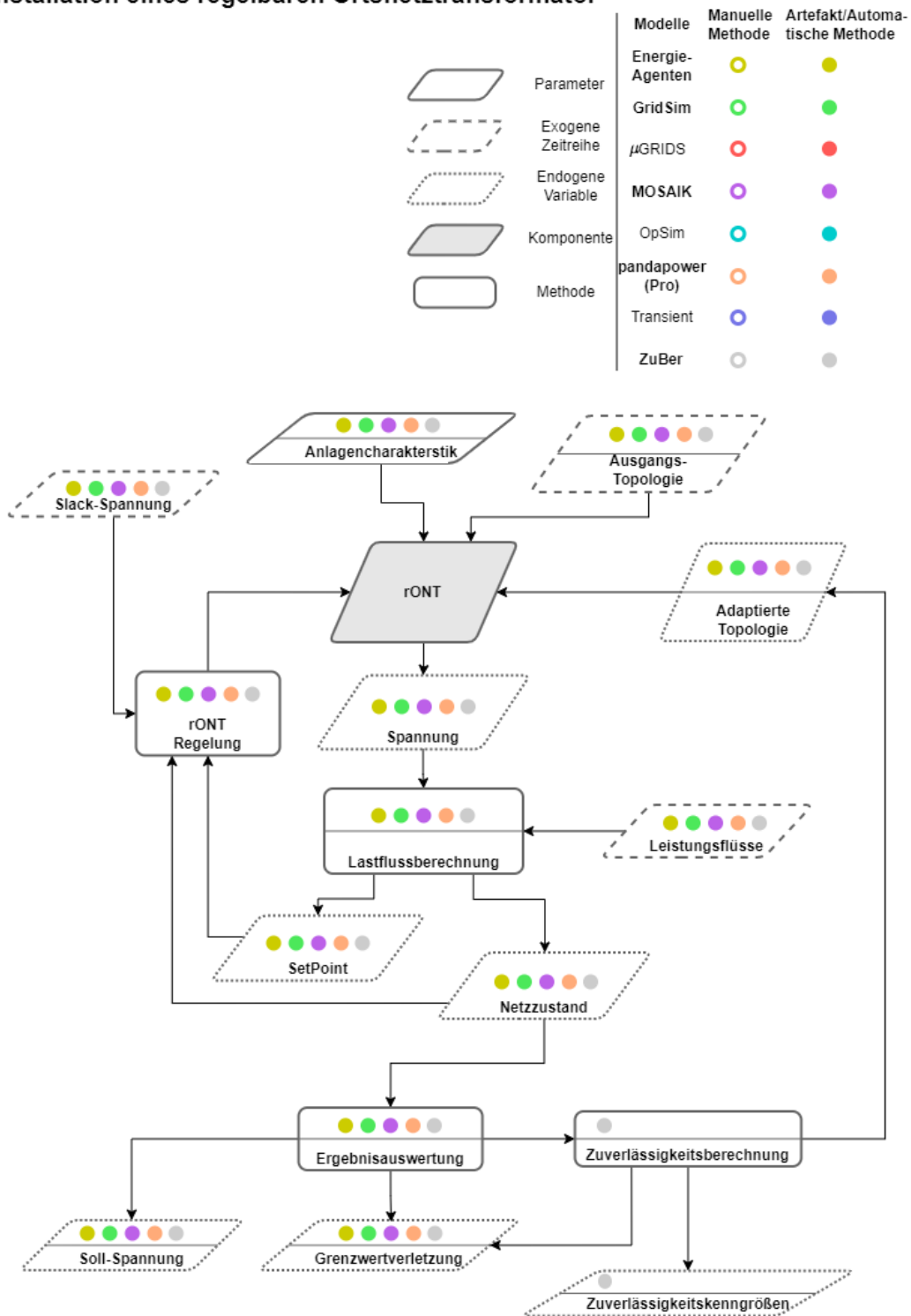


Abbildung 2-11 Flow-Chart für den rONT

2.3.5 Zunahme der E-Mobilität

Die Elektromobilität hat in den letzten Jahren in Deutschland an Fahrt gewonnen. Der Anteil der Zulassungen von reinen Elektrofahrzeugen hat laut KBA insbesondere im Jahr 2020 deutlich zugenommen, unter anderem durch massive finanzielle Fördermaßnahmen für den Kauf von Elektrofahrzeugen durch den Staat. Es ist zu erwarten, dass der Anteil der Elektromobilität in den nächsten Jahren weiter stark zunehmen wird, was sich auch auf die Netzbelastung auswirken wird. Daher ist es wünschenswert, dass ein Netzmodell in der Lage ist, die Auswirkungen der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen auf das Netz und das Energiesystem genau zu modellieren. Die erste Herausforderung besteht darin, die Elektromobilität in der betrachteten Region statistisch korrekt abzubilden. Darüber hinaus ist die resultierende Netzbelastung stark abhängig von einer Vielzahl von Faktoren, wie dem Mobilitätsbedarf und der daraus resultierenden Nachfrage nach elektrischer Energie, den technischen Parametern, wie z.B. der Batteriekapazität und vor allem der Ladestrategie der Fahrzeuge, was deren Modellierung recht umfangreich macht. Vielversprechende Ladestrategien und Anwendungsfälle - oder auch eine Kombination von Anwendungsfällen - reichen von eigenverbrauchsorientiertem oder preisoptimiertem Laden, Peakshaving, bidirektionalem Flottenmanagement oder virtuellen Kraftwerken bis hin zur Netzoptimierung und vielen anderen. Die Elektromobilität bietet einen hohen Forschungs- und Entwicklungsbedarf, der eine vielseitige Modelllandschaft erfordert. Im Folgenden werden die Modellierungsansätze und -schwerpunkte der einzelnen Modelle miteinander verglichen und Gemeinsamkeiten und Unterschiede herausgearbeitet, um daraus ihre Eignung für bestimmte Untersuchungen abzuleiten.

Abbildung 2-12 soll eine Übersicht über die Vielfalt der möglichen und häufigsten Einflussfaktoren auf das Ladeverhalten einzelner E-Fahrzeuge geben. Bevor ein Fahrzeug mit einer bestimmten Ladestrategie geladen werden kann, müssen grundlegende Voraussetzungen erfüllt sein. Diese Voraussetzungen lassen sich im Wesentlichen in nutzer- bzw. fahrprofilabhängigen und technischen Parametern des Fahrzeugs und der Ladestation zusammenfassen. Im einfachsten Fall, beim ungesteuerten Laden, werden folgende Informationen für einen Ladevorgang benötigt: Die Einsteckzeit des Fahrzeugs an einem Ladepunkt, die evtl. durch eine modellierte Ansteck-Wahrscheinlichkeit beeinflusst wird, die mögliche Ladeleistung, die sich aus der maximalen Ladeleistung des Fahrzeugs und des Ladepunkts ergibt, sowie die maximale Batteriekapazität. Die Ladeeffizienz bzw. -verluste können über konstante Effizienzfaktoren oder der Realität angenäherte Wirkungsgrad- oder Verlustleistungs-Kennlinien modelliert werden. Detailliertere Modelle könnten Batteriemanagementsysteme nachbilden, z. B. CCCV-Laden (Constant Current Constant Voltage) für Lithiumbatterien, bei denen der Ladestrom und damit die Ladeleistung bei hohen SoCs (State of Charge) reduziert wird, um die Batteriealterung zu verringern. Stromkunden, die eine PV-Anlage besitzen oder Zugang zu dieser haben, können ihren Eigenverbrauch erhöhen. Das Laden von PV-Überschüssen erhöht den Eigenverbrauch, was sich in der Regel finanziell lohnt, da die Strombezugskosten meist höher sind als die Einspeisevergütung für die ins Netz eingespeiste PV-Energie. Einfache, den Eigenverbrauch optimierende Ladestrategien könnten nach momentanen PV-Überschüssen suchen und die Ladeleistung auf diesen Wert begrenzen, möglicherweise unter Berücksichtigung einer Mindestladeleistung, die technologieabhängig ist oder aufgrund von relativ hohen Ladeverlusten im Teillastbereich sinnvoll ist. Um bei der Abfahrt einen bestimmten Energiegehalt in der Batterie und damit eine verfügbare Reichweite in Kilometern zu gewährleisten, bevor das Fahrzeug wieder aufgeladen werden muss, sind mehrere zusätzliche Strategien denkbar. Eine könnte darin bestehen, unkontrolliertes Laden zuzulassen, bis ein benutzerdefinierter minimaler SoC-Wert erreicht ist, und dann mit PV-Überschuss fortzufahren, falls verfügbar. Eine andere nützliche Strategie könnte darin bestehen, mit PV-Überschuss zu laden, wenn dieser verfügbar ist, und die Batterie vor der Abfahrt aufzufüllen, was voraussetzt, dass der Optimierer die

Abfahrtszeit kennt, die in der Realität prognostiziert oder vom Nutzer über eine Schnittstelle wie eine Smartphone-App bereitgestellt wird. Anspruchsvollere, den Eigenverbrauch optimierende Ladestrategien, nutzen eine Vorhersage der PV-Erzeugung oder des PV-Überschusses, ähnlich wie bei Heimspeichersystemen.

Zusätzlich zu einer primären Ladestrategie können E-Fahrzeuge auch zur Vermeidung von Lastspitzen - sogenanntem „Peakshaving“ - eingesetzt werden, was für das Netz von Vorteil und aktuell für größere Stromkunden, die einen Leistungspreis bezahlen, finanziell lohnend sein kann. Wenn sowohl das Elektrofahrzeug als auch die Ladestation bidirektional sind und in der Lage Energie für die Verbraucher oder das Netz zu liefern kann Peakshaving noch flexibler eingesetzt werden und Spitzenlasten noch besser vermeiden. Ebenso können Leistungsspitzen des ins Netz eingespeisten PV-Überschusses reduziert und im besten Fall eine Kürzung der PV-Einspeisung verhindert werden. Die Abmilderung von Leistungsspitzen durch Peakshaving kann auch für das Netz von Vorteil sein und eine Überlastung von Netzressourcen wie Transformatoren und Leitungen oder Spannungsbandverletzungen verhindern. Weitere zusätzliche netzfreundliche Regelungsstrategien sind denkbar. Ein Beispiel wäre eine P(U)-Kurve, bei der die Ladeleistung reduziert wird, wenn die Spannung unter bestimmte Grenzwerte fällt, um ein weiteres Absinken der Spannung durch den Ladevorgang zu verhindern. Dieser Mechanismus funktioniert ausschließlich mit lokalen Informationen über das E-Fahrzeug und die Knotenspannung am Ladepunkt. Darüber hinaus sind verschiedene netzdienliche Steuerungen des Ladevorgangs denkbar und simulierbar, wie z.B. die Regelung von Ladevorgängen auf Basis von überwachenden Messungen an Betriebsmitteln wie dem lokalen Umspannwerk oder überlagerten Netzressourcen. Eingriffe des lokalen DSO erfordern Informationen, die über den eigenen Netzanschlusspunkt des Ladepunktbetreibers hinausgehen und in der Realität zumindest eine unidirektionale Kommunikationsmöglichkeit vom Netzbetreiber zum Ladepunkt erfordern. Die Weiterentwicklung von Mechanismen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die auf elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen und deren Anpassung für Elektrofahrzeuge abzielen, werden derzeit in Deutschland diskutiert, z.B. die Reform des § 14a EnWG, die den Anreiz zur Lastflexibilisierung weiter erhöhen soll. Auch die Gestaltung der Marktteilnahme von einzelnen oder gepoolten Elektrofahrzeugen wird erwogen. Elektrofahrzeuge bzw. Fahrzeugflotten, die auf Preisanreize reagieren, um ihren Ladebedarf möglichst kostengünstig zu decken oder Strom bzw. Energie in das Netz einzuspeisen, und die daraus resultierende Netzbelastung, insbesondere durch die hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge, bieten spannende Fragestellungen für Verteilnetzmodelle. Auch für Ladeparkbetreiber oder gewerbliche Standorte, an denen Mitarbeiter- oder Flottenfahrzeuge geladen werden können, kann das Pooling von Fahrzeugen bzw. die Optimierung ihres Ladeverhaltens interessant sein, um die Netzbelastung durch Koordination und Optimierung der Ladevorgänge auf Basis von Energiebedarf und Abfahrtszeit der einzelnen Fahrzeuge auszugleichen. Diese Aufzählung von Beispielen von Faktoren oder Ladestrategien, die das Ladeverhalten beeinflussen, erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Die Elektrifizierung des Verkehrssektors wird voraussichtlich eine Vielzahl weiterer Forschungsfragen aufwerfen, deren Beantwortung ein breites Spektrum an Modellen erfordert.

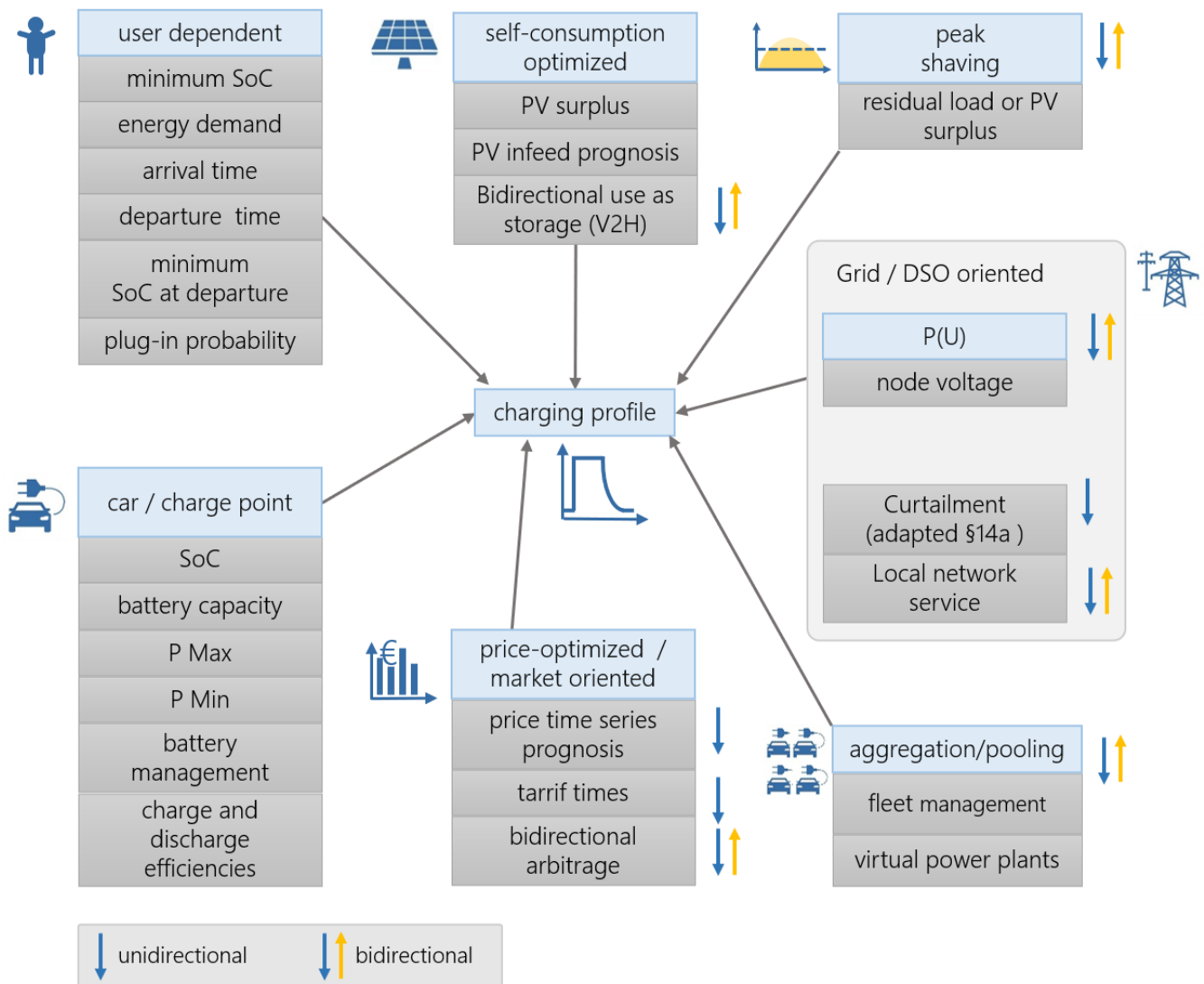


Abbildung 2-12 Denkbare Einflussfaktoren auf die Ladelastprofile von Elektrofahrzeugen

Statistisch valide Fahr- oder Ladeprofile sind die Grundlage für eine realistische Modellierung der Netzbelastung durch E-Mobilität. Um einen größeren Ortsnetzbereich abzubilden, werden je nach Durchdringung mit Elektrofahrzeugen bis zu 100 oder mehr individuelle Fahr- oder Ladeprofile benötigt. Diese Profile müssen sich jeweils voneinander unterscheiden, um keine zusätzliche, nicht der Realität entsprechende Ladegleichzeitigkeit zu verursachen und gleichzeitig die Mobilitätsstatistik des modellierten Gebietes, gemeinsam, korrekt abbilden.

Im Folgenden sollen die Modellierungs-Ansätze der Elektromobilität in den einzelnen Modellen quantitativ verglichen werden.

GridSim verwendet mehrere Teilmodelle, um Fahr- oder Ladeprofile zu generieren, um private, öffentliche und kommerzielle Ladevorgänge genau zu modellieren. Ladeprofile können dem Modell exogen zur Verfügung gestellt werden, sind aber normalerweise dynamisch innerhalb der Simulation selbst synthetisiert bzw. ergeben sich durch eine Optimierung. Folgende Studien werden berücksichtigt, um die Mobilität statistisch valide abzubilden:

- Die Mobilitätsstudie „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010“ (KiD 2010) [56]

- Die Mobilitätsstudie „Mobilität in Deutschland 2017“ (MiD 2017) [57]
- Die „Zeitverwendungserhebung“ (ZVE) des Statistischen Bundesamts [58]

Das in der Modellbeschreibung erwähnte Haushaltsmodell [8] kombiniert die Studien MiD und ZVE, um in der eigentlichen GridSim-Simulation statistisch valide Fahrprofile zu generieren, aus denen die Ladeleistung in Abhängigkeit von der Ladestrategie dynamisch pro Zeitschritt oder mit einem Optimierungsmodell berechnet wird. Öffentliches Laden und Laden am Arbeitsplatz – basierend auf der KiD-Statistik – sind ebenfalls umgesetzt. Nahezu alle in den vorangegangenen Abschnitten und in Abbildung 2-12 erwähnten Ladestrategien sind in GridSim implementiert oder werden derzeit, im Rahmen geförderter Projekte, implementiert. Der Fokus von GridSim auf Elektromobilität spiegelt sich in den laufenden Projekten wider: Im Projekt Bidirektionales Lademanagement (BDL) wird GridSim eingesetzt, um die Auswirkungen verschiedener Anwendungsfälle von bidirektionalen Elektrofahrzeugen auf das Verteilnetz zu untersuchen [59]. Es werden verschiedene Vehicle-to-Grid und Vehicle-to-Home Anwendungsfälle untersucht, z.B. Eigenverbrauchsoptimierung, Peakshaving, bidirektionale Arbitrage und weitere. Im Projekt *München elektrisiert* wird GridSim eingesetzt, um die Auswirkungen zukünftiger privater, kommerzieller und öffentlicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge auf die Netzbelastung für verschiedene Stadtteile Münchens zu analysieren [60].

Pandapower Pro wird für verschiedene Forschungsthemen der Elektromobilität eingesetzt. Eine Hauptanwendung ist die Bewertung optimaler Transformationspfade von Netzen mit zunehmender Integration von Elektrofahrzeugen. Basierend auf probabilistischen Szenarien für die zusätzliche Nachfrage durch E-Fahrzeuge wird die automatisierte Netzausbauplanung genutzt, um optimale Zielnetze zu ermitteln, die alle technischen und regulatorischen Anforderungen erfüllen. Dies ist für Netzbetreiber von Interesse, um den zukünftigen Handlungsbedarf zu prognostizieren und zu wissen, wo und wann sie ihre Netze verstärken oder ausbauen müssen. Des Weiteren wird pandapower Pro für Zeitreihensimulationen mit detaillierten E-Fahrzeug-Ladeprofilen verwendet, um die Effektivität und den Vorteil verschiedener Steuerungsstrategien von E-Fahrzeug-Ladepunkten zu bewerten.

In ZuBer werden Lasten durch vorgegebene elektrische Parameter wie P, Q, cosinus phi oder über Zeitreihen definiert. Die Generierung von Zeitreihen (Lastprofilen) für die Elektromobilität ist nicht Bestandteil von ZuBer, sondern kann durch weitere Modelle, wie z.B. in [61] beschrieben, erzeugt werden. In ZuBer kann die Elektromobilität jedoch als flexible Last modelliert werden. So kann in Situationen, in denen Netzrestriktionen während des Ladevorgangs verletzt werden, die Ladelaast verschoben werden, um den Netzzustand zu verbessern [41].

Auch in den Netzmodellen aus dem Projekt IntegraNet in der TransiEnt kann die Elektromobilität bisher nur über das Vorgeben von Lastzeitreihen an den Verbraucherknotten berücksichtigt werden. Komponenten wie Batteriemodelle sind allerdings in der Bibliothek vorhanden. Im Rahmen des Projektes IntegraNet II (FKZ 03EI1008 A-B) wird die modellendogene Ermittlung der Ladeleistung und des SoC innerhalb der Simulation in die Bibliothek integriert, was wiederum die Berücksichtigung unterschiedlicher Ladestrategien ermöglicht.

Unter den mit mosaik verbundenen Komponenten befindet sich auch ein einfaches Modell zur Abbildung von Elektromobilität. Der Fokus liegt hierbei auf der Simulation von Wallboxen als Verbraucher in Haushalten. Dabei können Fahrprofile als Eingangsdaten des Modells vorgegeben werden, welche dann den Ladebedarf abbilden. Zudem können verschiedene Ladestrategien gewählt werden, wie bspw. die vorrangige Nutzung von lokal erzeugtem Strom aus einer PV-Anlage.

In Tabelle A. 2 im Anhang wird die Abbildung der Elektromobilität in den Modellen qualitativ gegenübergestellt.

2.3.6 Installation von Elektrolyseuren

Die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und damit verbunden die Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz gewinnen mit steigendem Anteil volatiler Stromerzeugung im Rahmen der Energiewende zunehmend an Bedeutung. Die Verteilung von Wasserstoff über die öffentliche leitungsgebundene Netzinfrastruktur und die damit verbundene Wasserstoffverträglichkeit der angeschlossenen Verbraucher, aber auch der Anlagenbetrieb von Elektrolyseuren stellen neue immanente Fragestellungen dar. Die Modellierung und Simulation der Systeme können dabei wichtige Erkenntnisse erbringen.

Im Szenario *Installation von Elektrolyseuren* wird sowohl ein allgemeiner methodischer Vergleich aller in diesem Szenario teilnehmenden Modelle hinsichtlich der Abbildung von Elektrolyseuren im Netz als auch ein quantitativer Vergleich konkreter Simulationsergebnisse für zwei ausgewählte Modelle durchgeführt.

Beim methodischen Vergleich werden mehrere Themengebiete, die mit der Integration von Elektrolyseuren in das Energiesystem verknüpft sind, betrachtet. Zum einen werden die Ansätze zur Abbildung des eigentlichen Elektrolyseur-Anlagenmodells verglichen. Da einige der teilnehmenden Modelle einen klaren Fokus auf der Stromseite des Energiesystems haben, sind bereits hier signifikante Unterschiede zu erkennen. So bilden mosaik, OpSim/ppower und Zuber den Elektrolyseur nur auf Basis eines Energiespeichers ab. Bei Zuber und OpSim/ppower kann die gespeicherte Energie über Rückverstromung bei Bedarf wieder ins Stromnetz zurückgespeist werden. In OpSim/ppipes kann allerdings auch über einen zusätzlichen Regler oder Multienergieregler alternativ ein detaillierteres Anlagenmodell abgebildet werden. Im Falle des Multienergiereglers erfolgt die Kopplung eines pandapower- und pandapipes-Netzes. Die detailliertesten Anlagenmodelle auch im Hinblick auf die zeitliche Auflösung bieten die Energie-Agenten und die TransiEnt-Bibliothek, weshalb in diesen beiden Umgebungen auch An- und Abfahrvorgänge berücksichtigt werden (können).

Ein weiteres Thema sind die Regelungsmöglichkeiten der Anlage im Hinblick auf die Netze (Strom- und Gas). Was alle Modelle verbindet, ist die Möglichkeit die Anlage netzdienlich anhand von Signalen aus dem Stromnetz zu betreiben (z.B. durch Abfahren der Residuallast). Eine Regelenergiebereitstellung wird dagegen nur von den Energie-Agenten abgebildet. Wie auch in Tabelle A. 3 zu erkennen ist, wird das Gasnetz nur in OpSim und TransiEnt modelliert, entsprechend können gasseitige Grenzwerte nur in diesen in der Regelung berücksichtigt werden.

Ein Speichermodell für den vom Elektrolyseur produzierten Wasserstoff wird in keinem der Modelle standardmäßig berücksichtigt, wobei in der TransiEnt Gasspeicherkomponenten vorhanden sind, die bei Bedarf in individuell erstellte Modelle integriert werden könnten.

Die letzten beiden Themengebiete, die methodisch verglichen werden, sind das Gasnetz und die berücksichtigten Eigenschaften des Gases in den unterschiedlichen Medienmodellen. Die Energie-Agenten bilden zwar die Gasseite als generellen Energiesenke oder -quelle ab, aktuell jedoch noch nicht die Struktur des Gasnetzes. In OpSim/pandapipes und TransiEnt wird das Gasnetz detaillierter modelliert. Hier werden auch die lokal aufgelösten Gasgeschwindigkeiten und die Druckverteilung im Netz untersucht. Eine räumlich-zeitliche Verteilung der Wasserstoffkonzentration wird nur in der TransiEnt mit abgebildet. Generell verwendet die TransiEnt mit der TILMedia ein detailliertes Medienmodell, so dass auch thermodynamische Effekte, wie z.B. der Joule-Thomson-Effekt physikalisch korrekt abgebildet werden.

Da nur die beiden Modelle OpSim und IntegratNet eine detaillierte Abbildung des Gasnetzes enthalten, werden im Folgenden Simulationsergebnisse dieser beiden Modelle verglichen. Die vollständige qualitative Vergleichstabelle ist im Anhang in Tabelle A.3 zu finden.

Grundlage für den simulativen Vergleich im Elektrolyseur-Szenario bildet das Stromnetz aus dem Szenario *Zubau von Solarstromerzeugung*, Unterszenario b (dies entspricht dem Stromnetz aus Abschnitt 2.3.1 mit hohem PV-Zubau), in dem der Elektrolyseur die entstehende Residuallast abfahren kann. Der Elektrolyseur ist stromseitig auf MS-Ebene eingebunden. Auf der Gasseite speist der Elektrolyseur im Rahmen des Szenarios den Wasserstoff auf Niederdruckseite ins Gasnetz ein. Bei einer realen Umsetzung wäre zu erwarten, dass der Elektrolyseur eher in höhere Netzebenen einspeisen würde. Zum Vergleich der Modellierungsansätze im Hinblick auf Druckverluste und Wasserstoffausbreitung, wird die Abbildung des gewählten Gasnetzabschnittes und die Einspeisung auf Niederdruckebene aber als ausreichend angesehen, um zu validen Ergebnissen zu gelangen. Eine genauere Beschreibung des Aufbaus des gewählten Gasnetzabschnittes findet sich in Abschnitt 2.3.1.

Im Rahmen des Szenarios werden zwei unterschiedliche Fälle betrachtet. In Variante 1 wird der durch den Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff in ein zu 100 % mit Wasserstoff versorgtes Gebiet eingespeist. Hier bleibt somit die Gaszusammensetzung über den gesamten Simulationszeitraum konstant. In Variante 2 wird von einer Grundversorgung des Gebietes mit Erdgas ausgegangen. Die gesamte erzeugte Wasserstoffmenge wird dabei ohne Berücksichtigung geltender Grenzwerte ungeregelt in das Netz eingespeist, um potenzielle Abweichungen in den Ergebnissen nicht durch Unterschiede in den Regelungsansätzen zu verfälschen. Parameter wie Bedarfe, Rohrgeometrien und Anlagenparameter sind für beide Varianten identisch.

Der betrachtete Elektrolyseur hat eine Nennleistung von 225 kW und einen Nennwirkungsgrad von 0,74. Der Wirkungsgrad wird für den Vergleich auch in der TransiEnt als konstant angenommen, welche aber im Normalfall eine Wirkungsgrad-Kennlinie hinterlegt hat. Die Anlagenparameter orientieren sich an den Werten für einen Elektrolyseur des Typs ME100/350. Weitere Anlagenparameter können [62] entnommen werden. Abweichend von den dortigen Angaben wurde die Minimalleistung des Elektrolyseurs auf null gesetzt, um die Grundlage des Vergleichs zu harmonisieren, da diese in den Standardeinstellungen von OpSim nicht betrachtet wird.

In den folgenden Vergleichen werden drei Tage im März betrachtet. Dieser Zeitraum wird gewählt, da im Übergangszeitraum noch ein relativ hoher Wärmebedarf herrscht, gleichzeitig aber bereits hohe solare Erträge auftreten, die durch den Elektrolyseur abgefahren werden können.

Vergleich des produzierten Wasserstoffmassenstroms

Im Folgenden wird zunächst der durch den Elektrolyseur produzierte Wasserstoffmassenstrom verglichen. Die Residuallast des Netzes entspricht den Ergebnissen aus dem PV-Szenario mit hohem PV-Zubau. Da im Rahmen des Szenarios keine Regelung der Anlage auf Signale aus dem Netz, wie erreichte Restriktionen, implementiert wurde, lässt diese Betrachtung einen direkten Vergleich der beiden Anlagenmodelle zu.

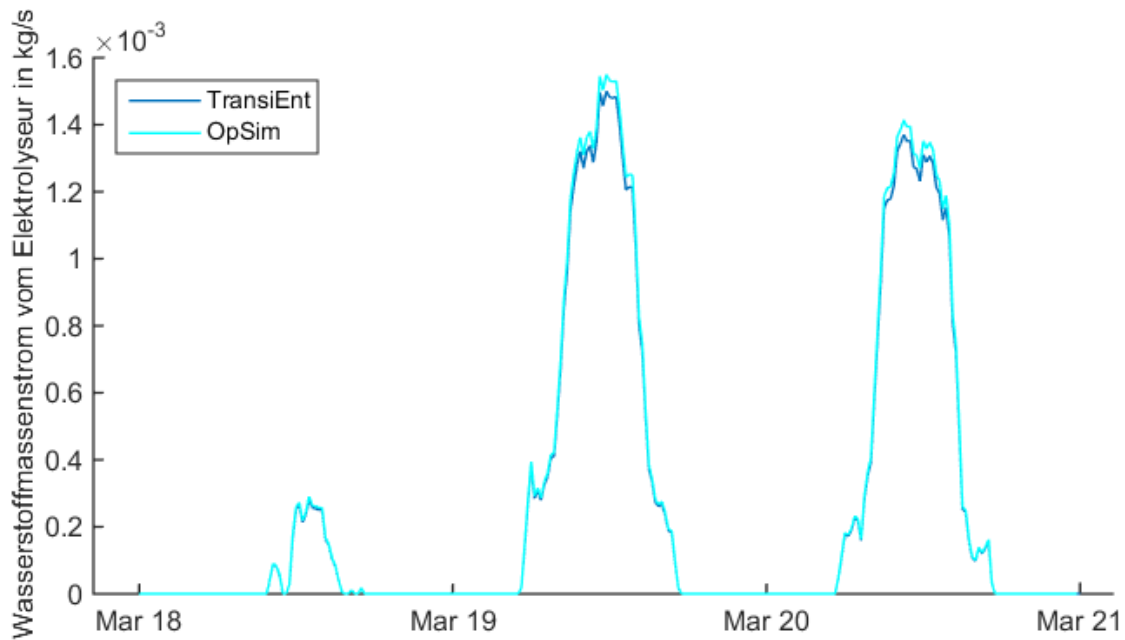


Abbildung 2-13: Vergleich der Simulationsergebnisse von OpSim und TransiEnt für den vom Elektrolyseur produzierten Wasserstoffmassenstrom an drei ausgewählten Tagen im März

In Abbildung 2-13 ist der resultierende Wasserstoffmassenstrom der beiden Modelle für drei Tage im März dargestellt. Trotz nahezu identischer aufgenommener elektrischer Leistung (die Abweichung der Elektrolyseurleistungen über 10 kW liegt unter 1 %) kommt es zu geringen Abweichungen bzgl. des produzierten Wasserstoffmassenstroms. Im verwendeten Modell der TransiEnt-Bibliothek wird der Energieaufwand berücksichtigt, der in der Anlage benötigt wird, um den Wasserstoff auf ein Druckniveau von 30 bar (entspricht der Angabe zum Druck aus der verwendeten Quelle) zu bringen, von wo der Druck mittels Drossel gemindert wird. Im OpSim/ppipes-Modell wird dagegen angenommen, dass die Anlage den Wasserstoff bereits auf dem sich einstellenden Druckniveau des Netzes bereitstellt. Hierdurch kommt es zu den dargestellten Abweichungen.

Insgesamt liefern die Basismodelle sehr ähnliche Ergebnisse, wenn alle Eingangsdaten und Funktionalitäten harmonisiert werden. Durch eine Änderung der Funktionalität, wie z.B. Integration einer lastabhängigen Wirkungsgradkennlinie, lassen sich dennoch unterschiedliche Ergebnisse erreichen. Bei der Auswahl eines Modells sollte daher immer der benötigte Detailgrad bzw. die vorhandenen Informationen über die Anlage/das System berücksichtigt werden.

Vergleich der Ergebnisse zum reinen Wasserstoffnetz (Variante 1)

In diesem Vergleich wird der durch den Elektrolyseur produzierte Wasserstoff an der Gasquelle in das Netz eingespeist. Da auch das Grundgas aus reinem Wasserstoff besteht, wird in dieser Szenariovariante der gesamte Wärmebedarf mit Wasserstoff als Energieträger gedeckt.

In Abbildung 2-14 ist der resultierende geringste auftretende Überdruck im Netz als Maß für den maximal auftretenden Druckverlust für die beiden zu vergleichenden Modelle dargestellt. Als Referenz - an der Gasquelle wird mit einem Überdruck von 50 mbar (5000 Pa) in das Netz eingespeist. Bei stärkerer Last kommt es zu größeren Abweichungen von etwa 10 Pa. Der Knoten, indem der geringste Druck auftritt, ist aber in beiden Modellen der gleiche.

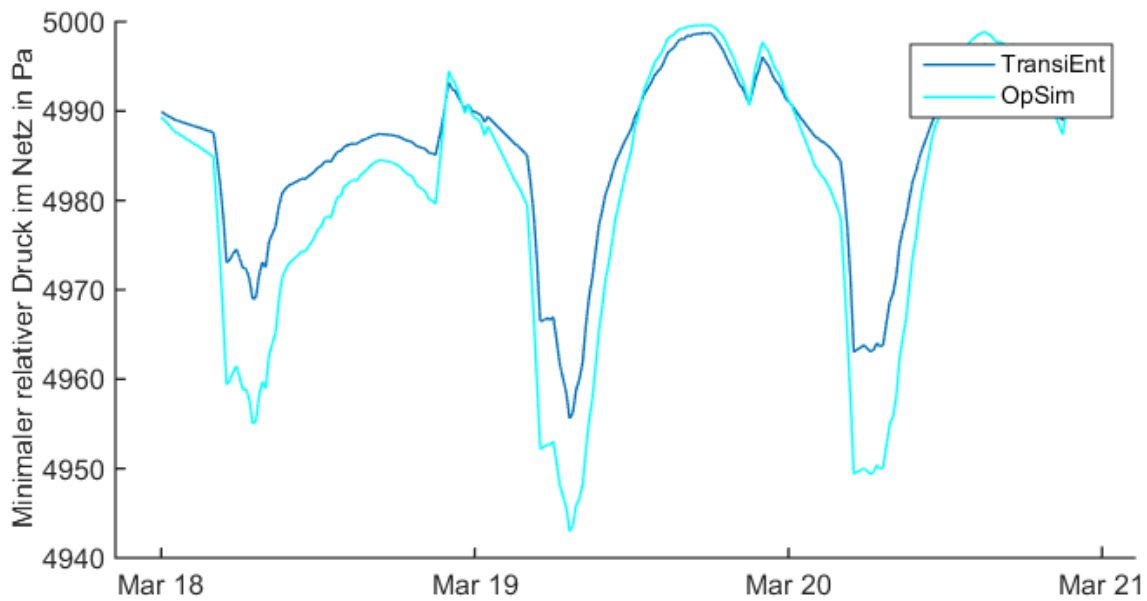
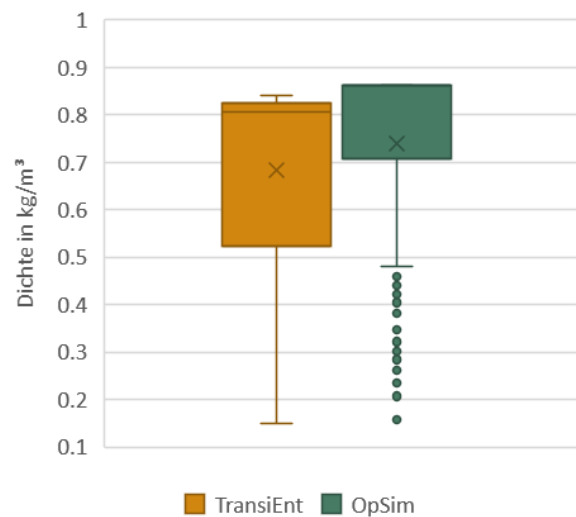


Abbildung 2-14: Minimaler relativer Druck (aufgrund der Druckverluste in den Rohrleitungen) im Gasnetz mit 100 % Wasserstoff für drei Tage im März

Zur Untersuchung der Ursachen für die Abweichungen werden die Reynoldszahlen und die Dichte genauer betrachtet. Für die Reynoldszahlen ergibt sich eine sehr gute Übereinstimmung (vgl. Abbildung A. 1). In Abbildung 2-15 a) ist die Variation der Dichte im Netz über die drei untersuchten Tage dargestellt. Während die Dichten insgesamt in beiden Modellen räumlich und zeitlich sehr konstant sind, tritt durchgehend eine Abweichung von knapp 1,6 % der Modelle zueinander auf.



a)



b)

Abbildung 2-15 Auftretende Variation der Dichte innerhalb des Gasnetzes für die beiden Modellansätze TransiEnt und OpSim – a) Netz mit 100 % Wasserstoff; b) Einspeisung von Wasserstoff in Erdgas

Dies ist darauf zurückzuführen, dass in den Modellen unterschiedliche Medienmodelle hinterlegt sind. Die TransiEnt greift zur Bestimmung auf die Medienbibliothek TILMedia⁵ zurück, während OpSim/ppipes auf die

⁵ <https://www.tlk-thermo.com/index.php/de/tilmedia-suite>

NIST-Datenbank⁶ zurückgreift. Ein weiterer Grund für die unterschiedlichen Ergebnisse beruht auf den unterschiedlichen Berechnungsalgorithmen. Während TransiEnt stets mit einem Realgas rechnet, wird im Falle von OpSim/ppipes zunächst mit einem idealen Fluid bei Normbedingungen gerechnet. Anschließend erfolgt eine Umrechnung über den Kompressibilitätsfaktor für den real herrschenden Druck. Diese Vorgehensweise hat Auswirkungen auf die Dichteergebnisse. Entsprechend der Unterschiede der Dichten sind die resultierenden Geschwindigkeiten in der TransiEnt etwas geringer als bei OpSim.

Ein weiterer Einflussfaktor bei der Bestimmung der auftretenden Drücke im Netz ist der gewählte Ansatz zur Druckverlustberechnung. Im turbulenten Bereich wird zur Bestimmung des Druckverlustes in beiden Modellen der Ansatz nach Colebrook-White verwendet. In der TransiEnt wird der Übergang zur laminaren Strömung durch die Gleichungen von Hagen-Poiseuille und Darcy-Weisbach abgebildet, so dass hier zusammen mit den unterschiedlichen Stoffwerten ein Grund für die Abweichungen in den Ergebnissen bzgl. der Druckverluste liegen kann.

Vergleich der Ergebnisse für eine Beimischung von Wasserstoff in Erdgas (Variante 2)

Anders als in Szenariovariante 1 treten in dieser Variante variable Wasserstoffanteile im Netz auf, da hier von Erdgas als Grundgas im Netzabschnitt ausgegangen wird, in den der produzierte Wasserstoff eingespeist wird. Entsprechend sind auch die Schwankungen der Stoffeigenschaften in diesem Unterszenario deutlich größer. Dies ist unter anderem an den Ergebnissen für die Dichte zu erkennen, wie in Abbildung 2-15 b) dargestellt. Im Gegensatz zu Szenariovariante 1 liegt hier der Mittelwert der Dichte in OpSim höher als in der TransiEnt. Die Minima (bei hohem Wasserstoffanteil) sind bei beiden Modellen ähnlich. Wie bereits im vorherigen Absatz erläutert, sind diese Unterschiede auf die verschiedenen Medienmodelle zurückzuführen.

Bei der Bestimmung der lokal und zeitlich aufgelösten Viskosität sind prinzipielle Unterschiede in den Modellansätzen zu erkennen. In der TransiEnt bzw. den Netzmodellansätzen aus IntegraNet wird in der Standard-Einstellung eine konstante dynamische Viskosität vorgegeben. Diese ist abhängig von der Nominalzusammensetzung des Gases (hier die Zusammensetzung des Grundgases ohne Wasserstoff) und bleibt über den gesamten simulierten Zeitraum konstant und wird daher auch nicht bei erhöhter Wasserstoffeinspeisung verändert. Einstellmöglichkeiten auch mit variabler Viskosität zu rechnen sind zwar gegeben, würden aber zu einer deutlichen Verlängerung der Simulationszeit führen. In OpSim hingegen wird die dynamische Viskosität in Abhängigkeit der aktuellen Wasserstoffbeimischung berechnet. Die aus diesen zwei Ansätzen resultierenden Unterschiede sind unter anderem in der Differenz der Reynoldszahl (vgl. Abbildung 2-16) zu erkennen. Die Differenz steigt mit höheren Wasserstoffanteilen im Gas.

⁶ <https://webbook.nist.gov>

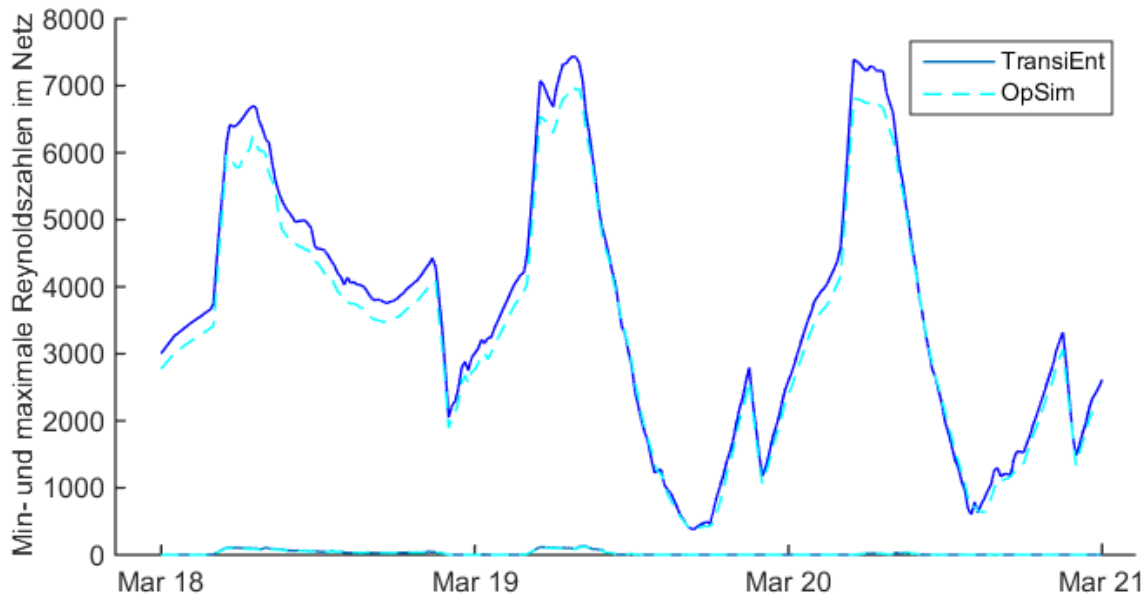


Abbildung 2-16: Minimale und maximale Reynoldszahlen im Gasnetz für die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgas

Bei der räumlichen Betrachtung der Strömungsvorgänge und der daraus resultierenden Mischungszustände, werden hier die Effekte in der TransiEnt detaillierter abgebildet als in OpSim. In OpSim tritt nahezu kein Unterschied (maximale absolute Differenz $<0,0009$) zwischen den minimalen und maximalen Wasserstoffanteilen innerhalb des Netzes (pro Zeitpunkt) auf. In Abbildung 2-17 sind die minimalen und maximalen Wasserstoffanteile im Netz aus den Simulationsergebnissen der TransiEnt im Vergleich zu dem Ergebnis aus OpSim dargestellt. Zudem ist für die TransiEnt der Anteil an Wasserstoff am Einspeisepunkt aufgetragen.

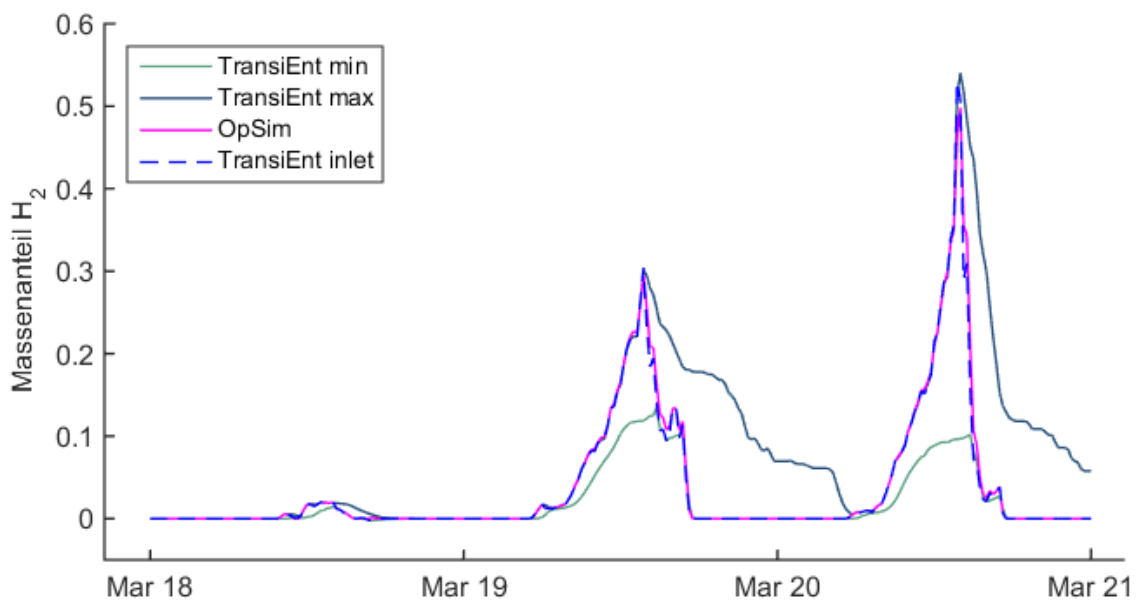


Abbildung 2-17: Minimale und Maximale Wasserstoffanteile (Massenbezogen) im Gasnetz für die beiden Modellansätze (TransiEnt und OpSim)

Der Wasserstoffanteil, der in OpSim bestimmt wird, stimmt gut mit dem Wasserstoffanteil nach der Beimischung des Wasserstoffes im TransiEnt Modell überein. Die minimalen und maximalen Werte für den Wasserstoffanteil im TransiEnt-Modell hängen von den aktuellen Bedarfen und resultierenden Massenströmen in den unterschiedlichen Zweigen des Netzes ab. So sind im TransiEnt-Modell auch in Zeiten, in denen nicht mehr aktiv Wasserstoff beigemischt wird, teilweise noch Anteile von über 10 % erkennbar.

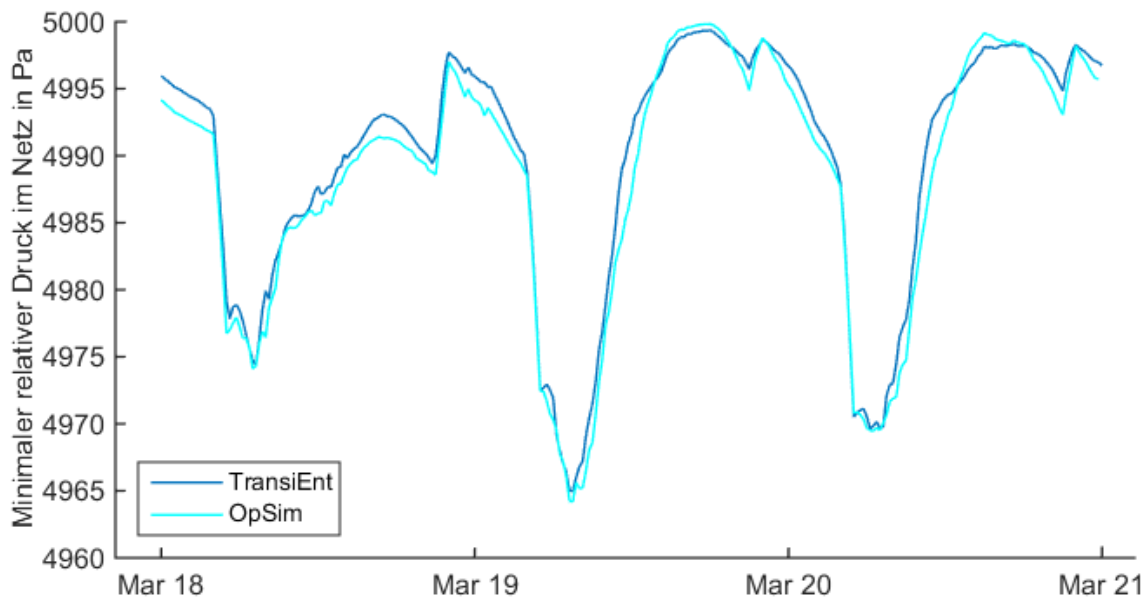


Abbildung 2-18: Minimaler relativer Druck im Gasnetz mit Erdgas als Grundgas und Wasserstoffeinspeisung für drei Tage im März

Trotz dieser signifikanten Unterschiede in den Modellansätzen, zeigt sich eine sehr gute Übereinstimmung hinsichtlich des minimalen im Netz auftretenden Druckes und damit der Druckverluste.

Soll vornehmlich der Druckverlust in einem Netz bestimmt werden, liefern beide Modelle valide Ergebnisse. Werden die Wasserstoffanteile in hoher räumlicher Auflösung benötigt, z.B. weil an einem bestimmten Verbraucher vorgegebene Grenzwerte für den Wasserstoffanteil nicht überschritten werden dürfen, oder weil aus Abrechnungsgründen die genaue Gasqualität benötigt wird, können dynamische Simulationen wie die TransiEnt einen zusätzlichen Mehrwert liefern. Allerdings werden für die Abbildung mit höherem Detailgrad längere Rechenzeiten benötigt. Trotz des allgemein tendenziell höheren Detailgrads im TransiEnt-Modell, gibt es einzelne Aspekte, wie die Abbildung der lokal aufgelösten dynamischen Viskosität, die in OpSim genauer modelliert werden, während in der TransiEnt in den Standardeinstellungen mit einer Vereinfachung gerechnet wird.

2.3.7 Installation von Wärmepumpen

Im Kontext einer veränderten Wärmeversorgung im Zuge der Energiewende, in welcher der Anteil an Wärmepumpen stetig zunimmt, bedarf es eines hinreichend genauen Wärmepumpen-System-Modells, um die Versorgungssicherheit stets zu gewährleisten. Aus diesem Grund soll in diesem Szenario untersucht werden, inwiefern der Detaillierungsgrad der Modellierung Auswirkungen auf das Verhalten eines Wärmepumpen-Systems und folglich auch auf das Stromnetz hat. Als Grundlage dient wie in den Szenarien zuvor das in 2.3.1

beschrieben Stromnetz und die daraus abgeleiteten Wärmeprofile. Zur Erläuterung: Wärmepumpen-Systeme umfassen das komplette System bestehend aus Wärmepumpe, Heizstab, Durchlauferhitzer und Speicher.

Zunächst erfolgt eine zufällige gewichtete Knotenauswahl im Stromnetz, an welchen die Wärmepumpen-Systeme installiert werden sollen. Die Gewichtung erfolgt derart, dass primär Knoten von Abgängen mit einer hohen PV-Durchdringung ausgewählt werden; d.h. Knoten, die im Falle des in SimBench definierten „IPV“-Lastfalls [49] Spannungen oberhalb von 1.1 p.u. aufweisen, werden mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 %, während Knoten mit Spannungen unterhalb von 1.1 p.u. mit einer Wahrscheinlichkeit von 10 % ausgewählt werden. Hintergrund dieser Verteilung ist, dass das Netz auch in Szenario 2.3.9 verwendet wird, in welchem durch eine sinnvolle Wärmepumpen-Betriebsstrategie PV-Spitzen geglättet werden sollen.

Nach Verteilung der Wärmepumpen im Netz erfolgt eine Anlagen-Dimensionierung auf Basis der VDI-Norm 4645 [63]. Diese ist abhängig von dem jeweils zugeordneten Wärmeprofil, der Betriebsweise sowie der Bauart. Im Projekt MEO wird angenommen, dass im Netz Luftwärmepumpen verbaut wurden. Wärmepumpe und Heizstab sind dabei parallel eingebunden.

In diesem Szenario wird sich im Folgenden auf die Modellierung und den Vergleich eines Wärmepumpen-Systems beschränkt. Grund dessen ist, dass nicht alle beteiligten Modelle auch eine Stromnetzmodellierung durchführen können, sondern sich stattdessen auf eine exakte Komponentenmodellierung konzentrieren. Inwieweit sich durch Co-Simulations-Tools eine exakte Komponentenabbildung in Verbindung mit einer Stromnetzmodellierung ohne weiteren Implementierungsaufwand umsetzen lässt, wird in Szenario 2.3.9 näher erläutert.

Das ausgewählte Wärmepumpen-System befindet sich am Knoten 2 des SimBench-Stromnetzes. Folgende Parameter für das Wärmepumpen-System wurden definiert (Bezugspunkt der Wärmepumpe: 7 °C Außentemperatur, 35 °C Vorlauftemperatur - A7/W35):

Tabelle 2-5: Dimensionierung der Systemkomponenten

Elektrische Leistung der Wärmepumpe	3,872 kW
Thermische Leistung der Wärmepumpe	17,232 kW
Elektrische Leistung des Heizstabs	4,079 kW
Thermische Leistung des Heizstabs	3,997 kW
Warmwasserspeicher	774 l
Durchlauferhitzer	variabel

Die Modellierung des Wärmepumpensystems sieht aus wie folgt:

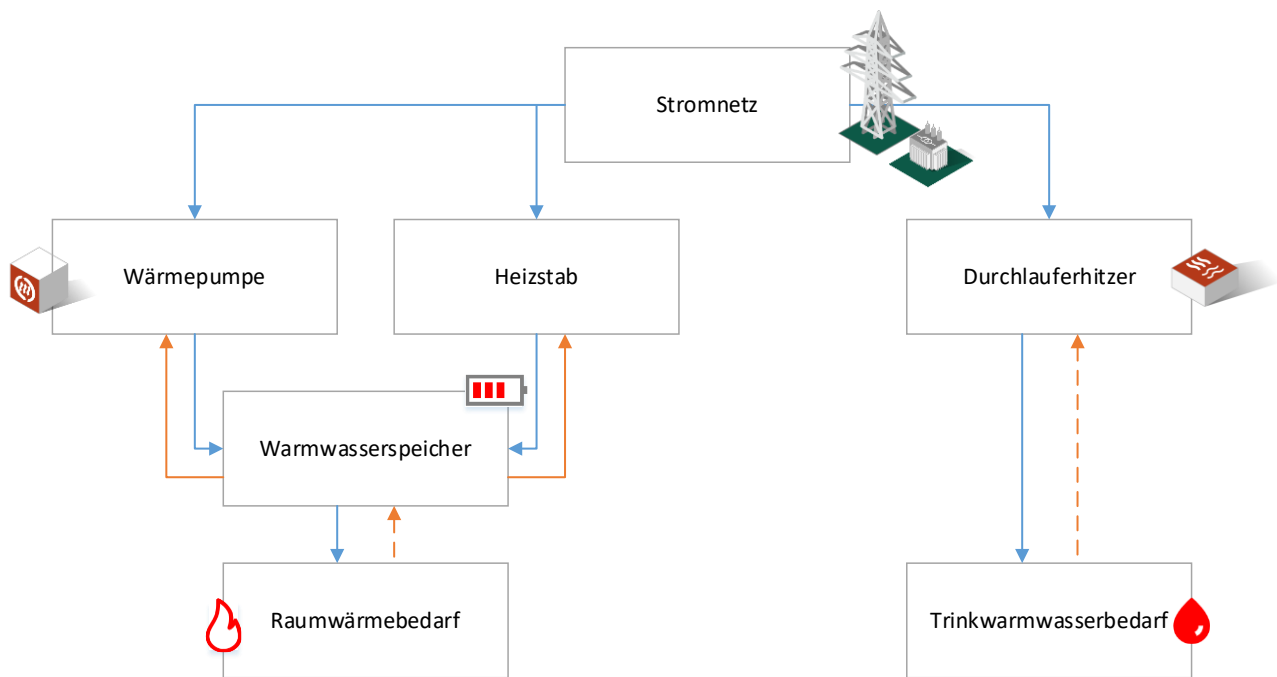


Abbildung 2-19: Schema-Darstellung des Wärmepumpensystems mit Energieflüssen (blau) und Signalrichtungen (orange). Gestrichelte Signale wurden indirekt modelliert über entsprechende Wärmeleistungsbedarfe.

Auf Seiten des Trinkwarmwasserbedarfs kann ein Durchlauferhitzer die Last immer decken. Aus diesem Grund wird diesem kein fixer Leistungswert zugeordnet. Zudem wird ein konstanter Wirkungsgrad von 100 % angenommen. Auf Seiten des Raumwärmebedarfs erfolgt die Deckung der Wärmelast über den Pufferspeicher. Dieser wird durch eine Wärmepumpe und einen Heizstab gespeist. Die Betriebsgrenzen können folgender Tabelle entnommen werden (je nach Modellierung erfolgt die Regelung auf Basis der mittleren Speichertemperatur in °C oder dem mittleren SoC in %):

Tabelle 2-6: Betriebsgrenzen des Wärmepumpensystems

Unterer Speichergrenzwert der Wärmepumpe	32,75 °C / 25,00 %
Oberer Speichergrenzwert der Wärmepumpe	47,55 °C / 89,35 %
Unterer Speichergrenzwert des Heizstabs	30,45 °C / 15,00 %
Oberer Speichergrenzwert des Heizstabs	46,55 °C / 85,00 %
Maximaler Speicherstand	50,00 °C / 100,0 %
Minimaler Speicherstand	27,00 °C / 0,00 %

Im Falle von μ GRiDS und mosaik wird der Speicher als Schichtenspeicher modelliert. D.h. in mosaik wird das Speichervolumen in drei, im Falle von μ GRiDS in zehn interagierende, gleich große Schichten geteilt. Im Falle der Modellierung auf Seiten IntegraNet/ TransiEnt sowie OpSims/ppros erfolgt die Modellierung auf Basis einer homogenen Schicht. Allen Modellen gemein ist ein ideales Speichermodell ohne Speicher- sowie Be-/Entladeverlusten. Zudem wurde angenommen, dass die anfängliche, mittlere Temperatur bei 46,55 °C bzw. der zu Beginn vorliegende SoC bei 85 % liegt. Des Weiteren wird angenommen, dass die Wärmepumpe zu Beginn angeschaltet ist.

Der Heizstab hat einen fixen Wirkungsgrad von 98 % und dient als Backup, sollte die Wärmepumpe den Wärmebedarf nicht decken können. Im Falle der Wärmepumpenmodellierung werden zwei Ansätze verfolgt: Die eine Wärmepumpenmodellierung basiert auf dem Carnot-Wirkungsgrad, welcher von IntegraNet/ TransiEnt sowie OpSim/ppros umgesetzt wurde. Die Formel ist wie folgt:

$$COP_{Carnot} = \eta \cdot \frac{t_{Vortlauf}}{t_{Vortlauf} - t_{außen}}$$

Die andere Modellierung, umgesetzt von μ GRiDS und mosaik, basiert auf spezifischen am Markt erhältlichen Wärmepumpen. In den jeweiligen Datenblättern sind zu den jeweiligen Außen- und Vorlauftemperaturen entsprechende Strombedarfs- sowie Wärmeerzeugungswerte abzulesen. Um die Modelle aufeinander abzustimmen, erfolgte die Parametrierung von η auf Basis des Wärmepumpenmodells von μ GRiDS. Als Referenz dient wie oben bereits erwähnt A7/W35, was einem η von 4,45 entspricht. Da mosaik andere Wärmepumpen-Modelle verwendet, ist hier mit einer entsprechenden Abweichung zu rechnen.

Das Ziel all dieser Parametrierungen ist, dass Ergebnis-Unterschiede (mit Ausnahme von mosaik) rein auf die Komponentenmodellierung zurückzuführen sind.

Die Simulation des Wärmepumpen-System wurde für ein komplettes Jahr mit einer Auflösung von 15 Minuten durchgeführt. Ausgewertet wurden die Jahresenergiebilanz sowie der Betrieb des Wärmepumpen-Systems. Zum Vergleich des System-Betriebs erfolgte ein Modell-Abgleich an jeweils zwei Tagen im Sommer, Übergang und Winter; folglich in Summe 192 Betriebsstunden. Die mit der Auswahl der repräsentativen Zeiträume starken Orientierung an den Jahreszeiten erfolgte aufgrund der starken Temperaturabhängigkeit des Wärmebedarfs und des damit stark korrelierenden Wärmepumpen-Verhalten. Die Ergebnisse beider Analysen werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt.

Tabelle 2-7 Output-Indikatoren für die untersuchten Modelle. Signifikante Abweichungen sind hervorgehoben

	μ GRiDS	TransiEnt	OpSim/ppros	mosaik
Thermische Gesamtlast Raumheizbedarf [kWh]	21777	21777	21777	21777
Elektrischer Input Wärmepumpe [kWh]	5871	6442	5985	7701
Thermischer Output Wärmepumpe [kWh]	21748	21756	21735	21737
Elektrischer Input Heizstab [kWh]	0	32	33	0
Thermischer Output Heizstab [kWh]	0	31	32	0
Elektrischer Input Durchlauferhitzer [kWh]	1447	1447	1447	1447
Thermischer Output Durchlauferhitzer [kWh]	1447	1447	1447	1447
Netzlast [kWh]	7318	7920	7464	9148
Mittlere Speichertemperatur [°C]	40.4	40.9	40.4	40.9
Anzahl Startvorgänge Wärmepumpe	1135	933	952	831

Wie in Abbildung 2-19 dargestellt, wird der Trinkwarmwasserbedarf stets über einen Durchlauferhitzer gedeckt. Da allen Modellen derselbe Trinkwarmwasserbedarf vorliegt, weisen die einzelnen Modelle keine Unterschiede bei den Durchlauferhitzer-Ergebnissen auf. Aus diesem Grund wird in der Ergebnisauswertung nicht näher auf Trinkwarmwassermodellierung eingegangen.

Beim Vergleich der Modellierung der Raumwärmebedarfsseite stellt man hingegen einige signifikante Unterschiede zwischen den Modellen fest. So kann man bei den Jahresenergiebilanzen erkennen, dass zwar die Unterschiede auf der thermischen Seite gering ausfallen, die Differenzen auf der elektrischen Seite jedoch signifikant sind. Ein Abgleich der maximalen relativen Abweichungen vom Durchschnitt unterstreicht diese Beobachtung: So beträgt der Unterschied auf der thermischen Seite maximal 0,06 %. Ähnliches gilt bei dem Unterschied der durchschnittlichen Speichertemperatur. Auf Seiten des thermischen Outputs der Wärmepumpe stellt man bei Vernachlässigung des Modells von mosaik eine Abweichung von 4,66 % fest. Bezieht mosaik mit ein, so kann man sogar eine Abweichung von 14,89 % beobachten. Diese Unterschiede lassen sich primär auf die unterschiedlichen COP-Berechnungsmethoden zurückführen. Im Falle von μ GRiDS und mosaik basiert die COP-Bestimmung auf Datenblätter, wohingegen im Falle von TransiEnt und OpSim/ppros der Carnot-Faktor verwendet wird. Interessant hierbei ist, dass die Abweichung zwischen μ GRiDS und OpSim/ppros nur bei etwa 1 % trotz der unterschiedlichen Berechnungsmethoden liegt. Dies lässt sich darin begründen, dass die Parametrierung von η auf dem Datenblatt von μ GRiDS fußt. Im Falle von mosaik erfolgte diese Parametrierung entsprechend nicht. Aus diesem Grund können hier signifikanten Unterschiede festgestellt werden, was Abbildung 2-20 unterstreicht.

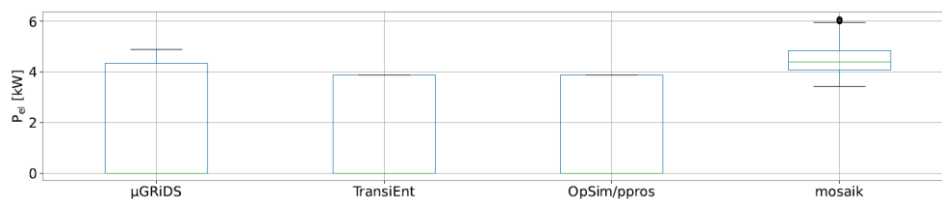


Abbildung 2-20: Elektrische Leistungsverteilung über ein Jahr für die 4 beteiligten Modelle [64]

Der Grund für die unterschiedlichen Ergebnisse zwischen TransiEnt und OpSim/ppros wiederum ist auf einen kleinen Unterschied in der Implementierung der COP-Berechnung auf Basis des Carnot-Faktors zurückzuführen. In TransiEnt anders als in OpSim/ppros lautet die Gleichung:

$$COP_{Carnot} = \eta \cdot \frac{t_{Vorlauf} + \Delta t_{Wärmeübertragung}}{t_{Vorlauf} - t_{außen} + 2 \cdot \Delta t_{Wärmeübertragung}}$$

$\Delta t_{Wärmeübertragung}$ entspricht einem Wert von 5 K. Bei dieser Implementierung wird berücksichtigt, dass für eine funktionierende Wärmeübertragung immer ein Temperaturgefälle vorherrschen muss. Im Falle von TransiEnt wird dies stets auf 5 K geschätzt. Im Falle von OpSim/ppros ist eine Implementierung standardmäßig nicht enthalten, was einer quasi-stationären Betrachtung entspricht.

Wenngleich die Jahresenergieanalysen vermuten lassen, dass zwischen den Modellen bei entsprechender Parametrierung kaum Unterschiede auftreten, so stellt man beim Blick auf die Betriebsführung doch enorme Abweichungen fest, welche in Abbildung 2-21 bis Abbildung 2-23 sehen sind.

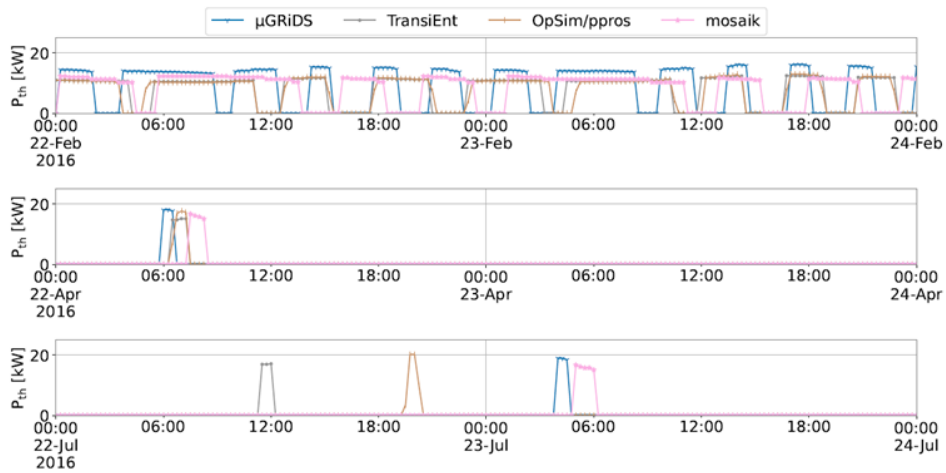


Abbildung 2-21: Modell-Vergleich des thermischen Outputs der Wärmepumpen an zwei aufeinanderfolgenden Tagen im Februar (Winter), April (Übergang) und Juli (Sommer). [64]

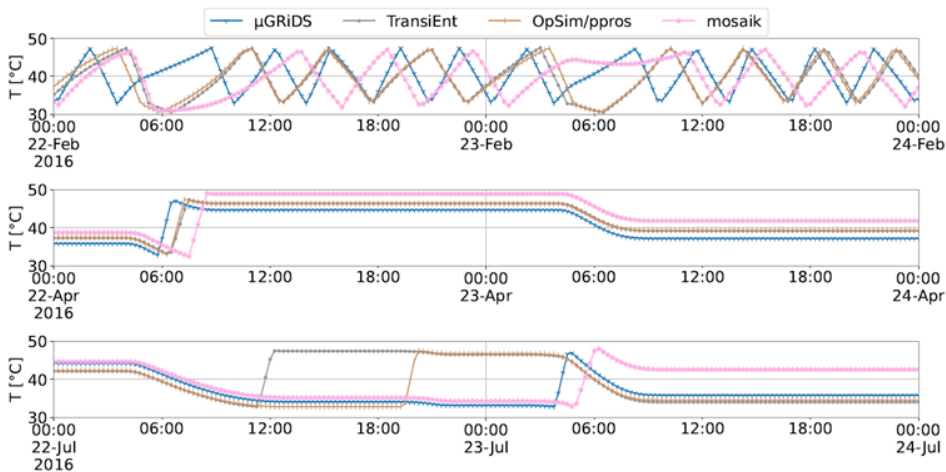


Abbildung 2-22: Modell-Vergleich des durchschnittlichen Temperaturverlaufs des Warmwasserspeichers an zwei aufeinanderfolgenden Tagen im Februar (Winter), April (Übergang) und Juli (Sommer). [64]

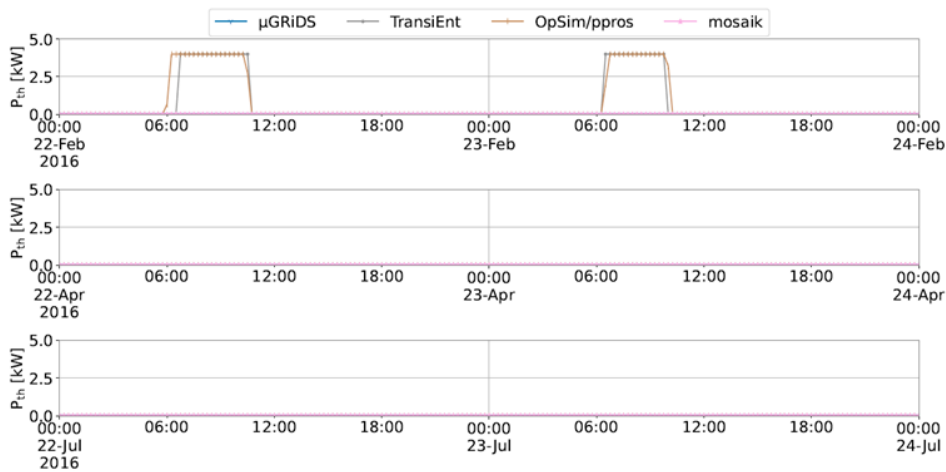


Abbildung 2-23: Modell-Vergleich des thermischen Outputs der Heizstäbe an zwei aufeinanderfolgenden Tagen im Februar (Winter), April (Übergang) und Juli (Sommer). [64]

Besonders die Abweichungen im Winter stechen hierbei besonders hervor. Die Unterschiede lassen sich primär durch die Hysterese-Regelungen erklären. Denn eine Verschiebung der Profile wird durch die unterschiedlichen Start-Zeitpunkte der Wärmepumpe verursacht. Wenngleich im Übergangszeitraum jene angesprochenen Unterschiede kaum beobachtbar sind, so stellt man v.a. im Sommer ähnlich starke Profilabweichungen fest, die sich jedoch aufgrund der geringen Dynamik besser nachvollziehen lassen. Denn im Sommer kann es lange dauern, bis aufgrund des niedrigen Raumwärmebedarfs die untere Regelgrenze erreicht wird.

Konkret heißt das Folgendes: Mit Ausnahme von mosaik stellt man fest, dass die Temperaturen innerhalb des Speichers zu Beginn und zum Ende des untersuchten Zeitrahmens zwischen den Modellen ähnliche Werte aufweisen. Dies erklärt letztlich auch, warum kaum Unterschiede in der Jahresenergiebilanz auf thermischer Seite vorliegen. Diese minimalen Unterschiede jedoch sorgen dafür, dass die jeweiligen Temperaturuntergrenzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten erreicht werden. Dies führt aufgrund des geringen Wärmebedarfs im Sommer zu extremen Zeitverschiebungen beim Wärmepumpen-Start.

Der Grund, warum es überhaupt zu Unterschieden zwischen den Temperaturen kommt, ist zum einen wieder auf die unterschiedliche COP-Methode und dem damit einhergehenden minimal unterschiedlichen thermischen Output der Wärmepumpe, zum anderen durch die unterschiedliche Modellierung des Speichers zu erklären. Dies wiederum erklärt auch, warum nur in zwei Modellen der Heizstab eingesetzt wird, während im Falle der anderen beiden Modelle der Heizstab über das gesamte Jahr nicht zum Einsatz kommt.

2.3.8 Installation von Blockheizkraftwerken

Auf der Niederspannungsebene sind vor allem zwei Kopplungstechnologien von Strom und Wärme anzutreffen - Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) und Wärmepumpen. Dieses Szenario konzentriert sich auf die Analyse eines KWK Netzes mit einem mittelgroßen Blockheizkraftwerk (BHKW)-Anlage. Es gibt viele Modelle zur Darstellung von Energiesystemen, aber die Modellierungsansätze sind unterschiedlich. Dementsprechend werden in diesem Szenario die verschiedenen Modellierungsansätze für solche Technologien bewertet, mit dem Ziel, die erforderliche Genauigkeit eines Modells zur Simulation der verschiedenen Aspekte, die für eine betriebliche Energiesystemanalyse erforderlich sind, herauszustellen.

Für die Darstellung eines BHKW-Systems sind verschiedene Modellkonfigurationen möglich, die von mehreren Faktoren abhängen, z. B. von der Technologie und den Größen der einzelnen Komponenten oder von der detaillierten Simulation der Energienetze und des Wärmenetzes. Für den Aufbau des Modellvergleichs betrachten wir jedoch nur ein Gasmotor-BHKW. Das BHKW wandelt die Endenergie von Gas in Wärme und Kraft (Strom) um. Die Wärme wird über einen Wärmespeicher, der sowohl als Hydraulik- als auch als Energiespeicher fungiert, in ein Verteilungsnetz eingespeist. Der Strom wird zur Deckung der lokalen elektrischen Lasten verwendet und der Überschuss wird in das Stromnetz zurückgespeist. Aus Gründen der Szenario Organisation werden die Energienetze im Rahmen dieser Arbeit nicht simuliert. Daher werden der Raumwärme- und Warmwasserbedarf zu einem Heizlastprofil zusammengefasst. Eine kurze Beschreibung der Generierung der Lastprofile wurde bereits in Abschnitt 2.3.1 gegeben. Für die verbleibende Heizlast, die aufgrund der begrenzten Leistung des BHKW nicht durch diese gedeckt werden kann, wird eine gasbetriebene Zusatzheizung eingesetzt, die ebenfalls Wärme an den Speicher liefert. In diesem Szenario wird eine konventionelle wärmegeführte Regelungsstrategie mit Parallelbetrieb der Zusatzheizung implementiert. Die Zusatzheizung wird als statisches Modell mit konstanten Wirkungsgraden simuliert, wobei davon ausgegangen wird, dass es sich bei den meisten Zusatzheizungen entweder um elektrische Heizkessel oder um hocheffiziente Gaskessel mit extrem schnellen

dynamischen Reaktionen handelt. Der Gaskessel wird mit einer modulierenden Leistung implementiert, die genau die verbleibende Wärmeleistung liefert.

Eine detailliertere Zusammenfassung der signifikanten Merkmale, die die teilnehmenden Modelle weiter voneinander unterscheiden, ist in Tabelle 2-8 unten dargestellt:

Tabelle 2-8 Dimensionierung der Systemkomponenten

Elektrische Leistung des BHKW	134 kW
Thermische Leistung des BHKW	202 kW
Elektrische Leistung des Heizstabs	4,079 kW
Thermische Leistung des Heizstabs	3,997 kW
Warmwasserspeicher	18 m ³

Da die teilnehmenden Modelle jedoch unterschiedliche Schwerpunkte in ihren Standardeinstellungen und Rahmenbedingungen haben, war für die Entwicklung der Szenarien ein erheblicher Aufwand zur abgestimmten Parametrisierung der Modelle notwendig. Neben der Generierung der konsistenten Lastprofile wurden weitere Modellparameter wie Komponentendimensionen und Reglersollwerte harmonisiert.

Die BHKW-Dimensionierung erfolgte auf Basis der Jahresdauerlinie des thermischen Lastprofils und es wurde ein Volllastbetrieb von ca. 4500 Stunden angenommen. Für die Auslegung der Nennleistung und des Wirkungsgrades wurde ein technisches Datenblatt für ein marktreifes BHKW verwendet. Das Speichervolumen wurde für einen dreistündigen BHKW-Betrieb bei einer Temperaturdifferenz von 30 K dimensioniert. Neben dem von allen Modellen geforderten Speichervolumen wurden für die komponentenorientierten Modelle insbesondere weitere physikalische Größen wie Höhe und Durchmesser zur Simulation der Schichtung benötigt. Auch die Anzahl der Schichten (Diskretisierung) im Tank wurde für diese Modelle festgelegt. Thermische Verluste aus dem Tank wurden der Einfachheit halber als vernachlässigbar angenommen, indem der Wärmeübergangskoeffizient durch die Tankwände auf null gesetzt wurde. Anschließend war es notwendig, die hydraulischen Kreisläufe der komponentenorientierten Modelle zu definieren. In diesem Fall wurden Parameter wie Vorlauftemperaturen für den Heizkreis, BHKW-Leistung und Leistung der Zusatzheizung aufeinander abgestimmt.

Eine große Herausforderung bestand in der Abstimmung des thermischen Hysteresereglers für die verschiedenen Ansätze, da die Schichtungsmodelle die Ober- und Bodentemperaturen im Tank verwenden und die Mischtankmodelle entweder den SOC oder die mittlere Temperatur des Tanks verwenden. Letztendlich wurde die mittlere Temperatur des Tanks als Parameter für den Regler in beiden Szenarien gewählt. Dabei wurde die Schaltdifferenz in beiden Szenarien unter Berücksichtigung der Solltemperatur für den Lastkreis und der Betriebstemperaturdifferenz der Heizquellen geschätzt. Bei einer Betriebstemperaturdifferenz des BHKW von ca. 50 K, einer Vorlauftemperatur von 90 °C und einem Sollwert für den Lastkreis von 80 °C wurde z. B. eine Hysterese von 85 °C / 75 °C angesetzt. In ähnlicher Weise wurde die Hysterese für die Zusatzheizung implementiert, um eine Mindesttemperatur von 75 °C im Tank aufrechtzuerhalten. Die SOC-basierten Modelle berechneten ihre SOC-Parameter anhand der Temperaturwerte zurück. So nahm OpSim/ppros beispielsweise 90 °C als 100 % SOC und 70 °C als 0 % SOC an.

Für die Initialisierung wurden alle Komponenten als ausgeschaltet betrachtet und eine Anfangstemperatur des Tanks von 85 °C für das BHKW-Szenario wurde für alle Modelle festgelegt. Die wichtigsten Parameter für die Modellharmonisierung sind in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst.

Das Szenario wurde für ein ganzes Jahr in 15-minütiger Auflösung simuliert, und die wichtigsten Ergebnisindikatoren wurden für eine Betriebsanalyse und eine Energiebilanzanalyse verwendet. Die Betriebsanalyse umfasst in erster Linie das Verhalten der Speichertemperaturen und die Leistungsabgabe der Wärmequellen. Zum besseren Verständnis der Ergebnisse wird die Betriebsanalyse für jeweils 96 Betriebsstunden in der Sommer-, Übergangs- und Wintersaison dargestellt. Diese repräsentativen Zeiträume wurden ausgewählt, um alle möglichen Umgebungstemperaturen, Anlagendynamiken und Regelungszustände abzudecken. Die Energiebilanzanalyse umfasst Daten für das gesamte Jahr und stellt nicht nur die Kapazitäten der Heizquellen, sondern auch die verbleibenden elektrischen und thermischen Lasten dar. Auch die An- und Abfahrzyklen der Komponenten über ein ganzes Jahr werden berücksichtigt. Die Ergebnisse dieser Analysen werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt.

Tabelle 2-9 Output-Indikatoren für die untersuchten Modelle. Signifikante Abweichungen sind hervorgehoben

	μGRiDS	TransiEnt	OpSim/ppros	mosaik
Thermische Gesamtlast [MWh]	3045	3045	3045	3045
Thermischer Output BHKW [MWh]	1151	1139	1138	1132
Thermischer Output Heizstab [MWh]	1914	1910	1907	1913
Thermischer Output Speicher [MWh]	0.02	0.02	0.01	0.02
Mittlere Speichertemperatur [°C]	78.5	77.6	77.5	77.7
Gesamte elektrische Last [MWh]	349	349	349	349
Elektrischer Output BHKW [MWh]	764	756	754	751
Netzeinspeisung [MWh]	415	404	406	402
Anzahl Startvorgänge BHKW	620	650	622	596

Die mittleren Speichertemperaturen für alle vier Modelle sind in der Abbildung 2-24 dargestellt. Während aller drei Jahreszeiten liegt das Verhalten der mittleren Temperatur für alle Modelle sehr nahe beieinander, mit einigen Abweichungen, insbesondere der höheren mittleren Temperatur für μGRiDS. Es ist auch das für einen Hystereseregler typische zyklische Takten zu erkennen. Hier schaltet sich das BHKW aus, wenn die mittlere Temperatur 85 °C erreicht, und schaltet sich ein, wenn der Tank auf 75 °C abkühlt, wie zuvor in der Steuerungslogik beschrieben. Es ist eine kleine Verzögerung im Verhalten der mosaik-Ergebnisse zu beobachten, bei der die Temperatur beide Grenzwerte um einige Grad Kelvin überschreitet, bevor die Richtung umgeschaltet wird. Diese Verzögerung wird durch die Art und Weise verursacht, wie zyklische De-Pendenzen zwischen Simulatoren in Version 2 von mosaik behandelt werden, was zu einer Verzögerung von einem Simulationsschritt von 15 Minuten für den Regler führt. Die Ergebnisse mit TransiEnt zeigen ein Ein- und Ausschalten des BHKW kurz vor dem Erreichen der 75 °C bzw. 85 °C-Grenzen. Dies ist vor allem im Winterszenario offensichtlich, in dem das BHKW nur für TransiEnt abgeschaltet wird. Für dieses Verhalten lassen sich zwei Hauptgründe ausmachen. Innerhalb der in diesem Szenario verwendeten Hysterese werden auch Ereignisse zwischen den

Integrationszeitschritten berücksichtigt, da das kontinuierliche Verhalten des Systems in den Modelica-basierten Ansätzen berücksichtigt werden kann. Außerdem wird die Hysterese-Schaltdifferenz bereits aktiviert, wenn Grenzwerte kurz vor dem Erreichen stehen, statt erst nach dem Überschreiten (Boolesche Operatoren ">" und "<", statt ">=" und "<="). Eine Auswirkung dieser Implementierung ist auch die später diskutierte höhere Anzahl von Anschaltvorgängen des BHKWs. Bei allen Modellen wird im Sommer aufgrund der geringeren Heizlast eine höhere Anzahl von Zyklen beobachtet.

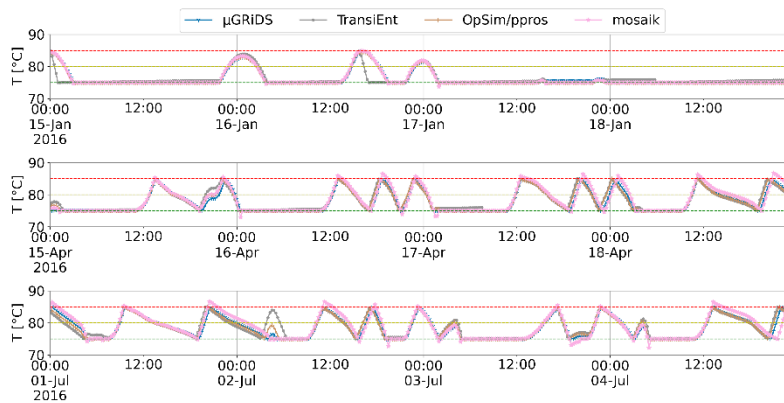


Abbildung 2-24 Mittlere Tanktemperatur für die verschiedenen Modelle in den Jahreszeiten Winter (oben), Übergang (Mitte) und Sommer (unten) [64]

Um einen allgemeinen Überblick über das Temperaturverhalten zu erhalten, ist in Abbildung 2-25 ein Boxplot für das gesamte Jahr dargestellt. Hier ist die Ähnlichkeit der Ergebnisse noch deutlicher zu erkennen. Die mittlere Temperatur ist bei den Schichtungsmodellen höher als bei den gemischten Modellen. Die Minimal- und Maximaltemperaturen für die Modelle TransiEnt und OpSim/ppros entsprechen gut den Sollwerten der Kontrolltemperatur. Das Mosaikmodell weicht aufgrund der Verzögerung des Integrationsschritts ab, wie weiter oben in diesem Abschnitt beschrieben.

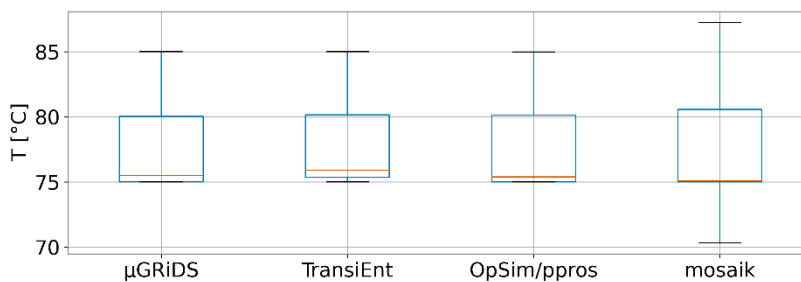


Abbildung 2-25 Mittlere Temperaturverteilung der verschiedenen Modelle für das ganze Jahr [64]

Die Ähnlichkeit zwischen dem Verhalten der mittleren Temperatur und der Darstellung des Regelverhaltens ist zum Teil auf die Harmonisierung der Parameter zurückzuführen, bei der die Modelle für Schichtenspeicher auch die mittlere Temperatur anstelle der Temperatur anderer Schichten für die Regelungsmaßnahmen verwendeten. Wie in der obigen Abbildung 14 zu sehen ist, ist die mittlere Temperatur oder die Mischtanktemperatur jedoch nicht vollständig repräsentativ für den Betrieb eines realen Schichtspeichers. Hier ist die Speichertemperatur oft

und vor allem im Winter kälter als die notwendige Solltemperatur von 80 °C für den Heizkreislauf. Eine genauere Darstellung der Speicherschichtung für die Modelle μ GRiDS und TransiEnt ist in der Abbildung 2-26 zu sehen.

Für die gleichen Zeiträume während der drei Jahreszeiten werden die obere, mittlere und untere Temperatur der 10 Schichten aus der Simulation des Speichers angezeigt. Eine wichtige Beobachtung ist, dass die obere Temperatur des Speichers, der zur Speisung des Heizkreislaufs verwendet wird, oft heißer ist als die erforderliche Temperatur von 80 °C. Obwohl es also den Anschein hat, dass die mittlere Temperatur des Speichers nicht ausreicht, um den Heizkreislauf zu speisen, ist die erforderliche Temperatur aufgrund des Schichtungsverhaltens vorhanden. Ein charakteristischer Unterschied in der Simulation der Temperaturschichtungen zwischen den beiden Modellen ist hier vor allem für die untere Schicht im Winter und in der Übergangszeit festzustellen, wenn die thermische Belastung höher ist. Beim TransiEnt-Ansatz kommt es die meiste Zeit über zu keiner echten Schichtung zwischen der mittleren und der unteren Schicht des Tanks. Dies ist auf die optimale Steuerung der Zusatzheizung zurückzuführen. Die Summe der vom BHKW und der Zusatzheizung erzeugten Wärme entspricht immer fast genau dem Wärmelastbedarf. Da sich Ein- und Austritt im Speicher auf der gleichen Stufe befinden, tritt die Wärme im gleichen Zeitfenster in den Speicher ein und aus. Daher wird fast keine Wärme in die unteren Schichten abgeleitet, was zu einem Wärmegleichgewicht zwischen diesen Schichten führt. Wenn die Rücklauftemperatur unter die mittlere Solltemperatur von 75 °C fällt, wie im Winter und in der Übergangszeit, ergibt sich auch beim TransiEnt-Modell eine deutlichere Schichtung.

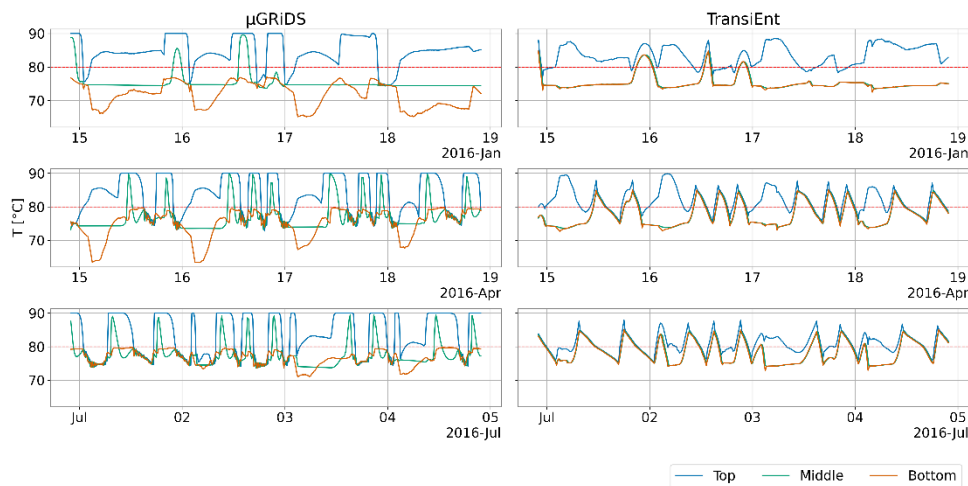


Abbildung 2-26 Temperaturschichtung für die Modelle μ GRiDS und TransiEnt in den Winter-, Übergangs- und Sommermonaten [64]

Anhand der Simulationsdaten für das gesamte Jahr wird in einer Energiebilanzanalyse die Gesamtleistung von BHKW und Zusatzheizung ermittelt. Außerdem wird die Restenergie berechnet, die zur Deckung der Heiz- und Stromlasten benötigt wird. Diese Analyse ist zusätzlich eine Gegenprüfung der einzelnen Modellergebnisse, um sicherzustellen, dass die Energiebilanz, d. h. die Wärme- oder Stromerzeugung, die Speicherung und die Lastanforderungen ausgeglichen sind.

Wie erwartet, ist die gesamte thermische und elektrische Last bei allen Modellen gleich, d.h. es wurden die gleichen Eingangslastprofile verwendet. Die Wärmebilanz ergibt sich aus dem Vergleich der von der BHKW und der Zusatzheizung erzeugten Wärme mit der gespeicherten Energie und der Wärmelast. In ähnlicher Weise wird die elektrische Bilanz durch die vom BHKW erzeugte elektrische Energie und den Überschuss über die erforderliche elektrische Last, die in das Netz eingespeist wird, dargestellt. Bei den Gesamtenergiebilanzen und der mittleren Speichertemperatur gibt es keine signifikanten Unterschiede zwischen den vier Modellen, aber bei

genauerer Betrachtung zeigt sich, dass die μ GRiDS-Ergebnisse eine höhere thermische (und folglich auch elektrische) Energieerzeugung aufweisen. Dies ist in erster Linie auf die Implementierung des Speichermodells in μ GRiDS mit einem unvermeidbaren Totvolumen (Wärmeverlust) zurückzuführen. Die thermischen Verluste betragen in diesem Fall ca. 20 MWh oder 1,7 % und machen fast 99 Stunden längeren BHKW-Betrieb aus. Dies spiegelt sich auch in der geringeren Anzahl von BHKW-Start-ups bei den μ GRiDS-Ergebnissen wider. Eine geringere Anzahl von BHKW-Start-ups ist auch in den mosaik-Ergebnissen zu sehen, was auf die Verzögerung der Integrationszeitschritte zurückzuführen sein könnte, während die etwas höhere Anzahl in TransiEnt vermutlich durch die Empfindlichkeit des Hystereseregler hervorgerufen wird.

2.3.9 Co-Simulation

Das Potenzial der Co-Simulation wird in diesem Szenario durch die Integration eines Wärmepumpenmodells in eine Stromnetzsimulation gezeigt. Dies ist ein Beispiel dafür, wie die Co-Simulation es ermöglicht, ein detailliertes technisches Modell mit einem Netzmodell zu kombinieren, um die Auswirkungen der Integration bestimmter Technologien in das Stromnetz genauer zu untersuchen. Die Netzsimulation in diesem Co-Simulations-Szenario basiert auf dem Szenario 1b. Dieses Szenario für das Jahr 2034 enthält einen stark erhöhten Anteil an PV-Anlagen, der über die Vorhersagen für dieses Jahr hinausgeht und zu Spannungsbandverletzungen im Netz führt. Das Ziel in diesem Anwendungsfall ist es, die integrierten Wärmepumpen als Flexibilität zu nutzen, um die durch die hohe PV-Durchdringung verursachten Spannungsbandverletzungen zu verhindern oder zu reduzieren.

Daher wurden die Wärmepumpen den einzelnen Bussen innerhalb des Netzes nach dem Zufallsprinzip mit einem gewichteten Verteilungsfaktors zugewiesen. Busse mit einer höheren Spannung als 1,1 p.u., basierend auf dem in SimBench definierten Lastfall 'IPV', werden mit fünfmal höherer Wahrscheinlichkeit ausgewählt als andere Busse [15]. Dieses Verfahren stellt sicher, dass insbesondere die Busse, die eine hohe PV-Erzeugung aufweisen, durch einen intelligenten Steuerungsmechanismus von Wärmepumpe und Heizung beeinflusst werden können.

Die installierten Wärmepumpen werden auf der Grundlage des Wärmebedarfs der einzelnen Haushalte an den verschiedenen Bussen dimensioniert. Das Verfahren zur Ermittlung des Wärmebedarfs der einzelnen Haushalte wurde bereits in Abschnitt 2.3.1 beschrieben. Die Dimensionierung der Wärmepumpen und Heizstäbe erfolgt nach VDI 4645 [63]. Jeder Speicher ist auf eine Größe von ca. 750 l festgelegt.

Anstatt ein ganzes Jahr zu simulieren, wurde ein bestimmter Tag ausgewählt. Dieser Tag zeichnet sich durch eine hohe PV-Einspeisung und einen hohen Wärmebedarf aus, um sicherzustellen, dass die Heizungsanlagen als Flexibilitätspotenzial als Gegenstück zu den PV-Anlagen genutzt werden können. Der gewählte Tag ist der 19. März.

Das beschriebene Szenario wurde in den Co-Simulations-Frameworks mosaik und OpSim implementiert. Beide integrieren das gleiche Wärmepumpenmodell und verwenden die gleiche Parametrisierung des Szenarios, so dass die Ergebnisse vergleichbar sind. Das Wärmepumpensystem besteht aus einer Luft-Wasser-Wärmepumpe, einem Heizstab und einem Schichtenspeicher für Wasser. Die Wärmepumpe wird nach der Grey-Box-Methode modelliert, indem physikalisch basierte Energiebilanzgleichungen mit Kurvenanpassungen von Herstellerdaten zur Erfassung des Teillastverhaltens kombiniert werden. Das Speichermodell basiert auf einem 1-D-Schichtenspeicheransatz unter Verwendung der Fourier-Gleichung, wobei Verluste aus Gründen der Einfachheit vernachlässigt werden. Die Modelle wurden in OpenModelica als Teil von μ GRiDS unter Verwendung der Modelica-Standardbibliothek entwickelt und in einer früheren Arbeit der Autoren [14] anhand experimenteller

Daten validiert. Für das aktuelle Szenario wurde das Modell des Wärmepumpensystems als FMU für die Co-Simulation unter Verwendung des Functional Mock-Up Interface (FMI) 2.0 [65] Standards exportiert. OpSim und mosaik verfügen über Adapter für die Integration von FMUs. Wie in Abbildung 2-27 dargestellt, stellt die FMU mehrere Parameter zur Initialisierung bereit. Als Input werden Zeitreihen für den Wärmebedarf und die Umgebungstemperatur verwendet, die von den Co-Simulations-Frameworks für jeden Simulationsschritt bereitgestellt werden.

Neben dem Wärmepumpen-FMU sind eine in pandapower durchgeführte Lastflussberechnung und ein einfacher Controller Teil der Simulation, wie in Abbildung 2-27 dargestellt. Pandapower verwendet die elektrischen Leistungswerte des Heizkörpers und der Wärmepumpe kombiniert mit den elektrischen Leistungswerten der angeschlossenen Haushalte im Szenario. Die sich daraus ergebenden Spannungswerte dienen dem Regler als Eingangswert, um den aktuellen Zustand des Netzes zu erfassen. Nach der DIN-Norm DIN EN 50160 darf die Spannung in einem Bereich von 0,9 und 1,1 p.u. schwanken [66]. Aufgrund der hohen PV-Einspeisung wird davon ausgegangen, dass die Spannung am Slack 1,04 p.u. beträgt. Um eine Verletzung der Spannungsgrenzen zu verhindern, kann der Regler eine beginnende Überlastung erkennen, sobald die Spannung höher als 1,08 p.u. ist und versucht, die Wärmepumpen zu aktivieren, um diese Verletzung zu reduzieren. Liegt die Spannung unter 0,92 p.u., versuchen der Regler, die Wärmepumpe nur dann zu aktivieren, wenn dies wirklich notwendig ist, um den Speicher auf einer angemessenen Temperatur zu halten. Auf der Grundlage der Umgebungstemperatur entscheidet der Regler außerdem, bei Temperaturen unter -5°C das Heizelement anstelle der Wärmepumpe zu aktivieren. Um Gleichzeitigkeit in den Reglersignalen zu vermeiden, wird der Wechsel zwischen verschiedenen Netzzuständen mit einem individuellen Faktor für jede Wärmepumpe verzögert.

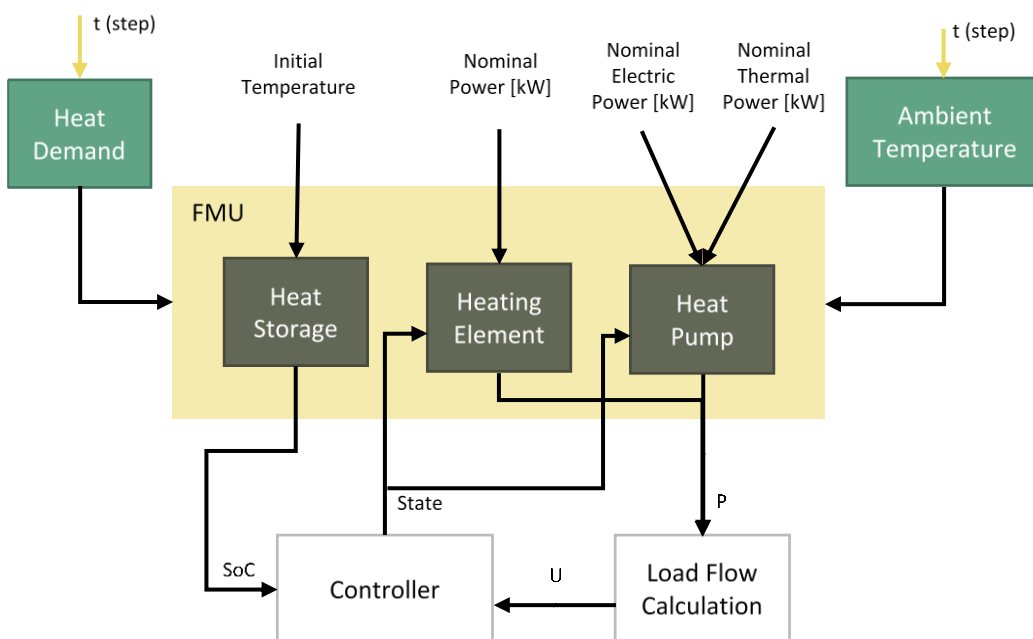


Abbildung 2-27: Überblick über die Umsetzung des Co-Simulations-Szenarios

Die Simulationsergebnisse in mosaik und OpSim mit den Wärmepumpen und verschiedenen Regelstrategien sind in vier Abbildungen dargestellt, die die Spannungen an den Netzknoten über einen Tag zeigen. Die verschiedenen Unterszenarien sind Simulation ohne Wärmepumpen (siehe Abbildung 2-28), Simulation mit einem einfachen Wärmepumpenregler in mosaik (siehe Abbildung 2-29), Simulation mit einem spannungsbasierten Regler in mosaik (siehe Abbildung 2-30) und Simulation mit einem spannungsbasierten

Regler in OpSim (siehe Abbildung 2-31). Während sich die ersten beiden ausschließlich auf die durch die Installation der Wärmepumpen verursachten Unterschiede konzentrieren, vergleichen die letzten beiden insbesondere die Ergebnisunterschiede zwischen OpSim und mosaik, die alle Komponenten innerhalb einer Co-Simulation (Regler, FMU, Netzsimulation) kombinieren. Es zeigt sich, dass ohne Wärmepumpen das Spannungsband von 0,9 bis 1,1 p.u. aufgrund der extremen Einspeisung von PV-Anlagen nicht eingehalten werden kann. Durch die Installation der Wärmepumpen werden die Verletzungen bereits reduziert, allerdings treten in der Mittagszeit immer noch Spannungsverletzungen auf. Durch den Einsatz eines intelligenten spannungsbasierten Reglers können alle Spannungsüberschreitungen beseitigt werden.

Betrachtet man die beiden Abbildungen unten, so sind keine offensichtlichen Unterschiede zwischen OpSim und mosaik zu erkennen. Erst bei genauerer Betrachtung der Daten sind leichte Unterschiede zu erkennen, die in der Größenordnung von e^{-8} liegen. Diese Unterschiede lassen sich durch unterschiedliche Datentypen, Rundungen während des Simulationsprozesses oder durch die verwendeten Bibliotheken für die Integration der FMU erklären. Während in OpSim pyfmi verwendet wird, wird in mosaik fmipp zum Umgang mit FMUs eingesetzt.

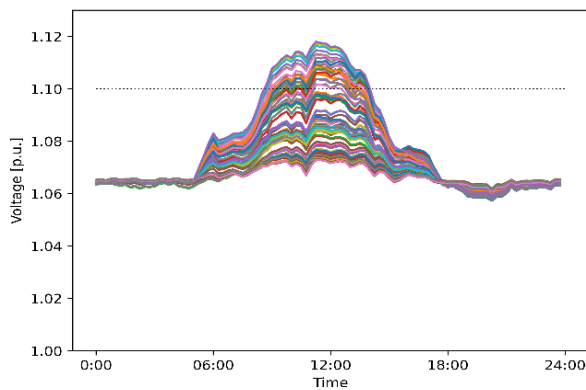


Abbildung 2-28 Spannung der Netzknoten ohne Wärmepumpen im mosaik

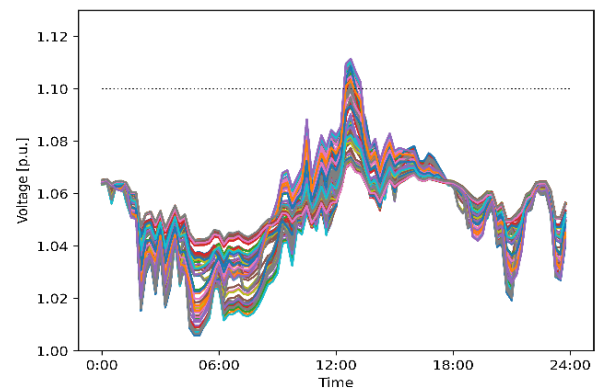


Abbildung 2-29 Spannung von Netzknoten mit Wärmepumpe ohne spannungsbasierten Regler im mosaik

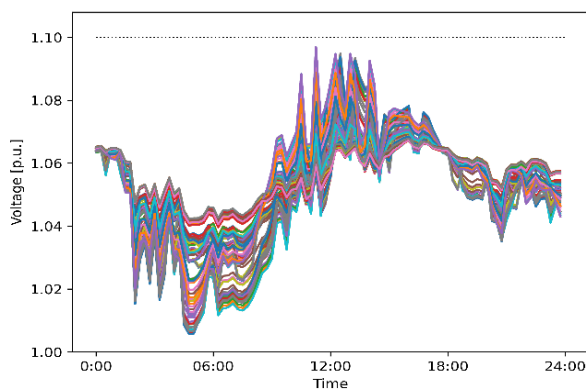


Abbildung 2-30 Spannung von Netzknoten mit Wärmepumpe mit spannungsbasiertem Regler im mosaik

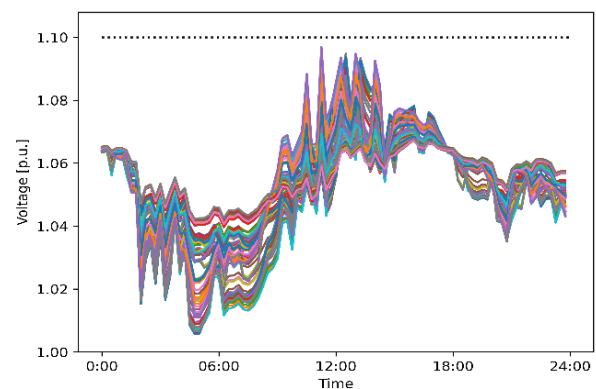


Abbildung 2-31 Spannung von Netzknoten mit Wärmepumpe mit spannungsbasiertem Regler in OpSim

2.4 Schlussfolgerungen aus den Modellexperimenten

Die traditionelle Energiesystemanalyse konzentriert sich auf die Entwicklung und Verbesserung von Methoden und Modellen zur Planung und Erschließung von Entwicklungspfaden für zukünftige Energienetze und -märkte. Dabei werden typischerweise langfristige Ausbauszenarien untersucht, die die kleinräumigen Details und Auswirkungen der dezentralen und volatilen Energieerzeugung in lokalen Energieverteilungsnetzen vernachlässigen. Durch die zunehmende Digitalisierung, die eine kundenindividuelle, IKT-basierte Steuerung von Energiesystemen ermöglicht, den zunehmenden Wunsch nach Nutzung lokal verfügbarer energetischer Flexibilitäten, die Diskussion um lokale Energiemärkte u.a. werden jedoch kleinräumige, zeitlich fein aufgelöste Szenarien für die Ausbaupfade zukünftiger Energienetze und entsprechender Märkte immer relevanter.

Nur mit Hilfe solcher feingranularen Szenarien, mit angewandtem Detailwissen über Energieumwandlungsprozesse, können Fragen beantwortet werden, die die neuen digitalisierten Wege betreffen, wie wir unsere Energieversorgung betreiben bzw. automatisieren. Dabei ist eine operative Energiesystemanalyse, die sich auf den Vergleich einzelner Systemmodelle sowie deren Auswirkungen auf die angeschlossenen Energienetze konzentriert, eine Voraussetzung für die Beantwortung vieler weiterer Forschungsfragen.

Mithilfe des Vergleichs konnten die Modelle angewendet und deren Eigenschaften qualitativ und quantitativ gemessen werden. Auf Basis dieser Arbeit können in zukünftigen Projekten die idealen Energiesystemmodelle für bestimmte Anwendungsfälle bestimmt werden. Das MEO-Projekt hat gezeigt, dass sich die Ansätze der verschiedenen Modelle, auch wenn sie betriebliche Aspekte untersuchen, deutlich unterscheiden können. Dies kann durch den gewählten Ansatz für die Modellierung einzelner Systeme verursacht werden, wobei ein Systemmodell auf einer kontinuierlichen Differentialgleichung oder einer diskreten Modellformulierung basieren kann. Außerdem können Energienetze, wie das in den hier beschriebenen Experimenten verwendete elektrische Verteilernetz, auf unterschiedliche Weise beschrieben werden, z. B. als ein- oder dreiphasiges Netz. Entscheidend ist jedoch die Frage, wie diese einzelnen Systemmodelle innerhalb eines Rahmens bzw. einer Laufzeit für Simulationen zu einem Gesamtsystem kombiniert werden können und wie zeitliche Aspekte und Prozesse berücksichtigt werden.

Das MEO Projekt hat zur operativen Energiesystemanalyse nur einen ersten Einstieg aufgezeigt. Die Ergebnisse der untersuchten Szenarien zeigen, dass hier noch ein weiterer Forschungsbedarf besteht und viele weitere aufschlussreiche Vergleiche gemacht werden können. Die Vielzahl von verfügbaren kommerziellen und frei zugänglichen Energiesystemmodellen in Deutschland ist sehr groß. Die MODEX-Projekte haben nur einen kleinen Teil dieser Modelllandschaft mit ihren Experimenten abbilden können.

3 Lessons Learned

Die sehr heterogene Modelllandschaft mit ihren unterschiedlichen Spezialisierungen und unterschiedlichen Zeithorizonten hat einen sehr hohen Aufwand hervorgerufen, um die gewünschte Vergleichbarkeit zu schaffen. Die Harmonisierung der Eingangsdaten, das Festlegen der Parameter für die Szenarien und in Summe die gesamte Szenariodefinition waren ein sehr aufwendiger Prozess. Methoden für den Modellvergleich mussten erarbeitet und erprobt werden, um gute Vergleiche zu ermöglichen. Gegenseitig musste erstmal ein Verständnis geschaffen werden für die anderen Modelle. Dadurch sind ein sehr produktiver Austausch und eine gute Vernetzung der Modellierer entstanden. Außerdem wurden die Modelle über ihrer Entwicklungsfokus hinaus validiert, und es konnten Stärken und Schwächen und vor allem Entwicklungspotentiale identifiziert werden.

Zusammenfassend lassen sich folgende Lessons Learned aus unserer Sicht für zukünftige Projekte ableiten:

- Der Aufwand für Vorbereitung und Definition von Szenarien sollte im Projektantrag ausreichend berücksichtigt werden. Harmonisierung ist ein sehr wichtiger Bestandteil, der jedoch zeitintensiv ist.
- Die Idee der Datenbeauftragten im MODEX Verbund und die Zusammenarbeit über die Projekte hinweg war erfolgreich. Bei ähnlich ausgerichteten Projekten ist ein Austausch auf einer ähnlichen Ebene anzustreben. Alle stehen vor ähnlichen Herausforderungen und mit Hilfe des übergeordneten Austauschs können Erfahrungen bereits während der Projektlaufzeit ausgetauscht werden.
- Es ist frühzeitig erforderlich, die Sprache und die Modelle der „Anderen“ zu lernen und zu verstehen. Zu Beginn eines Projekts sollten die wesentlichen Begriffe und Konzepte gesammelt und erläutert werden. Gemeinsame Workshops und Diskussionen sollten insbesondere dazu genutzt werden, um so u.a. auch ein einheitliches Verständnis zu den Projektzielen und -aufgaben zu erarbeiten.
- Workshops mit der Forschungscommunity während der Projektlaufzeit können helfen, um weitere Aspekte in den Szenarien zu beleuchten.
- Energiesystemanalyse braucht noch mehr Interdisziplinarität. (siehe z.B. Gas, Wärme, Produktion, Blockchain, Markt, rechtliche Aspekte u.a.). Nur durch eine enge Verzahnung aller beteiligten Disziplinen in Forschung und Anwendung können die Ziele der Energiewende effizient umgesetzt werden. Dabei können so umfassende sektorübergreifende Szenarien mit einem Modell kaum umgesetzt werden. Daher besteht die Notwendigkeit von gemeinsamer Vernetzung und dem Einsatz von Standards wie bspw. FMI.
- Eine ausführliche Dokumentation und vor allem Transparenz der Ergebnisse reduziert vermeintliche Einstiegsbarrieren für zukünftige Forschung.

4 Verwertung der Projektergebnisse

SOFTEC - Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und Softwaretechnik, Universität Duisburg-Essen

Die wissenschaftliche Verwertung der Projektergebnisse aus dem MEO-Projekt liegt zunächst im gemeinsamen veröffentlichten Artikel im Journal „Renewable and Sustainable Energy Reviews“. Darüber hinaus wurde im Rahmen des Projekts und für den in MEO durchgeführten Modellvergleich das Portfolio der möglichen Simulationsarten mit Energie-Agenten erweitert. Hieraus resultieren neue Forschungsfragen, die sich mit den unterschiedlichen Arten und der Aussagekraft von Simulationen im Energiebereich befassen. Mit einer Veröffentlichung zu diesem Thema wird bis zum Ende des Jahres 2022 gerechnet.

Die in MEO entwickelten Modelle und Erweiterungen stellen darüber hinaus die Grundlage für weitere Forschungsaktivitäten und -anträge dar, an den derzeit mit unterschiedlichen Projektpartnern gearbeitet wird. Darüber hinaus soll der erweiterte Funktionsumfang auch in den BMWK-geförderten Projekten PEAK (Blockchain-basierter Peer-to-Peer Energiehandel und aktive Netzführung) und DISEGO (Critical Components for Distributed and Secure Grid Operation) zum Einsatz kommen.

Aktuell werden darüber hinaus konkrete Überlegungen angestellt, die derzeit im Wesentlichen wissenschaftlich genutzte Software-Toolchain der Energie-Agenten zu kommerzialisieren. Dies soll im Rahmen einer Ausgründung erfolgen, die in den nächsten Monaten erfolgt.

e²n - Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Universität Kassel

Neben der Veröffentlichung von Projektergebnissen im gemeinsamen Journal-Artikel wurde auch die Zusammenarbeit mit den MEO-Projektpartnern als Basis für weitere gemeinsame Anträge und Arbeiten genutzt.

Zudem haben die Rückmeldungen aus MEO zur Weiterentwicklung von pandapower beigetragen und zu ersten Praxiserfahrungen bei der Anwendung der SimBench-Datensätze geführt.

EVT - Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

Die Verwertung der Projektergebnisse liegt seitens des Lehrstuhls EVT im Wesentlichen in der weiteren Publikation von Projektergebnissen. Darüber hinaus erfolgt eine weitere Zusammenarbeit mit der FfE und der HSU im Forschungsprojekt PEAK, in dem eine integrierte Plattform für den Peer-to-Peer-Energiehandel und die aktive Netzführung konzipiert und realisiert wird und in das wertvolle Erkenntnisse aus dem Forschungsvorhaben MEO sowie bereits im Rahmen von MEO verwendete Modellteile einfließen.

FfE – Forschungsstelle für Energiewirtschaft

Die Verwertung der Projektergebnisse liegen im Wesentlichen in der weiteren Veröffentlichung von Projektergebnissen. Die für die Simulationen in MEO geschaffenen Programmteile, unter anderem, dass nun beliebige PQ-Lastgänge in der Netzsimulation Knoten zugeordnet werden können, was für die Abbildung der SimBench-Szenarien nötig war, wird bereits in aktuellen vom BMWK geförderten Projekten, wie unIT-e² (Förderkennzeichen: 01MV21UN11 und 01MV21UN01) und BDL (Förderkennzeichen: 01MV18004F und 01MV18004C) weitergenutzt und soll auch perspektivisch ein wichtiger Programmbaustein bleiben.

GWl - Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Die Verwertung der Projektergebnisse liegt unter anderem in der geplanten gemeinsamen Veröffentlichung eines Papers im Journal energies hinsichtlich der Modellvergleiche in den hybriden Szenarien (BHKW und Wärmepumpen). Zudem konnten die verwendeten Komponenten der TransiEnt Library im Rahmen des Projektes weiter validiert werden. Anpassungen an den verwendeten Modellen sowie die gesammelten Erkenntnisse fließen in die Weiterentwicklung der Bibliothek mit ein. Außerdem konnten Modellierungs-Aspekte und Funktionalitäten identifiziert werden, die aktuell nicht in der Bibliothek berücksichtigt werden, die aber potenziell im Rahmen zukünftiger Projekte in die Bibliothek integriert werden.

Auch haben sich weitere allgemeine Forschungsfragen ergeben, u. a. hinsichtlich konsistenter Datensätze. Ein Projekt in Kooperation mit dem IEE zu dem Thema befindet sich aktuell in der Antragsphase.

IEE – Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Kassel

Im Kontext des Projekts MEO wurde ein Paper eingereicht, in welchem u.a. das von Seiten Fraunhofer geleitete Wärmepumpen-Szenario im Fokus stand. Der Titel der Veröffentlichung lautet „Comparison of Component-oriented and System-oriented modeling in Context of Operational Energy System Analysis“. Daneben konnten zudem weitere Entwicklungen in unserem Open Source Tool pandapipes implementiert werden. So ist es in pandapipes nun möglich, einfache Mischungskalkulationen im Gasnetz zu betrachten. Auch das unser Tool pandaprosumer konnte erweitert werden. Einfache Betrachtungen von Wärmepumpen und BHKW-Systemen können nun abgebildet werden. In OpSim wurde zudem die FMU-Schnittstelle erweitert und validiert.

Durch die Zusammenarbeit mit den anderen Instituten war es möglich, die entwickelten Modelle zu analysieren, zu prüfen und zu validieren sowie weitere Verbesserungspotenziale aufzudecken.

IFA – Institut für Automatisierungstechnik Helmut-Schmidt-Universität, Hamburg

Die Verwertung der Projektergebnisse liegen im Wesentlichen in der weiteren Veröffentlichung von Projektergebnissen sowie in neuen Forschungsprojekten mit einem erweiterten Themenspektrum. Die weitere Forschung in diesem Bereich baut auf der Zusammenarbeit mit den bisherigen Partnern auf. Dort werden mit den in MEO angewendeten Modellen bzw. den gesammelten Erkenntnissen weitere Fragestellungen bearbeitet. Im

Forschungsprojekt PEAK wird eine integrierte Plattform für Peer-to-Peer Energiehandel und aktive Netzführung aufgebaut. Ziel dabei ist es eine sichere, dezentrale und automatisierte Handelsplattform basierend auf Agentensystemen und distributed-ledger-Ansätzen aufzubauen. Im Forschungsprojekt OptiFlex wird die optimale Nutzung energetischer Flexibilität von Systemverbänden in der Produktion auf Basis intelligenter Agenten untersucht. Dabei geht es zum einen um die Entwicklung von mathematischen Modellen zur Flexibilisierung der Betriebsstrategien von verfahrenstechnischen Systemverbänden und zum andere um die optimale netzdienliche Nutzung von energetischer Flexibilität. Neben den vorab beschriebenen Projekten sind weitere Projekte geplant. Diese Projekte befinden sich derzeit jedoch noch in der Entwicklungs- bzw. Antragsphase. Beispielsweise ist in naher Zukunft ein Projekt geplant, wo durch den Einsatz intelligenter, Software-basierter Lösungen die Netzausbaukosten in den Verteilnetzen möglichst geringgehalten werden sollen.

INES - Institut für nachhaltige Energiesysteme, Hochschule Offenburg

Die Verwertung der Projektergebnisse liegen im Wesentlichen in der weiteren Veröffentlichung von Projektergebnissen. Eine Kooperation mit Projektpartnern aus Co-Simulations Sicht ist in der Überlegung. Die Methodik zur Erstellung konsistenter Strom- und Wärmeprofile wird sowohl in der Forschung als auch in der Lehre angewendet. Durch die Zusammenarbeit mit den anderen Instituten war es möglich, die entwickelten Modelle zu analysieren, zu prüfen und zu validieren sowie weitere Verbesserungspotenziale aufzudecken. Die Aufgaben in diesem Projekt ermöglichten es uns, FMU-Modelle unserer bestehenden Modelle in Modelica zu erstellen und in co-simulation zu implementieren.

OFFIS - FuE-Bereich Energie, Institut für Informatik, Oldenburg

Eine wichtige Entwicklung für OFFIS war die Anbindung des Netzberechnungstools pandapower an das von OFFIS entwickelte Co-Simulation Framework mosaik (mosaik-pandapower). Diese Anbindung wurde für mehrere Szenarien zur Integration der Netzberechnung in die Co-Simulation verwendet. Als verbreitetes Open-Source Tool zur Netzberechnung wird pandapower auch für zukünftige Projekte von großem Wert sein. Für das Vergleichen von Simulationsergebnissen wurde zudem ein Adapter zum Speichern der Simulationsergebnisse in einer SQL-Datenbank entwickelt (mosaik-sql), der auch weiterhin für die Simulationsanalyse mit mosaik verwendet werden kann.

Für die drei Szenarien Installation von (1) Elektrolyseuren, (2) Wärmepumpen und (3) Blockheizkraftwerken wurden teils bereits vorhandene Modelle aus dem mosaik-Ökosystem verwendet (pysimmods) aber auch neue Modelle an mosaik angebunden (mosaik-Elektrolyseur und mosaik-Wärmepumpe). Dadurch konnten vorhandene und neue Modelle validiert werden und viele Erfahrungen im Austausch im Projektkonsortium gesammelt werden.

5 Veröffentlichungen

In diesem Abschnitt werden alle projektbezogenen Veröffentlichungen aufgelistet.

Elshinawy, R.; Acosta, R.; Schwarz, J. and Lehnhoff, S. (2020). **Structured Planning of Hardware and Software Co-simulation Testing of Smart Grids**. In *Proceedings of the 10th International Conference on Simulation and Modeling Methodologies, Technologies and Applications – SIMULTECH*

J.-P. Beck, J. Reinhard, K. Kamps, J. Kupka and C. Derksen (2022). **Model experiments in operational energy system analysis: Power grid focused scenario comparisons**. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*

J.-P. Beck, P. Sawant, S. R. Drauz, J. S. Schwarz, A. Heyer and P. Huismann. **Comparison of Component-oriented and System-oriented modeling in Context of Operational Energy System Analysis** (in press)

H. Gardian, J.-P. Beck, M. Koch, R. Kunze, C. Muschner, L. Hülk and M. Bucksteeg (2022). **Data harmonisation for energy system analysis – Example of multi-model experiments.** In *Renewable and Sustainable Energy Review*

P. Sawant, Parantapa, O. Mier, M. Schmidt and J. Pfafferoth (2021). **Demonstration of Optimal Scheduling for a Building Heat Pump System Using Economic-MPC.** In *Energies*

6 Referenzen

- [1] J. McAffer, P. VanderLei and S. Archer, OSGi and Equinox: Creating highly modular Java systems, Addison-Wesley Professional, 2010.
- [2] F. L. Bellifemine, G. Caire and D. Greenwood, Developing multi-agent systems with JADE, John Wiley & Sons, 2007.
- [3] C. Derksen and R. Unland, "The EOM: an adaptive energy option, state and assessment model for open hybrid energy systems," in *Federated Conference on Computer Science and Information Systems (FedCSIS)*, 2016.
- [4] C. Derksen, T. Linnenberg, N. Neusel-Lange and M. Stiegler, "Agent. HyGrid: A seamless Development Process for agent-based Control Solutions in hybrid Energy Infrastructures," *SmartER Europe-E-world energy & water, Essen, Germany*, 2015.
- [5] P. Nobis, „Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen,“ Dissertation Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, München, 2016.
- [6] F. Samweber, „Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze,“ Dissertation Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, München, 2017.
- [7] S. Köppl, F. Samweber, A. Bruckmeier, F. Böing, M. Hinterstocker, B. Kleinertz, C. Konetschny, M. Müller, T. Schmid und A. Zeiselmaier, „Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2017.
- [8] M. Müller, F. Biedenbach and J. Reinhard, "Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households". *Energies*, 2020, 13, 3843.
- [9] D. Montenegro, M. E. Hernandez und G. A. Ramos, „Real Time OpenDSS framework for,“ in *Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, Montevideo, Uruguay , 2012.
- [10] T. Schmid, „Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien,“ Dissertation Technische Universität München, München, 2018.

- [11] A. Weiß, „Analyse methodischer Modellierungsansätze im Kontext von Verteilnetzsimulationen,“ in *IEWT (12. Internationale Energiewirtschaftstagung Wien)*, Wien, 2021.
- [12] S. A. Asghar and S. Tariq, Design and Implementation of a User Friendly OpenModelica - Graphical Connection Editor, Dissertation, 2010.
- [13] A. Afram and F. Janabi-Sharifi, "Review of modeling methods for HVAC systems," *Applied Thermal Engineering* 67 (1-2), pp. 507-519, 2014.
- [14] P. Sawant, A. Bürger, M. D. Doan, C. Felsmann and J. Pfaffertott, "Development and experimental evaluation of grey-box models of a microscale polygeneration system for application in optimal control," *Energy and Buildings* 215, 2020.
- [15] C. Steinbrink, M. Blank-Babazadeh, A. El-Ama, S. Holly, B. Lüers, M. Nebel-Wenner, R. Ramírez Acosta, T. Raub, J. S. Schwarz, S. Stark, A. Nieße and S. Lehnhoff, "CPES Testing with mosaik: Co-Simulation Planning, Execution and Analysis," *Applied Sciences*, 9(5), 923, 2019.
- [16] F. Schloegl, S. Rohjans, S. Lehnhoff, J. Velasquez, C. Steinbrink and P. Palensky, "Towards a classification scheme for co-simulation approaches in energy systems," in *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*, Vienna, 2015.
- [17] M. Büscher, A. Claassen, M. Kube, S. Lehnhoff, K. Piech, S. Rohjans, S. Scherfke, C. Steinbrink, J. Velasquez, F. Tempez and Y. Bouzid, "Integrated Smart Grid simulations for generic automation architectures with RT-LAB and mosaik," in *5th IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, Venice, 2014.
- [18] C. Rehtanz and X. Guillaud, "Real-time and co-simulations for the development of power system monitoring, control and protection," in *19th Power Systems Computation Conference, PSCC 2016*, Genoa, 2016.
- [19] C. Blaufuß, M. Dumeier, M. Kleinau, H. Krause, J. Minneman, M. Nebel-Wenner, C. Reinhold, J. S. Schwarz, F. Wille, T. Witt, C. Busse, F. Eggert, B. Engel, J. Geldermann, L. Hofmann, M. Hübler, S. Lehnhoff, M. Sonnenschein and J. Seidel, Development of a Process for Integrated Development and Evaluation of Energy Scenarios for Lower Saxony, Göttingen: Cuvillier, 2019.
- [20] Nebel-Wenner, R. C. M., F. Wille, A. Nieße and M. Sonnenschein, "Distributed multi-objective scheduling of power consumption for smart buildings," *Energy Informatics* 2, 28, 2019.
- [21] J. Dede, K. Kuladinithi, A. Förster, O. Nannen and S. Lehnhoff, "OMNeT++ and mosaik: Enabling Simulation of Smart Grid Communications," in *Proc. of the 2nd OMNeT++ Community Summit, IBM Research, Zurich*, 2015.

- [22] M. Barsanti, J. S. Schwarz, L. Constantin, P. Kasturi, C. Binder and S. Lehnhoff, "Socio-technical modeling of smart energy systems: a co-simulation design for domestic energy demand," (in press).
- [23] M. Vogt, F. Marten, L. Löwer, D. Horst, K. Brauns, D. Fetzer, J.-H. Menke, M. Troncia, J. Hegemann, C. Töbermann und M. Braun, „Evaluation of interactions between multiple grid operators based on sparse grid knowledge in context of a smart grid co-simulation environment,“ *Computer Science*, 2015.
- [24] F. Marten, A.-L. Mand, A. Bernard, B. K. Mielsch und M. Vogt, „Result processing approaches for large smart grid co-simulations,“ *Computer Science - Research and Development*, p. 199–205, 2018.
- [25] F. Marten, M. Vogt, M. Widdel, M. Wickert, A. Meinl, M. Nigge-Uricer und J.-C. Töbermann, „Real-time simulation of Distributed Generators, for testing a Virtual Power Plant software,“ in *E-World SmartEr Europe*, Essen, Deutschland, 2015.
- [26] A. Schön, J. Ringelstein, I. Hammermeister, M. Braun, B. Wille-Hausmann, S. Marchand, S. Ruhe und S. Nicolai, „Environment, Testing Automated Operation and Control Algorithms for Distribution Grids Using a Co-simulation,“ in *ETG Congress 2021*, Online, 2021.
- [27] S. R. Drauz, C. Spalthoff, M. Württemberg, T. M. Kneiske und M. Braun, „A modular approach for co-simulations of integrated multi-energy systems: Coupling multi-energy grids in existing environments of grid planning & operation tools,“ in *2018 Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES)*, Porto, Portugal, 2018.
- [28] M. Grasenack, L. Jürgens, A. C. Meißner, A. Dreher, P. Giron, K. Knorr und M. Vogt, „Design and evaluation of a last-minute electricity market considering local grid limitations,“ in *17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2020, Stockholm, Sweden, 2020.
- [29] F. Marten, M. Braun, A. Nazgul, B. Katharina, H. Gardian, A.-K. Gerlach, D. Horst, L. Löwer, J.-H. Menke, C. Pape, F. Schäfer und M. Vogt, „Ermittlung der Wirtschaftlichkeit und Einfluss auf Netzplanung von mehreren zusammenwirkenden Betriebsführungen im Smart Grid (OpSimEval),“ Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019.
- [30] M. Vogt, F. Marten, J. Montoya, J.-C. Töbermann und M. Braun, „A REST based co-simulation interface for distributed simulations,“ in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019.
- [31] F. IEE, „OpSim - Test- und Simulationsumgebung für Betriebsführung und Aggregatoren,“ [Online]. Available: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/schnelleinstieg-wirtschaft/themen/opsim.html>. [Zugriff am 31 08 2021].

- [32] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J.-H. a. D. J. Menke, F. Meier, S. Meinecke and M. Braun, "Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6510-6521, Nov. 2018.
- [33] L. Thurner and M. Braun, "Vectorized Calculation of Short Circuit Currents Considering Distributed Generation - An Open Source Implementation of IEC 60909," *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1-6, 2018.
- [34] U. Jan, S. Alexander and B. Martin, "Methods for Assessing Worst-Case Scenarios for Distribution Grids in the Context of Electric Mobility," in *3rd E-Mobility Power System Integration Symposium*, Dublin, 2019.
- [35] L. Thurner, J. Kupka and b. Fischböck, "TAZAN – Teilautomatisierte Ziel- und Ausbaunetzplanung in Mittelspannungsnetzen," in *Internationaler ETG-Kongress 2019*, Esslingen, 2019.
- [36] L. Andresen, P. Dubucq, R. Peniche, G. Ackermann, A. Kather and G. Schmitz, *Transientes Verhalten gekoppelter Energienetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien*, Technische Universität Hamburg-Harburg, 2017.
- [37] J. Benthin, A. Hagemeyer, A. Heyer, P. Huismann, J. Krassowski, C. Settgast, B. Wortmann and K. Görner, *IntegraNet: Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze - Abschlussbericht*, Oberhausen/Essen, 2020.
- [38] J. Benthin, A. Heyer, P. Huismann, M. Djukow, A. Hagemeyer and K. Görner, "Demand oriented Modelling of coupled Energy Grids," in *Proceedings of the 13th International Modelica Conference*, Regensburg, 2019.
- [39] P. Awater, M. Schwan, K. Kamps, M. Fabian and Z. Markus, "AEwene - Auswirkungen der Energiewende auf die Versorgungszuverlässigkeit von Verteilungsnetzen : Abschlussbericht : Teilvorhaben "Modellbildung" Förderkennzeichen 0325835A : Teilvorhaben "Test und Qualitätsbeurteilung" Förderkennzeichen 0325835B," Wuppertal/Erlangen, 2019.
- [40] A. Issam, *Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks*, Wuppertal: Neue Energie aus Wuppertal, Band 5, 2015.
- [41] F. Möhrke, *Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2021.

- [42] K. Kamps, „Auswirkungen von Smart-Grid-Technologien auf die Zuverlässigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen,“ Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2021.
- [43] W. Wellßow, Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung, Darmstadt: Dissertation, 1986.
- [44] M. Zdrallek, Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme - Neue Aspekte der Modellbildung und Anwendung, Darmstadt: Dissertation, 2000.
- [45] H. Vennegeerts, L. Kalisch, J. Ziegeldorf-Wächter, A. Klettke and R. Kriete, "Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik - Neue Auswertung der Berichtsjahre 2012–2018," 2020.
- [46] Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 493 - 2007 (Revision of IEEE Std 493 - 1997) - IEEE gold Book, IEEE, 2007.
- [47] Alcoa Fujikura Ltd., „Reliability of Fiber Optic Cable Systems: Buried Fiber Optic Cable; Optical Groundwire Cable; All Dielectric, Self Supporting Cable,“ 2001.
- [48] IEEE Power & Energy Society, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003), IEEE, 2012.
- [49] SimBench, „simbench.de,“ 15 1 2020. [Online]. Available: https://simbench.de/wp-content/uploads/2019/08/simbench_documentation_de.pdf. [Zugriff am 12 8 2021].
- [50] J.-P. Beck, J. Reinhard, K. Kamps, J. Kupka and C. Derksen, "Model experiments in operational energy system analysis: Power grid focused scenario comparisons," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022.
- [51] „umweltbundesamt.de,“ 2020 12 08. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wohnflaeche#wohnflaeche-pro-kopf-gestiegen> . [Zugriff am 25 08 2021].
- [52] M. Blesl, *Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs*, Universität Stuttgart, 2002.
- [53] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Zensusdatenbank: Zensus 2011*.
- [54] M. Schroedter-Homscheidt, C. Hoyer-Klick, N. Killius, M. Lefèvre, L. Wald, E. Wey und L. Saboret, „User’s Guide to the CAMS Radiation Service,“ ECMWF, Shinfield Park, 2016.

- [55] J.-P. Schulz und U. Schättler, „Beschreibung des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD,“ Deutscher Wetterdienst (DWD), Offenbach, 2011.
- [56] M. Wermuth, C. Neef, R. Wirth, I. Hanitz, H. Löhner, H. Hautzinger, W. Stock, M. Pfeifer, M. Fuchs, B. Lenz, V. Ehrler, S. Schneide and H.-J. Heinzmann, "Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland (KiD 2010)," Braunschweig, 2012.
- [57] BMVI (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur), „Mobilität in Deutschland 2017 (MiD 2017),“ Bonn, 2018.
- [58] Statistisches Bundesamt, „Zeitverwendungserhebung 2012/13 - Anonymisierungskonzept (ZVE),“ Bonn, 2015.
- [59] M. Müller and Y. Schulze, "Future grid load with bidirectional electric vehicles at home," in *ETG Congress 2021*, Berlin, 2021.
- [60] A. Weiß, F. Biedenbach and M. Müller, "Simulation and analysis of future electric mobility load effects in urban distribution grids," in *ETG Congress 2021*, Berlin, 2021.
- [61] R. Uhlig, *Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen*, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2017.
- [62] C.A.R.M.E.N. e.V., Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk, „Marktübersicht Elektrolyseure 2021,“ April 2021. [Online]. Available: <https://www.carmen-ev.de/service/publikationen/>.
- [63] *VDI 4645 Blatt 1:2018-03: Heizungsanlagen mit Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern*, 2018-03 .
- [64] J.-P. Beck, P. Sawant, S. R. Drauz, J. S. Schwarz, A. Heyer and P. Huismann, "Comparison of component-oriented and system-oriented modeling in context of operational energy system analysis".(*in press*).
- [65] Modelica Association Project, "github.com/modelica/fmi-standard," 3 12 2020. [Online]. Available: <https://github.com/modelica/fmi-standard/releases/tag/v2.0.2>. [Accessed 12 8 2021].
- [66] *DIN EN 50160:2020-11: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 2020-11.
- [67] L. Thurner, *Structural Optimizations in Strategic Medium Voltage Power System Planning*, Dissertation, University of Kassel, 2018.
- [68] A. Scheidler, L. Thurner and M. Braun, "Heuristic optimisation for automated distribution system planning in network integration studies," *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 5, p. 530–538, April 2018.

- [69] F. Schäfer, J.-H. Menke and M. Braun, "Comparison of Meta-Heuristics for the Planning of Meshed Power Systems," *2020 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon)*, pp. 592-597, 2020.
- [70] K. Kamps, F. Möhrke, M. Zdrallek, P. Awater and M. Schwan, "Modeling of Smart Grid Technologies for Reliability Calculations of Distribution Grids," in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, 2018.
- [71] T. Junne, K.-K. Cao, K. K. Miskiw, H. Hottenroth and T. Naegler, "Considering Life Cycle Greenhouse Gas Emissions in Power System Expansion Planning for Europe and North Africa Using Multi-Objective Optimization," *Energies*, *14*, 1301, 2021.
- [72] C. Derksen, C. Branki and R. Unland, "Agent. gui: A multi-agent based simulation framework," in *2011 Federated Conference on Computer Science and Information Systems (FedCSIS)*, 2011.
- [73] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Power Generating Plants in the Low Voltage Network (VDE-AR-N 4105), VDE, 2018.
- [74] S. Schütte, Simulation Model Composition for the Large-Scale Analysis of Smart Grid Control Mechanisms, Dissertation, 2013.
- [75] T. Nussbaumer and S. Thalmann, "Influence of system design on heat distribution costs in district heating," *Energy 101*, pp. 496-505, 2016.
- [76] c. Dötsch, j. Taschenberger and I. Schönberg, Leitfaden Nahwärme, Franhofer-IRB-Verlag, 1998.

7 Anhang

Tabelle A. 1 Methodischer Vergleich der Modellansätze hinsichtlich der Abbildung eines rONT

Kategorie	Modellierung	Energie-Agenten	Pandapower Pro	ZuBer	GridSim	MOSAIK
Transformator						
	Nachbildung mittels Transformatormodell	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Bestimmung der Auswirkung auf die Spannungsniveaus im Stromnetz	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Berücksichtigung von Zuschalt- und Umschaltmöglichkeiten	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein
	Berücksichtigung der kurzzeitigen Überlastfähigkeit im (n-1)-Fall	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein
	Berücksichtigung des Fehlerverhaltens	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein
Regler						
	Regler auf Ober- oder Unterspannungsseite	Beides	Beides	Beides	US	Beides
	Vorgabe der Anzahl möglicher Regelstufen	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Vorgabe zur Höhe der Zusatzspannung pro Regelstufe	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Stufung in diskreten Regelstufen	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Bestimmung der Schaltstufe und hierzu korrespondierenden Spannung am rONT	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Variation der Integrationszeit bis zum Schaltvorgang / Berücksichtigung einer Regeltotzeit / Verzögerungszeit	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein
	Berücksichtigung eines führenden Elements (bei Parallelbetrieb)	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein
Regelkonzepte						
	Regelung auf unterspannungsseitige Knotenspannung	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	<ul style="list-style-type: none"> Festlegung Untergrenze und Obergrenze Spannung 	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Lastflussabhängige Spannungssollwertanpassung	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	<ul style="list-style-type: none"> U(I)-Kennlinie 	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein

Kategorie	Modellierung	Energie-Agenten	Pandapower Pro	ZuBer	GridSim	MOSAIK
	• U(P)-Kennlinie	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	• U(S)-Kennlinie	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
	Regelung auf abgesetzte Spannungssensoren	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja*
	• Festlegung Untergrenze und Obergrenze Spannung	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	• Modellierung mittels Netzautomatisierungssystem / Optimierung des Leistungsflusses (Reduzierung der Spannungsbandverletzungen)	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
	• Definierter Knoten	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

Tabelle A. 2 Methodischer Vergleich der Modellansätze hinsichtlich der Abbildung von E-Mobilität

Modellierung	GridSim	MOSAIK	Pandapower Pro	IntegraNet/TransiEnt	Zuber	Legende
Ladeorte						
Laden am Wohnort	Ja	Ja	Ja*	Ja*	Ja*	* über Ladezeitreihe
Laden an öffentlichen Ladesäulen	Ja	Nein	Ja*	Ja*	Ja*	
Laden an GHD	Ja	Nein	Ja*	Ja*	Ja*	
Datenbasis						
Verkehrsstatistik	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	
Synthese von Fahrprofilen vor Netz-Simulation	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	
Fahrprofil (exogen)	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	
Ladeprofil (exogen)	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	
Netzanschluss						
1- bis 3-phasig	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	
verschiedene Ladeleistungs-Klassen	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	
Ansteck-Wahrscheinlichkeit						
variabel	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	
fester Wert	-	100%	-	100%	-	
Mindestladeleistung						
Wertebereich	variabel	variabel	?	variabel	Nein	
Ladeverluste						
fixer Wirkungsgrad	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	

Modellierung	GridSim	MOSAIK	Pandapower Pro	IntegraNet/ TransiEnt	Zuber	Legende
lineare Wirkungsgradkennlinie	Nein	Nein	Nein	Ja**	Nein	** teil der Bibliothek, nicht des Teil Netzmodells
stückweise lineare Verlustleistungskennlinie	Nein	Nein	Nein	Ja**	Nein	
Fahrtenverbauchsmodell	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
Fahrzeugklassenabhängig	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
Aussentemperaturabhängig	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
Batteriemodell / BMS						
Modellendogene Ermittlung der Ladeleistung und des SOCs innerhalb der Simulation	Ja	Ja	Ja	Nein***	Nein	*** geplant
U-I-Ladekurve (CC CV)	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	
Energiemanagement / (H)EMS						
auf Wohneinheiten-Ebene	Ja	Ja	Nein***	Nein	Nein	
auf Gebäude- / Anschlussknoten-Ebene	Ja	Ja	Nein***	Nein***	Nein	
Ladesteuerungen (unidirektional)						
ungesteuertes Sofortladen	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	
Sofortladen bis Mindest-SoC	Ja	Ja	Ja	Nein***	Nein	
Latest Laden	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
PV-Eigenverbrauch ohne Prognose	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	
PV-Eigenverbrauch mit Prognose	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
Preisoptimiert (marktorientierte Flexibilität)	Ja	Nein	Ja	Nein		
Lastspitzenkappung unidirektional	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	
Ladesteuerungen (bidirektional)						
Preisoptimal / Arbitrage	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
Vehicle2Home	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
Lastspitzenkappung bidirektional	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	
Netzabhängige Regelungen						
Spannungsabhängiger Abwurf	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	
P(U)-Kennlinie	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	
Blindleistungsregelungen						
cosphi(U)	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	
Q(U)	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	

Tabelle A. 3 Methodischer Vergleich der Modellansätze hinsichtlich der Abbildung von Elektrolyseuren und dem Gasnetz

Modellierung - Funktionalität	Energie-Agenten	MOSAIK	OpSim/ pandapipes	IntegraNet/ TransiEnt	Zuber
Elektrolyseur-Modell					
Modellierung auf Basis eines Energiespeichermodells	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja
Rückverstromung (Brennstoffzelle)	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja
Methanisierung	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein
Anlagencharakteristik über Wirkungsgrad-Kennlinie	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein
konstanter Wirkungsgrad	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein
Temperaturabhängige Leistungsaufnahme	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein
An- und Abfahrprozesse	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein
Regelung					
Leistungsregelung netzdienlich	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Regelenergiebereitstellung	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein
Berücksichtigung des aktuellen Gas-Volumenstroms (Grenzwert Beimischung)	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein
Berücksichtigung weiterer gaseitiger Grenzwerte (Wobbe-Index, Dichte, Brennwert) – G260	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein
Speicher					
Wasserstoffspeicher	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein
Gasnetz					
Abbildung Gasnetz	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein
Einspeisung Wasserstoff ins Gasnetz	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein
Wasserstoffverteilung im Gasnetz (räumlich-zeitlich)	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein
Gasgeschwindigkeiten	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein
Druckverteilung	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein
Stoffeigenschaften Gas					
Joule-Thomson-Effekt	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein
Konstante Gaszusammensetzung	Ja	Nein*	Ja	Ja	Nein
Variable Gaszusammensetzung	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein

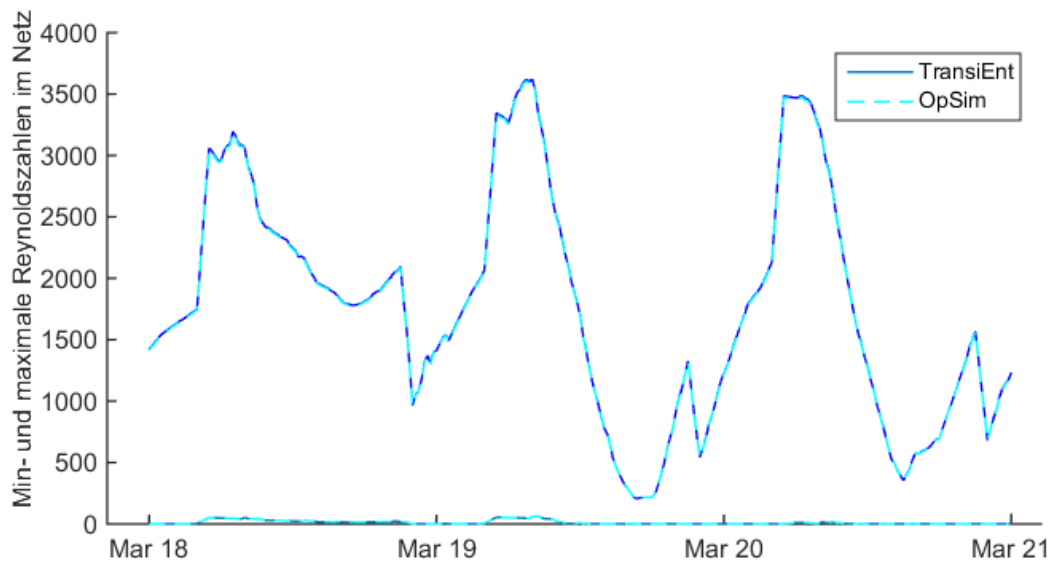


Abbildung A. 1 Auftretende maximale und minimale Reynoldszahlen im Gasnetz mit 100 % Wasserstoff für die Modelle TransiEnt und OpSim