

Verbundvorhaben FlexMex: Modellexperiment zur zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Untersuchung des zukünftigen Lastausgleichs im Stromsystem



Schlussbericht

29. Juni 2022

Hans Christian Gils, Hedda Gardian

Institut für Vernetzte Energiesysteme, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Forschungsverbund STRise – Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy

Martin Kittel, Wolf-Peter Schill

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)

Alexander Murmann

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE)

Jann Launer

Reiner Lemoine Institut gGmbH (RLI)

Felix Gaumnitz

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH)

Jonas van Ouwerkerk, Christian Bußar

Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH)

Jennifer Mikurda

Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL), Universität Duisburg-Essen,

Laura Torralba Díaz

IER – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
Forschungsverbund STRise – Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy

Christine Krüger, Tomke Janßen

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Ansprechpartner:

Dr. Hans Christian Gils
DLR, Institut für Vernetzte Energiesysteme
Curiestraße 4, 70563 Stuttgart
Telefon 0711 / 6862-477
hans-christian.gils@dlr.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen 03ET4038A-I

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor:innen.

Projektlaufzeit: 01. Januar 2019 – 31.12.2021

Inhaltsverzeichnis

1. Kurzdarstellung	4
1.1. Aufgabenstellung.....	4
1.2. Voraussetzungen des Forschungsvorhabens.....	5
1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens.....	10
1.4. Wissenschaftlicher Stand zu Beginn des Vorhabens.....	11
1.5. Zusammenarbeit im MODEX-Verbund.....	13
2. Verwendung der Zuwendung und Ergebnisse des Projekts	15
2.1. Überblick zum Vorgehen.....	15
2.2. Ergebnisse des Modellexperiments FlexMex-1.....	20
2.3. Ergebnisse des Modellexperiments FlexMex-2.....	24
2.4. Übergeordnete Erkenntnisse zur Energiesystemmodellierung.....	29
2.5. Methodische Erkenntnisse zur Durchführung von Modellvergleichen.....	30
3. Projektumfang	33
4. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	33
5. Voraussichtlicher Nutzen und weitere Ergebnisverwertung	33
6. Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordener Fortschritt	34
7. Veröffentlichungen aus dem Projekt FlexMex	36

1. Kurzdarstellung

1.1. Aufgabenstellung

In den letzten Jahren wurden zahlreiche Optimierungsmodelle entwickelt, um die Bewertung von Strategien für die zukünftige Entwicklung von Energieversorgungssystemen wissenschaftlich zu unterstützen. Analysen zur zukünftigen Ausgestaltung des Energiesystems und seines Betriebs, die auf der Anwendung dieser Modelle basieren, kommen jedoch meist zu unterschiedlichen Ergebnissen. Dies liegt zum einen an unterschiedlichen Annahmen in den Modelleingangsdaten, zum anderen an Unterschieden in den Modellformulierungen. Modelle zur Analyse nationaler Energiewendeszenarien unterscheiden sich in der Regel in ihrer räumlichen und zeitlichen Granularität sowie in ihrem technologischen Umfang und Detailgrad. Begrenzte Rechenkapazitäten machen einen Kompromiss zwischen diesen Dimensionen erforderlich. Eine hohe räumliche und/oder zeitliche Granularität geht somit mit einer starken Vereinfachung der Darstellung von Technologieeigenschaften einher. Diese Vereinfachungen können von Modell zu Modell unterschiedlich sein.

Vor dem Hintergrund dieser Problemstellung lag der Fokus des Projekts FlexMex auf der Bewertung des Einflusses der Modelleigenschaften auf die berechneten Ergebnisse. Um datenbedingte von modellbedingten Unterschieden zu trennen wurde somit ein einheitlicher Satz an Eingangsparametern entwickelt und in allen Modellen verwendet. Die Szenariovorgaben schließen dabei die techno-ökonomischen Technologieparameter, Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise, Annahmen zur Strom-, Wärme- und Wasserstoffnachfrage, das Dargebot der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie (EE) sowie die Potenziale von Lastmanagement und weiteren Flexibilitätsoptionen ein. Zudem wurden in den Szenarien ohne modellendogene Ausbauoptimierung auch die installierten Kapazitäten der betrachteten Energiewandler, -speicher und -netze harmonisiert. Die Ausnahme bildeten hier Untersuchungen mit Betrachtung einer modellendogenen Optimierung der Anlagenkapazitäten. Gemäß dem Fokus auf dem stündlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen wurden im Modellvergleich überwiegend Versorgungssysteme mit hohen Erzeugungsanteilen fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik betrachtet.

Der Modellvergleich setzte sich aus zwei, aufeinander aufbauenden Teilen zusammen. Im ersten Teil des Vergleichs stand die detaillierte Analyse der Auswirkung von Unterschieden in den Modellierungsansätzen und der Abbildung einzelner Technologien im Vordergrund. Dafür wurden die betrachteten Flexibilitätsoptionen jeweils einzeln in einem stark vereinfachten System betrachtet. Dieses setzt sich zusammen aus fluktuierender Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik, jeweils mit der Option der Abregelung und der zu analysierenden alternativen Flexibilitätsoptionen. Aufgrund der Vielfalt der betrachteten Optionen – Stromspeicher, Stromübertragungsnetze, Lastmanagement und verschiedene Technologien der flexiblen Sektorenkopplung¹ – ergeben sich daraus insgesamt 22

¹ Sektorenkopplung bezieht sich hier auf die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und die Nutzung von Strom in Batteriefahrzeugen sowie für die Erzeugung von Wärme und Wasserstoff. Die Flexibilität wird dabei durch die Speicherung von Wärme oder Wasserstoff, bzw. durch das flexible Laden der Fahrzeugbatterien bereitgestellt.

Modellläufen. Da sich die Unterschiede in der Technologieabbildung auf jeweils eine Technologie beschränken, können Abweichungen in den Ergebnissen diesen direkt zugeordnet werden.

Im zweiten Teil des Modellvergleichs wurden alle Flexibilitätsoptionen gemeinsam und folglich auch deren vielfältige Wechselwirkungen betrachtet. Im Rahmen der Betrachtung von 16 Testfällen wurde die sich aus der Modellwahl ergebende Unsicherheit in den Ergebnissen quantifiziert. Diese Testfälle unterscheiden sich im Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen, in der Verfügbarkeit verschiedener Flexibilitätsoptionen, sowie in der Berücksichtigung eines endogenen Zubaus dieser Flexibilitätsoptionen.

1.2. Voraussetzungen des Forschungsvorhabens

Der Modellvergleich in FlexMex umfasste insgesamt neun etablierte Stromsystemmodelle, die in verschiedenen Forschungsinstituten in Deutschland entwickelt und angewendet werden. Modelle und Institute sind im Folgenden kurz beschrieben. Spezifischere Informationen zu den Modellen und ihren Unterschieden finden sich in den in Abschnitt 7 aufgeführten Veröffentlichungen aus dem Projekt.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Abteilung Energiesystemanalyse

Das Institut für Vernetzte Energiesysteme im DLR entwickelt Technologien und Konzepte für die zukünftige Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien. Die Abteilung Energiesystemanalyse verfolgt das Ziel, durch die Bereitstellung von detailliertem Orientierungswissen eine optimale Gestaltung von Energiesystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu ermöglichen. Dafür werden energiemeteorologische Methoden für die Analyse und Vorhersage des Systemverhaltens erneuerbarer Energien erstellt, Potenziale von Technologien identifiziert und Handlungsempfehlungen erarbeitet sowie Modelle, Methoden und Algorithmen für die Simulation von Netzen und Energiesystemen entwickelt.

In den letzten fünfzehn Jahren wurde am DLR das Energiesystemoptimierungsframework REMix als ein Instrument für die vertiefende Szenarienanalyse und -validierung entwickelt. Anhand des Modells wurden zahlreiche Energieszenarien sowohl auf Bundes- und Länderebene als auch im internationalen Umfeld erstellt. Das auf einem kostenminimierenden Ansatz basierende Modell kann einerseits die Konkurrenz verschiedener erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugungsquellen abbilden und den notwendigen Einsatz von Flexibilitätsoptionen ermitteln. Andererseits ermöglicht es anhand einer Ausbauoptimierung von Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten ein kostenoptimiertes Energiesystem abzuleiten. REMix ist dabei ein Instrumentarium, in dem alle relevanten Flexibilitätsoptionen einschließlich der Kopplung von Strom-, Wärme-, Transport- und Gassektor auf europäischer Ebene abgebildet sind. REMix war bereits Teil der Modellexperimente in den Projekten RegMex (BWMi FKZ 0325874), BEAM-ME (BWMi FKZ 03ET4023) und 4NEMO (BWMi FKZ 0324008).

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) ist eines der größten Wirtschaftsforschungsinstitute in Deutschland. Seine Kernaufgaben sind anwendungsorientierte Grundlagenforschung, wirtschaftspolitische Beratung und das Bereitstellen von Forschungsinfrastruktur. Als unabhängige Institution ist das DIW Berlin ausschließlich gemeinnützigen Zwecken verpflichtet. Als Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft wird das DIW Berlin überwiegend aus öffentlichen Mitteln finanziert. Die Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt im DIW Berlin untersucht, wie eine klimafreundliche, wettbewerbsfähige und sichere Energieversorgung und Mobilität gewährleistet werden kann. Innerhalb der Abteilung werden im Forschungsbereich „Transformation der Energiewirtschaft“ ökonomische Fragen der Energiewende analysiert und politische Maßnahmen bewertet. Dabei steht der Ausbau erneuerbarer Energien im Fokus, insbesondere die Markt- und Systemintegration der fluktuierenden Wind- und Solarenergie. Weitere Forschungsthemen sind der sich wandelnde Kraftwerkspark, Stromnetze, Energiespeicher und andere Flexibilitäts- und Sektorkopplungsoptionen. Ein methodischer Schwerpunkt des Forschungsbereichs ist die numerische Strommarktmodellierung mit verschiedenen Optimierungs- und partiellen Gleichgewichtsmodellen. Dazu gehören zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Kraftwerkseinsatz- und Stromnetzmodelle sowie längerfristige Investitionsmodelle. Diese werden inzwischen meist quelloffen zur Verfügung gestellt, wie das in FlexMex eingebrachte Modell DIETER.

Die **Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE)** ist eine unabhängige Institution, die sich auf wissenschaftlicher Grundlage mit energietechnischen und energiewirtschaftlichen Fragen befasst. 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 unsere Vision der Energierationalität für das gesamte Energiesystem weiter voranzutreiben.

Das Modell „ISAaR“ ist ein Energiesystemmodell, das unter Verwendung der linearen Optimierung eine mathematische Beschreibung des europäischen Energiesystems formuliert. Es umfasst die Sektoren Strom, Wärme, Gas und Wasserstoff sowie alle in diesen Sektoren relevanten Erzeuger, Speicher und Verbraucher. Zudem wird die regionale Kopplung des Elektrizitätssektors durch die Abbildung des europäischen Übertragungsnetzes berücksichtigt. Als Optimierungsziel können z.B. die Systemgesamtkosten, Emissionen oder auch die Netzauslastung angesetzt werden. Sowohl die Einsatzplanung bestehender Anlagen, als auch eine Ausbauplanung für zukünftige Bestandteile wie z.B. Stromspeicher, kann mit ISAaR simuliert werden. Für die Berechnung zukünftiger Jahre wird eine Prognose bezüglich der Rahmenbedingungen, wie beispielsweise die Entwicklung der elektrischen und thermischen Last oder ein Ausbaukorridor für die Erneuerbaren Energien, als Szenario vorgegeben. Darauf aufbauend werden die optimale Zusammensetzung und der Einsatz des Anlagenparks,

bestehend aus Erzeugern, flexiblen Verbrauchern und Speichern, ermittelt. Damit lassen sich unterschiedlichste strategische Fragestellungen der Energiewirtschaft beantworten.

Das **Reiner Lemoine Institut (RLI)** ist ein gemeinnütziges, unabhängiges Forschungsinstitut mit Sitz in Berlin. Ziel des Institutes ist es, einen wissenschaftlichen Beitrag zu der langfristigen Umstellung des Energiesystems hin zu 100% EE zu leisten.

Für das RLI steht die Kombination erneuerbarer Energieträger, die Entwicklung von integrierten Konzepten und insbesondere die aktive Integration der Akteure in die Energiewende im Fokus. Dazu untersuchte und entwickelte das RLI u.a. im Kopernikusprojekt ENavi Stakeholder Empowerment Tools. Ein weiterer Schwerpunkt im Forschungsbereich zur Transformation des Energiesystems sind Tools und Wissensmanagement für eine transparente und transdisziplinäre Forschung. Deshalb engagiert sich das RLI in institutsübergreifender Kooperation für die open energy modelling initiative (openmod initiative). Das RLI hat schon mit verschiedenen Modellierungstools gearbeitet und ist maßgeblich an der Entwicklung des offenen Modellierungsframeworks oemof (open energy modeling framework) beteiligt.

Das Framework oemof ist ein Python-basierter generischer Baukasten für die Energiesystemanalyse und wird von der Entwickler*innen-Community aus mehreren Forschungsinstituten gemeinsam entwickelt. Es wird unter einer offenen Lizenz auf GitHub aktiv entwickelt und ermöglicht die Erstellung von Simulations- und Optimierungsmodellen. Die Optimierungsbibliothek oemof-solph ermöglicht die kombinierte Betriebs- und Ausbauoptimierung von sektorgekoppelten Energiesystemen mittels linearer bzw. gemischt ganzzahlig-linearer Optimierung.

Das **Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW)** gehört zur Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der **RWTH Aachen University** und vereint drei unterschiedliche Lehrstühle. Unter der aktuellen Institutsleitung von Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser bilden die mathematische Simulation, Optimierung und Bewertung des technisch-wirtschaftlichen Ausbaus und Betriebs von Energieversorgungssystemen Schwerpunkte in Forschung, Lehre und Industrieprojekten. Der Fokus gilt insbesondere den Märkten, der Erzeugung sowie Übertragung und Verteilung elektrischer Energie im Übertragungs- und Verteilnetz.

Durch langjährige Erfahrung als Forschungsinstitut in der Markt-, Netz- und Systemanalyse verfügt das IAEW über detaillierte Kenntnisse zur Bewertung von Marktdesign und Akteursverhalten, Netzausbaumaßnahmen und Leistungsflussberechnungen, Prognosefehlern erneuerbarer Energien und einer objektiven Ergebnisinterpretation.

Das verwendete Modell MarS wurde am IAEW entwickelt, beruht Methoden der Kraftwerkseinsatz- und Handloptimierung und wurde im Rahmen unterschiedlicher Studien erfolgreich angewendet. Das Verfahren verwendet dabei einen mehrstufigen Zerlegungsansatz auf Basis einer Lagrange-Relaxation. Dabei können unter anderem Ganzzahligkeitsentscheidungen beim Einsatz thermischer Kraftwerke sowie die zeitliche Kopplung hydraulischer Erzeugungsanlagen und Gruppen berücksichtigt werden.

Seit über 40 Jahren wird am **Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA)** der **RWTH Aachen University** an aktuellen Fragestellungen im Bereich Energiespeichertechnologien geforscht. Dieser seit 2003 durch eine weitere Professur ausgebaut Bereich gliedert sich in drei Abteilungen. Die **Abteilung Netzintegration und Speichersystemanalyse** befasst sich mit dem breiten Feld der Untersuchung von notwendigen Maßnahmen und Technologien zur Umsetzung der Energiewende insbesondere durch Batteriespeicher. Prof. Sauer ist zudem Direktor im Kooperationsprojekt der deutschen Wissenschaftsakademien, das die Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ von 2013 an begleitet.

Die Arbeitsgruppe Future Power Systems entwickelt im Kontext mehrerer öffentlich geförderter Projekte verschiedene Simulationswerkzeuge, mit denen die wirtschaftlichen und systemischen Zusammenhänge bei fortschreitender, großflächiger Integration Erneuerbarer Energien analysiert und optimale Konfigurationen errechnet werden können.

Seit 2011 wird in diesem Rahmen auch GENESYS (Genetische Optimierung eines europäischen Energieversorgungssystems) als Simulationswerkzeug unter Open Source Lizenz zur Analyse und Optimierung großflächiger Energiesysteme entwickelt. Neben der Betrachtung von kurzfristigen Betriebszuständen werden insbesondere auch ein langfristig nachhaltiger Entwicklungspfad untersucht und mögliche Korridore optimal errechnet.

Das auf GENESYS aufbauende Werkzeug GENESYS-2, mit dem das Institut ISEA der RWTH Aachen an diesem Modellexperiment teilnimmt wurde gemeinsam mit dem IAEW der RWTH entwickelt. Es ist ein modulares Werkzeug, das die Abbildung unterschiedlicher Ausprägungen von Energiesystemmodellen auf verschiedenen Skalen und Detailstufen erlaubt. Neben der optimalen Auslegung von Zielsystemen lassen sich entlang von Randbedingungen Entwicklungspfade optimieren und der Kraftwerkseinsatzplan simulieren. Die Optimierung von Systemzubau erfolgt hierbei mit Hilfe einer Evolutionsstrategie, während der Kraftwerkseinsatz auf einem hierarchischen Regelwerk basiert. Eine Energieflussberechnung zwischen Knoten ist ebenfalls in einer vereinfachten Darstellung implementiert. Das Framework steht unter LGPL-Lizenz.

Der **Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL) der Universität Duisburg-Essen (UDE)** befasst sich unter der Leitung von Prof. Christoph Weber u.a. mit der Beantwortung energiepolitischer und –wirtschaftlicher Fragestellungen mithilfe von Energiesystem- und insbesondere Strommarktmodellen. Dabei werden neben betriebswirtschaftlichen und Ansätzen des Operations Research auch Erkenntnisse anderer Disziplinen wie Volkswirtschaftslehre, Ingenieurs- und Sozialwissenschaften in Lehre und Forschung berücksichtigt.

Die Forschungsarbeiten des Lehrstuhls gliedern sich in die vier Bereiche Erneuerbare Energien und Netze, Energiemärkte und Energiepolitik, Energiesysteme und -innovationen sowie Portfolio- und Risikomanagement. Das im Rahmen des Modellvergleiches eingesetzte Modell JMM wird wesentlich in den Arbeitsgruppen Energiemärkte und Energiepolitik und Energiesysteme und -innovationen

angewandt und weiterentwickelt. In dieser Gruppe wird sich mit Methoden, Modellen und Szenarien befasst, um die zukünftige Entwicklung von Angebot, Nachfrage und Transportinfrastrukturen sowie der damit einhergehenden Preise zu beschreiben. Der Fokus liegt hierbei auf den Strommärkten einschließlich der Integration erneuerbarer Energien, aber auch die Märkte für Erdgas und andere fossile Energieträger sowie CO₂-Zertifikate werden betrachtet.

Das **Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart** leistet durch die interdisziplinäre Bearbeitung von Frage- und Problemstellungen in den Themenfeldern Energietechnik, Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft einen Beitrag zur Lösung der Herausforderungen im Energie-, Umwelt- und Verkehrsbereich. Die Arbeitsschwerpunkte des Instituts liegen in der energiewirtschaftlichen Systemanalyse, der Bewertung neuer Energietechniken und Energiesysteme, und der Technikfolgenabschätzung und Umweltanalysen. In der Abteilung „Energienmärkte und Intelligente Systeme (EI)“ unter der Leitung von Prof. Dr. Ing. Kai Hufendiek werden die Strukturen und die Preisbildung auf Energiemärkten sowie deren Einbettung im volkswirtschaftlichen Gesamtkontext analysiert. Hierfür wird das etablierte europäische Elektrizitätsmarktmodell (E2M2) eingesetzt und stets weiterentwickelt.

E2M2 bildet sowohl den Kraftwerkseinsatz als auch modellendogene Kapazitätzubauten als lineares Optimierungsproblem mit optionalen gemischt-ganzzahligen Restriktionen ab. Zudem umfasst es die Abbildung der Erzeugung aus thermischen Kraftwerken und erneuerbaren Energien als auch der Bewirtschaftung und Auslastung von Flexibilitätsoptionen, wie Speichertechnologien, Netzkapazitäten oder Lastmanagement, jeweils in zeitlich hoch aufgelöster Betrachtung.

Das **Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI)** ist eine vom Land Nordrhein-Westfalen getragene Forschungseinrichtung, die eine Mittler- und Transferrolle zwischen Wissenschaft, Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft übernimmt. Das Wuppertal Institut erforscht und entwickelt Leitbilder, Strategien und Instrumente für Übergänge zu einer nachhaltigen Entwicklung auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene. Im Zentrum stehen Ressourcen-, Klima- und Energieherausforderungen in ihren Wechselwirkungen untereinander sowie mit Wirtschaft und Gesellschaft.

Die Arbeiten zum Vorhaben werden durch Mitarbeiter aus der Forschungsgruppe „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“ durchgeführt. Diese befassen sich regelmäßig mit Untersuchungen zur Energiesystemmodellierung und zur Systemintegration erneuerbarer Energien sowie aus systemanalytischer Sicht mit Technologie- und Infrastrukturfragen. Zu den Arbeitsschwerpunkten gehören u.a. Flexibilitätsoptionen (Netz, DSM und Speicher), Power-to-X, Sektorenkopplung sowie Dekarbonisierung der Industrie.

Im Rahmen des BMBF Forschungsvorhabens "Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050" (FKZ 03SF0439B) wurde am WI zwischen 2012 und 2016 das RESTORE Modell entwickelt, um den Einsatz von räumlichen und zeitlichen Flexibilitäten in Europa (ENTSOE-Gebiet) im Hinblick auf die Integration von EE-Strom für sehr große Anteile (>90%) im Zieljahr 2050 zu analysieren. Dabei handelt

es sich um ein integriertes Modell, in dem Netzaustausch und die Nutzung von Lastmanagement- und Speicherpotenzialen gleichzeitig implementiert und optimiert werden. Die Einsatzoptimierung erfolgt nicht-linear mittels rollierender Planung, in stündlicher Auflösung über ein Jahr, mit dem Ziel die nötigen backup-Kapazitäten zu minimieren.

1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Idee zu FlexMex entstand aus der Ergebnisanalyse der Modellvergleiche im Projekt RegMex, da dort umfangreicher weiterer Forschungsbedarf zum Vergleich von Energiesystemmodellen identifiziert wurde. Bezugnehmend auf den MODEX-Förderaufruf konnte dann im Jahr 2018 ein für die Beantwortung der identifizierten Fragestellungen geeignetes Konsortium gebildet und die FlexMex-Skizze entwickelt werden. Das Vorhaben wurde im Verbund zwischen dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), dem Reiner Lemoine Institut (RLI), der Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH), der Universität Duisburg-Essen (UDE), der Universität Stuttgart (UST) und dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) entwickelt und durchgeführt. Mit Ausnahme der RWTH haben alle Partner jeweils ein Modell in den Vergleich eingebracht. Die RWTH hat sich mit zwei Instituten mit jeweils einem Modell beteiligt. Die Koordination des Vorhabens hatte das DLR inne, die Laufzeit war vom 01. Januar 2019 bis zum 31. Dezember 2021.

Um frühzeitig ein umfassendes Verständnis des Datenbedarfs und der Modelle zu erlangen, wurden im ersten Jahr drei Projekttreffen in Stuttgart, Wuppertal und Berlin abgehalten. Bedingt durch die COVID19-Pandemie mussten ab Anfang 2020 alle geplanten Treffen in Videokonferenzen umgewandelt werden. In diesem Format wurden dann im Mai und November 2020 weitere Projekttreffen abgehalten. Im Jahr 2021 erfolgte dann ein Umstieg auf häufigere aber kürzere Arbeitstreffen im März, Mai und Juli. Das Abschlusstreffen konnte im November schließlich wieder in Präsenz in München abgehalten werden. In Ergänzung zu den größeren Projekt- und Arbeitstreffen gab es regelmäßige Austausche per Videokonferenz, je nach aktueller Intensität der Arbeiten in einem Rhythmus zwischen zwei Wochen und zwei Monaten. Für das Erstellen der Veröffentlichungen gab es weiterhin Online-Termine zum gemeinsamen Schreiben.

Das Vorhaben war in fünf Arbeitspakete strukturiert, entsprechend der Übersicht in Abbildung 1. AP 1 lieferte das grundlegende Verständnis der beteiligten Modelle, ihrer Datenstrukturen und ihres Datenbedarfs und davon ausgehend die Festlegung von Schnittstellen, Parametern und Rahmendaten für die zwei Teile des Modellexperiments. Diese wurden in AP 2 und AP 3 durchgeführt und lieferten die konsistente Grundlage für den umfassenden Ergebnisvergleich zur Synthese und Bewertung der Modellunterschiede in AP 4. Schlussfolgerungen ergaben sich dabei sowohl zu den Methoden der Technologieabbildung und Modellierung als auch inhaltlicher Art zur Rolle einzelner technischer struktureller Optionen aufgrund der Betrachtung unterschiedlicher Szenariovarianten. Aktivitäten der Abstimmung im Konsortium sowie dem MODEX-Projektverbund wurden, wie auch die Koordination von Veröffentlichungen, in AP5 gebündelt.

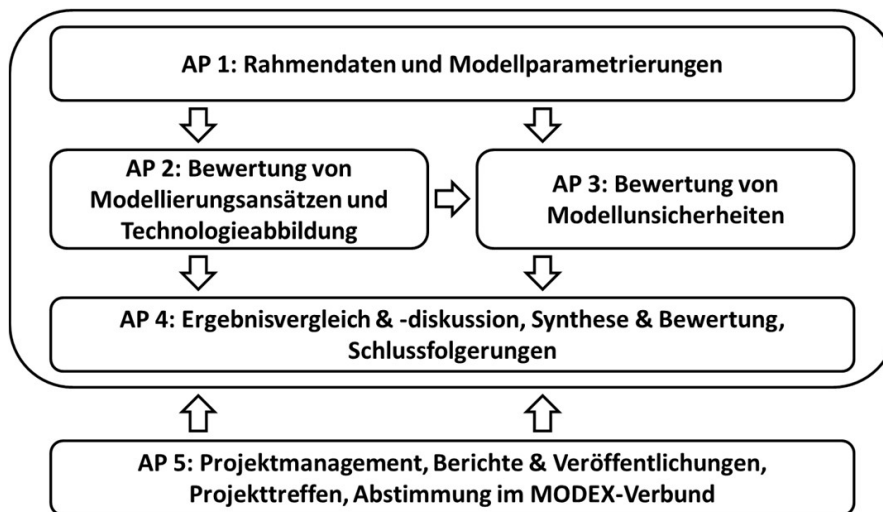


Abbildung 1: Arbeitspaketstruktur des FlexMex-Projekts.

1.4. Wissenschaftlicher Stand zu Beginn des Vorhabens

Modellvergleiche in der Energiesystemanalyse blicken auf eine lange Historie zurück. Neben Modellexperimenten, die sich spezifischen Fragestellungen unter Anwendung verschiedener Modelle unterschiedlicher Forschungseinrichtungen nähern, wurde durch die Einrichtung von Plattformen oder Foren ein Umfeld zum praktischen Erfahrungsaustausch von Modellierern geschaffen. Beispielsweise existiert seit 1976 in den USA das „Energy Modeling Forum (EMF)“ an der Stanford University, aus dem mittlerweile 37 Modellexperimente hervorgegangen sind.²

In Europa ist das Forschungsprojekt „CAsE Study Comparisons And Development of Energy Models for INtegrated Technology Systems (CASCADE MINTS)“ anzuführen, bei dem sich von 2004 bis 2006 acht europäische Forschungspartner mit der Modellierung von Energiesystemen und der Szenariobewertung anhand verschiedener Modelle beschäftigt haben. Hier lag der Fokus in erster Linie auf den Wechselwirkungen des Stromsystems mit der Wasserstoffwirtschaft und Technologien wie beispielsweise die Abtrennung und Speicherung von CO₂.³ Kurze Zeit später wurden als weiteres EU-Projekt unter dem Titel „Assessment of Climate Change Mitigation Pathways and Evaluation of the Robustness of Mitigation Cost Estimates (AMPERE)“ unter Anwendung von 17 Modellen internationaler Forschungspartner von 2011 bis 2014 Fragestellungen zu Dekarbonisierungspfaden und der Abbildung von Klimasystemen beantwortet.⁴ Als aktuelles Projekt ist die „Energy Modelling Platform for Europe

² <https://emf.stanford.edu/>

³ CASCADE MINTS: CAsE Study Comparisons And Development of Energy Models for Integrated Technology Systems, Final Report, Institute of Communication and Computer Systems of National Technical University of Athens (ICCS-NTUA), 2006. https://cordis.europa.eu/docs/results/502/502445/124729481-6_en.pdf

⁴ Kriegler, E., Riahi, K., Petermann, N., et al. The AMPERE Consortium (2014), Assessing Pathways toward Ambitious Climate Targets at the Global and European Levels: A synthesis of results from the AMPERE project. IIASA Policy Report 2014.

(EMP-E)“ zu nennen, in dessen Rahmen eine Online-Plattform bereitgestellt und eine jährlich stattfindende Konferenz organisiert wird.⁵

In Deutschland wurde 1997 erstmals das „Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (FORUM)“ eingerichtet. Hier stand der Erfahrungsaustausch sowohl zwischen den Modellierern selbst, als auch den Anwendern aus Forschung, Wirtschaft und Politik im Mittelpunkt. Insgesamt gingen fünf Modellexperimente aus dem FORUM hervor. Mit Fokus auf die nationale Energieversorgung wurden Themen wie beispielsweise der Kernenergieausstieg oder die zukünftige Rolle Erneuerbarer Energien in liberalisierten Märkten betrachtet. Die Aktivitäten reichten bis in das Jahr 2007.⁶

Mehrere nationale Forschungsvorhaben, an denen Partner des hier vorgeschlagenen Vorhabens wesentlich beteiligt waren, haben in den letzten Jahren den Ansatz eines direkten Modellvergleichs mit unterschiedlichen Fragestellungen aufgegriffen. Im Vorhaben 4NEMO (FKZ BMWi 0324008) wurden Modellvergleiche für neue Ansätze zur Abbildung der Flexibilität von Erzeugungstechniken, zur Berücksichtigung regionaler Randbedingungen und Akzeptanz sowie zur Berücksichtigung von Unsicherheiten durchgeführt.⁷ Im Forschungsvorhaben BEAM-ME (FKZ BMWi 03ET4023) erfolgten Vergleiche mit dem Fokus auf die Wirkung unterschiedlicher Methoden zur Reduktion von Lösungszeiten von optimierenden Energiesystemmodellen.⁸ Darüber hinaus wurde im Rahmen des Dienstleistungsauftrags „Open Source Energiewende“ für das BMWi (Projekt Nr. 060/17) ein fokussierter Vergleich von quelloffenen Modellen durchgeführt. Das Projekt FlexMex baute insbesondere auf das im Rahmen von RegMex ("Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung", FKZ BMWi 0325874) durchgeführte

⁵ „Energy Modelling Platform for Europe“, Forschungsprojekt, <http://www.energymodellingplatform.eu/>

⁶ Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland, Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 1999, Umwelt und Ökonomie, Band 33.

Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2002, Umwelt und Ökonomie, Band 34.

Energiemodelle zum Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten - Die Rolle erneuerbarer Energieträger, LIT-Verlag, 2004

Energiemodelle zum europäischen Klimaschutz – Der Beitrag der deutschen Energiewirtschaft, LIT-Verlag, 2004

Energiemodelle zu Innovation und moderner Energietechnik. Analyse exogenen und endogenen technischen Fortschritts in der Energiewirtschaft. LIT-Verlag, 2007.

⁷ Siala, K., Mier, M., Schmidt, L., Torralba-Díaz, L., Sheykha, S., Sawidis, G., (2022) Which model features matter? An experimental approach to evaluate power market modeling choices, Energy 245:123301.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123301>

Mier, M., et al., Forschungsverbund zur Entwicklung neuer Methoden der Energiesystem-Modellierung (4NEMO), Final report, ifo Institute for Economic Research, University of Munich, 2020.

<https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1760099643/>

⁸ Scholz, Y., Fuchs, B., Borggreffe, F., et al (2020) Realisierung von Beschleunigungsstrategien der anwendungsorientierten Mathematik und Informatik für optimierende Energiesystemmodelle, Best Practice Guide, <https://gitlab.com/beam-me/bpg>

Experiment zum Stromsystem auf.⁹ Entsprechend dem Fokus dort wurde auch in FlexMex vorrangig der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in zeitlicher und räumlicher Auflösung betrachtet.

Die Ergebnisse aus RegMex deuteten an, dass Unterschiede in der Technologieabbildung zu wesentlichen Unterschieden bei jährlicher Auslastung und stündlichem Einsatz von Technologien führen können. Dies betrifft insbesondere die Flexibilitätsoptionen der Stromspeicherung, KWK, Wärmepumpen und Elektromobilität. Dieser Aspekt sollte im Rahmen von FlexMex durch erweiterte und auf Unterschiede in der Modellierung einzelner Technologien zugeschnittene Analysen vertieft betrachtet werden. Während in das RegMex-Experiment nur Modelle mit ähnlichen Optimierungsansätzen eingebunden waren (der Minimierung der sich aus variablen Betriebskosten und anteiligen Investitionen in zusätzliche Backup-Kraftwerke und Speicher ergebenden Systemkosten), erfolgte in FlexMex eine Erweiterung auf die Optimierung anderer Zielfunktionen. Für eine umfassendere Betrachtung der Unsicherheiten wurde in FlexMex zudem eine Erweiterung auf eine deutlich größere Anzahl von Modellen und Szenarien realisiert.

1.5. Zusammenarbeit im MODEX-Verbund

Über das formelle Projektkonsortium hinaus fand ein enger Austausch mit den anderen Projekten innerhalb des MODEX-Projektverbunds statt. Dies umfasste neben den Jahrestreffen des Forschungsnetzwerks Energie auch die Teilnahmen an den Treffen des MODEX-Verbunds sowie an Workshops der assoziierten Projekte. Darüber hinaus wurde ein regelmäßiger Austausch innerhalb der Gruppe der Datenbeauftragten etabliert. Dafür wurde ein Jour-Fixe eingerichtet, um in einem 2-wöchentlichen Abstand den Stand der Arbeiten zu besprechen.

Aufgabe der Datenbeauftragten war es eine Harmonisierung der Eingangsdaten innerhalb des MODEX-Verbunds vorzunehmen. Dafür wurde zunächst der Szenariorahmen der einzelnen Projekte verglichen (siehe Abbildung 2) und der Datenbedarf der beteiligten Modelle erhoben. Anschließend erfolgte eine Datenrecherche, um denjenigen Parametern mit projektübergreifender Verwendung einen harmonisierten Wert zuzuweisen. Eine Umfrage innerhalb des Verbunds konnte einen Überblick schaffen, welche Herausforderungen und Hürden mit der Harmonisierung von Eingangsdaten in Modellvergleichen einhergehen, auf deren Grundlage die Gruppe der Datenbeauftragten Lösungsansätze diskutierte und umsetzte, wie beispielsweise die Sammlung der Metadaten verwendeter Literaturquellen und deren Bereitstellung auf der OpenEnergyPlatform¹⁰. Das Vorgehen der Gruppe der Datenbeauftragten wurde anschließend in Artikelform dokumentiert und veröffentlicht¹¹.

⁹ Gils, H.C., Pregger, T., Flachsbarth, F., Jentsch, M., Dierstein, C. (2019) Comparison of spatially and temporally resolved energy system models with a focus on Germany's future power supply. Applied Energy, 2019, 255, 113889, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113889>

¹⁰ <https://openenergy-platform.org/>

¹¹ Gardian, H., Beck, J.-P., Koch, M., Kunze, R., Muschner, C., Hülk, L., Bucksteeg, M. (2022): Data Harmonisation for Energy System Analysis - Example of Multi-Model Experiments. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 162: 112472, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112472>.

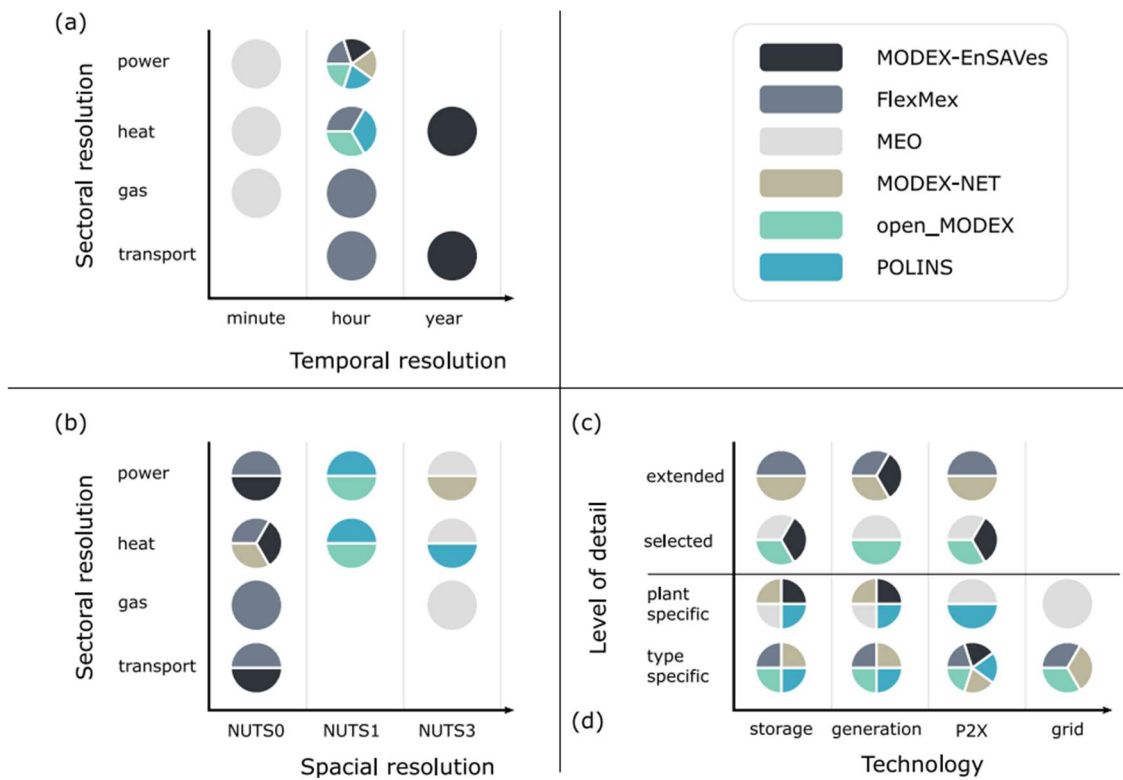


Abbildung 2: Einordnung der MODEX-Projekte bezüglich ihrer sektoralen (a, b), temporalen (a), räumlichen (b) und technologischen Auflösung (c, d) sowie dem abgebildeten Detaillierungsgrad (c, d). Entnommen aus Gardian et al. (2022), siehe Fußnote 11.

2. Verwendung der Zuwendung und Ergebnisse des Projekts

Dieser Abschnitt liefert einen Überblick zum Vorgehen und den Ergebnissen des Projekts FlexMex. Eine deutliche ausführlichere und detaillierte Beschreibung ist den Veröffentlichungen aus dem Projekt zu entnehmen (siehe Abschnitt 7).

2.1. Überblick zum Vorgehen

Schwerpunkt des Projekts war die Betrachtung der Auswirkungen unterschiedlicher Modellierungsansätze für verschiedene Flexibilitätsoptionen. Hierfür wurde der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in Versorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Stromerzeugung mit mehreren Stromsystemmodellen untersucht.

Insgesamt waren an FlexMex die neun Stromsystemmodelle DIETER, E2M2, GENESYS-2, ISAaR, JMM, MarS, oemof, REMix und RESTORE beteiligt, wobei RESTORE nur in FlexMex-1 zur Anwendung kam. Alle Modelle berechnen den Einsatz von Erzeugungsanlagen sowie von Flexibilitätsoptionen in stündlicher Auflösung und können dabei mehrere Regionen und Technologien abbilden. Mit Ausnahme von JMM und MarS können in den Modellen Investitionen in zusätzliche Kapazitäten endogen bestimmt werden. Die Modelle weisen unterschiedliche Modellierungsansätze auf (siehe Abbildung 3). Im Gegensatz zu den anderen Modellen wird in GENESYS-2 eine populationsbasierte Heuristik und in RESTORE eine quadratische Optimierung genutzt, wobei in RESTORE nicht die Systemkosten, sondern die Residuallast in der Zielfunktion minimiert wird. Darüber hinaus ist die zeitliche Voraussicht in GENESYS-2 auf eine Stunde (1 h) begrenzt, in JMM auf 24 h/36 h (in FlexMex-1) bzw. 180 h und in RESTORE auf 144 h, wobei sowohl JMM als auch RESTORE mit rollierender Planung rechnen. Eine detaillierte Darstellung der Modellunterschiede ist in den Veröffentlichungen aus dem Projekt enthalten (siehe Abschnitt 7).

Modellcharakterisierung	DIETER	E2M2	GENESYS 2	ISAaR	JMM	MarS	oemof	REMix	RESTORE
Programmierungssprache	GAMS	GAMS	C++	MATLAB/ PostgreSQL	GAMS	Fortran	Python	GAMS	MATLAB
Optimierungsverfahren	LP	LP/MIP	Populations- basierte Heuristik	LP	LP/MI P	MIP/ Lagrange/DP	LP	LP	Quadratische Optimierung
Bevorzugter Solver	CPLEX	CPLEX	CMA-ES	CPLEX	CPLEX	CPLEX	cbc	CPLEX	fmincon
Deterministisch	Ja		Ja/Optional					Ja	
Zielfunktion				Min. Kosten				Min. Residuallast	
Elemente der Zielfunktion	CAPEX, OPEX			OPEX		OPEX, Lagrange- Multiplikatoren		Residuallast, Lastausgleich	

Abbildung 3: Überblick über die an FlexMex beteiligten Modellversionen und deren wesentliche Merkmale in der im Projekt genutzten Konfiguration.

Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse der Modelle zu ermöglichen, wurden die Eingangsdaten aller Modelle harmonisiert. Dies umfasste neben Nachfragezeitreihen, Kapazitäten sowie techno-ökonomischen Parametern beispielsweise auch Zeitreihen für das Dargebot von Photovoltaik- und Windstromerzeugung. Für die Eingangsdaten und den Export der Modellergebnisse wurde ein einheitliches csv-basiertes Format definiert, sodass die Bereitstellung von Eingangsdaten und die

Auswertung der Modellergebnisse zentral für alle Modelle erfolgen konnte. Dabei wurde ein einheitliches System zur Benennung von Parametern eingeführt, welches auf der Nomenklatur des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) aufbaut. Die einheitliche Parametrierung und Konfiguration der Modelle gingen mit einem nicht unwesentlichen Aufwand einher.

Das Modellexperiment war in zwei Teile unterteilt (FlexMex-1 und FlexMex-2), wobei das jeweilige Vorgehen im Folgenden näher beschrieben wird.

FlexMex-1

In FlexMex-1 wurde zunächst ein stark vereinfachtes System betrachtet. Mit diesem Ansatz können Wechselwirkungen zwischen Modellunterschieden minimiert und Unterschiede in den Ergebnissen Modellunterschieden direkt zugeordnet werden. Das dabei betrachtete System zeichnet sich durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien (80%) und einem damit verbundenen hohen Flexibilitätsbedarf aus. Das System besteht aus 11 Modellregionen (angelehnt an europäische Länder) mit unterschiedlicher Erzeugungsstruktur in Bezug auf die erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 4).

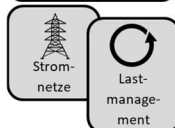


Abbildung 4: Modellregionen in FlexMex-1 und FlexMex-2.

Zusätzlich zur EE-Stromerzeugung wurde je Untersuchungsfall in der Regel lediglich eine weitere Flexibilitätsoption, ggf. in Verbindung mit Spitzenlastkraftwerken, betrachtet. Dabei bestimmte im Vorfeld ein Modell die Vorgaben bezüglich der Kapazitäten und führt darüber hinaus eine Plausibilisierung der Untersuchungsfälle durch. Bis auf einen Untersuchungsfall ist keine Stromübertragung zwischen den Regionen möglich.

Die Reduktion auf ein stark vereinfachtes System in FlexMex-1 ermöglichte es, Unterschiede in den Ergebnissen der Modelle auf die jeweilige Modellierung der betrachteten Flexibilitätsoption zurückzuführen. In den meisten Untersuchungsfällen lag der Fokus auf der Einsatzplanung, bei einigen wurde zusätzlich auch eine Ausbauoptimierung betrachtet. Es ist zu beachten, dass nicht alle Modelle an allen Untersuchungsfällen teilnehmen. Für FlexMex-1 wurden insgesamt 22 Untersuchungsfälle definiert (siehe Abbildung 5).

Einsatzoptimierung



Untersuchte Technologie	Modelle
Thermische Kraftwerke (Spitzenlast)	8
Thermische Kraftwerke (Grundlast, LP)	7
Thermische Kraftwerke (Grundlast, MIP)	3
Speicherwasserkraft	7
Strom-zu-Strom-Speicher (Kurzfrist)	7
Strom-zu-Strom-Speicher (Langfrist)	6
Strom-zu-Strom-Speicher (Langfrist vs. Kurzfrist)	5
Stromübertragung	9
Lastmanagement (Prozessindustrie, Querschnittst.)	4
Wärmepumpen (WP) mit thermischem Speicher (TES)	6
Batterieelektromobile mit Ladesteuerung	5
Batterieelektromobile mit Ladesteuerung	6
H ₂ -Elektrolyseure mit Gasspeicher & fester Nachfrage	4
KWK (Gegendruck)	6
KWK (Entnahmekondensation)	6
KWK (Gegendruck mit Spitzenlastkessel (SLK))	4
KWK (Entnahmekondensation mit SLK)	4
Vollflexibles Wärmenetz (KWK, SLK, TES, WP, Elektroboiler)	3

Ausbau- und Einsatzoptimierung

Untersuchte Technologie	Modelle
Thermische Kraftwerke (Grund- vs. Spitzenlast)	5
Strom-zu-Strom-Speicher (Langfrist vs. Kurzfrist)	5
Grundlastkraftwerke vs. Kurzfristspeicher	6
Grundlastkraftwerke vs. Stromnetz	4

Abbildung 5: Untersuchungsfälle und Anzahl der beteiligten Modelle je Untersuchungsfall in FlexMex-1.

FlexMex-2

FlexMex-2 stellt eine Erweiterung zu FlexMex-1 dar. Statt einzelne Lastausgleichsoption isoliert zu betrachten, wurde ein erweitertes System mit mehreren Flexibilitätsoptionen genutzt, um die einzelnen Modellunterschiede in einem umfänglichen Gesamtsystem zu analysieren. In Abbildung 6 sind die Flexibilitätsoptionen und deren Berücksichtigung je Modell in FlexMex-2 dargestellt.

Technologie	DIETER	E2M2	GENESYS-2	ISAaR	JMM	MarS	oemof	REMIX
Gasturbinenkraftwerk	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark
Speicherwasserkraftwerk	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark
Batteriespeicher	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark
Wasserstoffkavernenspeicher	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark
Stromübertragung	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark	Dark
Lastmanagement	Light	Light	Light	Light	Light	Light	Light	Light
Entnahmekondensations-KWK	Light	Dark	Light	Light	Light	Light	Light	Light
+ Spitzenkessel	Light	Dark	Light	Light	Light	Light	Light	Light
+ elektrischer Kessel, thermischer Speicher, Wärmepumpe	Light	Light	Light	Dark	Light	Light	Light	Light
Gebäudewärmepumpe + Speicher	Light	Light	Light	Dark	Light	Light	Light	Light
Wasserstoffelektrolyse + Speicher	Light	Light	Light	Dark	Light	Light	Light	Light
Batteriefahrzeuge	Light	Light	Light	Light	Light	Light	Light	Light

Abbildung 6: Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen in den Modellversionen in FlexMex-2. In heller Farbe markierte Optionen wurden von dem betreffenden Modell nicht betrachtet. Der mittlere Farbton kennzeichnet Optionen, für die modellexogene Kapazitäten angenommen wurden und die lediglich hinsichtlich ihres Einsatzes optimiert wurden. Bei dunkel markierten Optionen wird neben dem Einsatz auch die Kapazität modellendogen optimiert. Die Übersicht zeigt nicht die allgemeine Fähigkeit der Modelle, diese Technologien zu berücksichtigen.

Aus Abbildung 6 geht hervor, dass nicht alle Modelle bei den Modellexperimenten für FlexMex-2 denselben Technologieumfang genutzt haben. Allerdings gehen in einigen Fällen die prinzipiell in den Modellen betrachteten Technologien über den im Projekt FlexMex betrachteten und hier abgebildeten Umfang hinaus. Wegen der Unterschiede im genutzten Technologieumfang wurde zwischen reduzierten und umfassenden Untersuchungsfällen unterschieden (Abbildung 7), wobei erstere mit einem harmonisierten und letztere mit einem teilweise heterogenen Modellumfang gerechnet wurden (Abbildung 6).

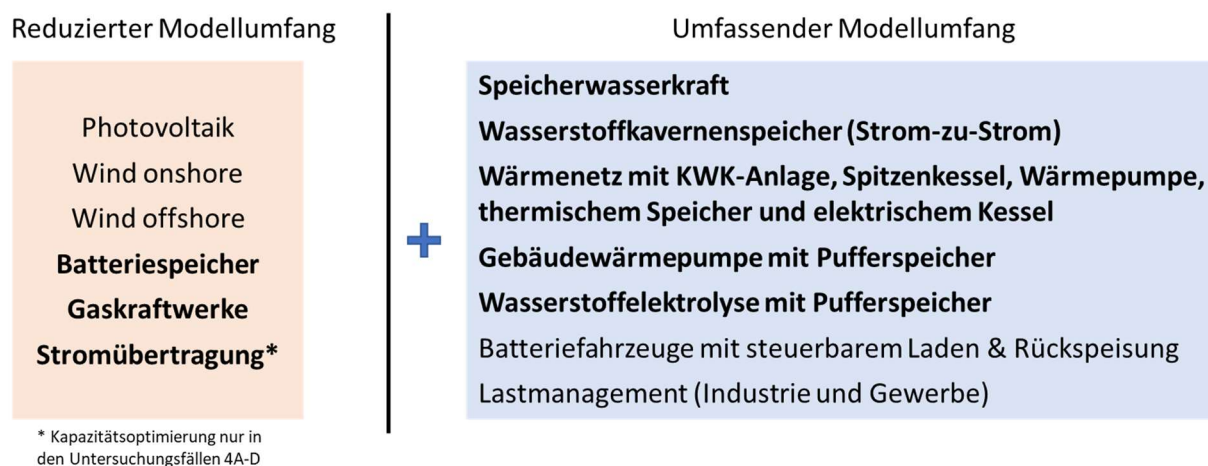


Abbildung 7: Zuordnung von Technologien in FlexMex-2. Technologien, die optional modellendogen ausgebaut werden können, sind fettgedruckt hervorgehoben.

Im ersten Teil von FlexMex-2 wurden somit ausschließlich jene Technologien berücksichtigt, die in allen Modellen abgebildet werden können (siehe Untersuchungsfälle 1 und 2 in Abbildung 9): EE-Anlagen, Kurzfrist-Batteriespeicher, Stromübertragungsnetze sowie Gaskraftwerke. Auf diese Weise sollte vermieden werden, dass Ergebnisunterschiede auf Grund eines unterschiedlichen Technologieumfanges auftreten. Im zweiten Teil von FlexMex-2 (siehe Untersuchungsfälle 3 und 4 in Abbildung 9) rechneten alle Modelle mit einem erweiterten Technologieumfang, was je nach Modell unterschiedliche Technologien beinhalten kann (Abbildung 6). Teilweise wurden dabei zur besseren Vergleichbarkeit äquivalente Stromnachfragezeitreihen oder erhöhte Gaskraftwerkskapazitäten angenommen, um die zusätzliche Stromerzeugung- bzw. Nachfrage einer nicht abgebildeten Technologie auszugleichen (Abbildung 8).

Technologie	Mit Kapazitätsoptimierung	Nur Betriebsoptimierung	Nicht modelliert
Gasturbinenkraftwerk	Ausbau auf grüner Wiese	Exogene Kapazitäten	Nicht vorhanden
Speicherwasserkraftwerk	Ausbau auf grüner Wiese	Exogene Kapazitäten	Nicht vorhanden
Batteriespeicher	Ausbau auf grüner Wiese	Exogene Kapazitäten	Nicht vorhanden
Wasserstoffkavernenspeicher	Ausbau auf grüner Wiese	Exogene Kapazitäten	Keine Betrachtung
Stromübertragung	Ausbau auf grüner Wiese	Exogene Kapazitäten	Nicht vorhanden
Lastmanagement	Nicht vorhanden	Exogene Kapazitäten	Keine Betrachtung
Entnahmekondensations-KWK	Ausbau auf grüner Wiese	Exogene Kapazitäten	Verdoppelte Gasturbinenkapazität (3A-D) Keine Betrachtung (4A-D)
+ Spitzenkessel	Ausbau auf grüner Wiese	Exogene Kapazitäten	Nicht vorhanden
+ elektrischer Kessel, thermischer Speicher, Wärmepumpe	Ausbau auf grüner Wiese	Exogene Kapazitäten	Nur KWK und Spitzenkessel
Gebäudewärmepumpe + Speicher	Ausbau auf grüner Wiese	Exogene Kapazitäten	Exogenes Stromnachfrageprofil
Wasserstoffelektrolyse + Speicher	Ausbau auf grüner Wiese	Exogene Kapazitäten	Exogenes Stromnachfrageprofil
Batteriefahrzeuge	Nicht vorhanden	Exogene Kapazitäten	Exogenes Stromnachfrageprofil

Abbildung 8: Strategie zur indirekten Berücksichtigung von Technologien, die nicht explizit modelliert sind in FlexMex-2. „Nicht vorhanden“ bedeutet, dass eine bestimmte Konfiguration in keinem der Modelle vorliegt, „keine Betrachtung“ bedeutet, dass in den Modellen kein Ersatz für eine Technologie berücksichtigt wird. Technologien und Modellierungsoptionen je nach Modellumfang und Untersuchungsfall. „Ausbau auf grüner Wiese“ impliziert, dass keine existierenden Kapazitäten betrachtet wurden.

Beide Varianten des Modellumfangs wurden einmal ohne (Untersuchungsfälle 1 und 3) und einmal mit endogener Ausbauoptimierung (Untersuchungsfälle 2 und 4) gerechnet, sodass sich insgesamt vier übergeordnete Modellkonfigurationen ergaben (siehe Abbildung 9). Hierbei ist zu beachten, dass MarS und JMM im Gegensatz zu den anderen Modellen ausschließlich die Untersuchungsfälle ohne Ausbauoptimierung berechnen können, da es sich um reine Dispatch-Modelle handelt.

Darüber hinaus wurde für jede Konfiguration (1-4) der EE-Anteil variiert, wobei vier verschiedene Anteile bezogen auf die Stromlast je Land betrachtet wurden. Dabei wurden theoretische Versorgungsanteile von 40%, 80%, 120% und 160% betrachtet, die sich im Falle des umfassenden Modellumfangs aufgrund zusätzlicher Stromnachfragen durch beispielsweise die Betrachtung von Elektromobilität auf 28%, 57%, 85% und 114% reduzieren. Theoretisch sind diese Anteile, da sie Verluste und Abregelung nicht wiedergeben. Durch diese Variation konnten Wechselwirkungen der Modellunterschiede in Abhängigkeit vom EE-Anteil am Strommix untersucht werden. Insgesamt ergaben sich so 16 Untersuchungsfälle (Abbildung 9).

	Reduzierter Modellumfang		Umfassender Modellumfang
Exogene Kapazitäten der Flexibilitätsoptionen	A) 40% VRE (1,200 TWh) B) 80% VRE (2,400 TWh) C) 120% VRE (3,600 TWh) D) 160% VRE (4,800 TWh)	1	3
Endogene Kapazitäten der Flexibilitätsoptionen	A) 40% VRE (1,200 TWh) B) 80% VRE (2,400 TWh) C) 120% VRE (3,600 TWh) D) 160% VRE (4,800 TWh)	2	4

Abbildung 9: Die 16 Untersuchungsfälle in FlexMex-2 mit Ausweisung der betrachteten theoretischen EE-Erzeugungsanteile und den korrespondierenden Strommengen. Im Folgenden werden die Untersuchungsfälle entsprechend der Übersicht mit 1A..4D bezeichnet.

Ergebnisanalyse

Der Einsatz und Ausbau der Flexibilitätsoptionen in den Modellergebnissen wurden anhand mehrerer Indikatoren verglichen. Dazu gehören Jahressummen zur Energieerzeugung, EE-Abregelung, Lastabwurf und Gesamtsystemkosten für alle Modellregionen. In den Untersuchungsfällen mit endogenem Kapazitätsausbau geben zugebaute Kapazitäten und Speicherkapazitäten Auskunft über die Systemauslegung. Die Betrachtung der Gesamtsystemkosten, im Modellvergleich definiert als die Summe aller Kosten, die mit einer modellendogenen Variablen verknüpft sind, erlaubt eine Einordnung der Treiber für unterschiedliche Ergebnisse.

2.2. Ergebnisse des Modellexperiments FlexMex-1

Ergebnisse und Schlussfolgerungen zur Optimierung des Anlageneinsatzes

Im Rahmen der Analyse der Modelle wurden zunächst generelle Unterschiede hinsichtlich des Optimierungsansatzes und der Abbildung einzelner Flexibilitätsoptionen identifiziert (Abbildung 10). Der Vergleich zeigt grundsätzlich eine hohe Ähnlichkeit bei der Abbildung einzelner Flexibilitätsoptionen. Unterschiede existieren insbesondere bei der Abbildung von Lastmanagement, Elektromobilität, Speicherwasserkraft sowie dem Stromnetz, welche bei einer Anwendung der unterschiedlichen Modelle im Rahmen der Energiesystemanalyse berücksichtigt werden müssen.

Hinsichtlich der Abbildung von Lastmanagement legen die Modellergebnisse nahe, dass insbesondere die Betrachtung expliziter Verschiebedauern sowie Nutzungseinschränkungen für eine realistische Modellierung bedeutsam sind. Für eine Abschätzung des verfügbaren lastseitigen Flexibilitätspotentials sind jedoch auch vereinfachte Ansätze gut geeignet. Bei der Abbildung von Elektromobilität sind insbesondere die Kosten zum gesteuerten Laden sowie die Kosten für die Rückspeisung aus den Fahrzeugen (Vehicle-to-Grid) relevant. Für eine detaillierte Betrachtung und Analyse hydraulischer

Gruppen wird die kaskadierte Abbildung von Speicherwasserkraftwerken empfohlen. Hinsichtlich der Abbildung des vorhandenen Stromnetzes ermöglicht die Abbildung der Übertragungskapazitäten mithilfe eines DC-Lastflusses ein realistischeres Bild der tatsächlichen Netzauslastung als der NTC-Ansatz, insbesondere in kritischen Nutzungsfällen. Im Rahmen einer aggregierten Systemplanung ist jedoch auch die Verwendung eines Transportmodells angemessen.

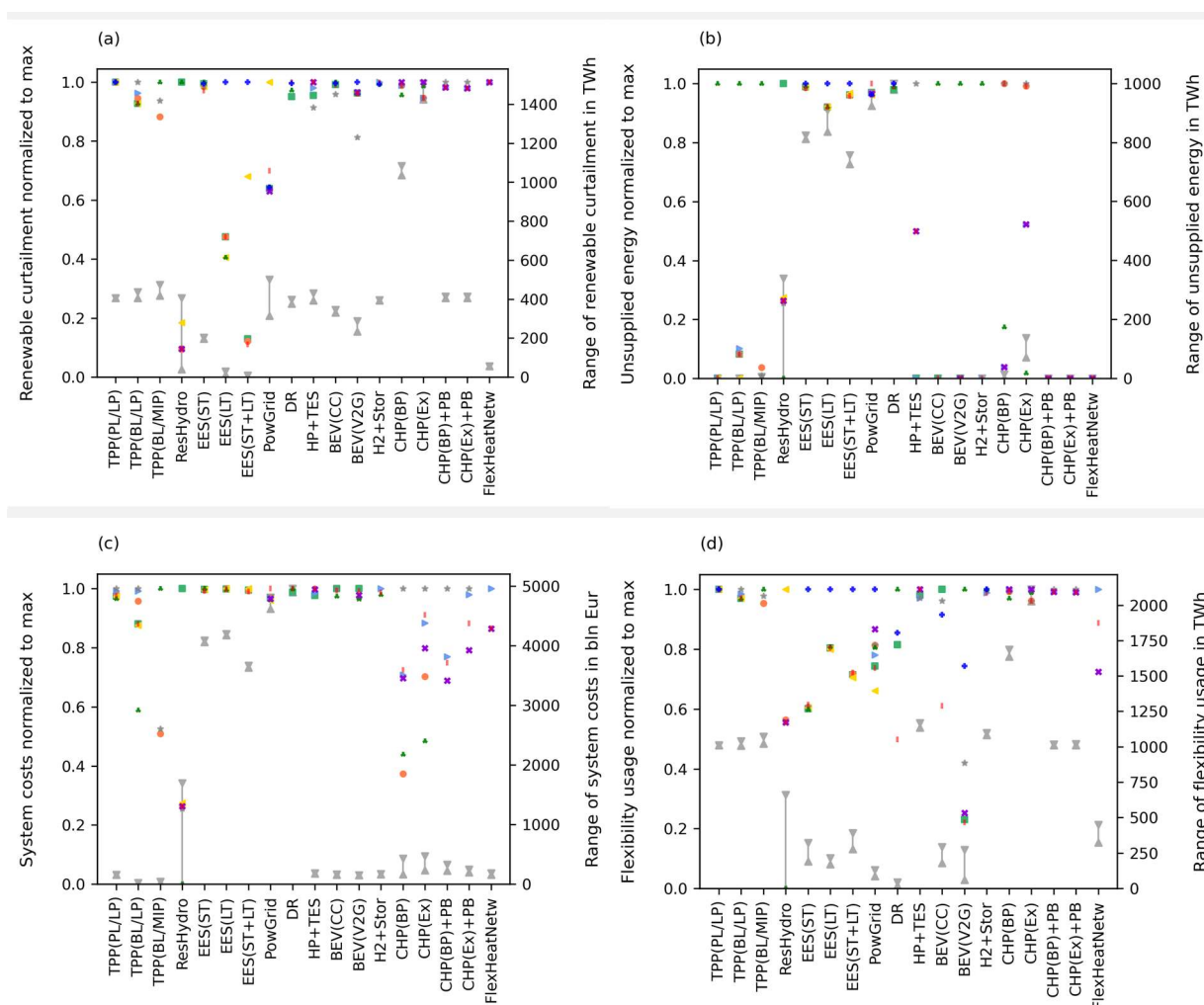


Abbildung 10: Überblick über die Modellergebnisse für die temporär und räumlich aggregierten Hauptindikatoren. Die farbigen Symbole zeigen die einzelnen Modellergebnisse, normiert auf den Maximalwert (linke Achse). Die Linien geben den Bereich der absoluten Werte an (rechte Achse). Die Abbildungen zeigen die jährliche EE-Abregelung (a), die jährliche Summe des unkontrollierten Lastabwurfs (b), die Gesamtsystemkosten (c) und die Flexibilitätsnutzung (d) für die unterschiedlichen Untersuchungsfälle. Die Flexibilitätsnutzung gibt je nach Untersuchungsfall die Stromproduktion der flexiblen Kraftwerke, die Nutzung von Energiespeichern, die Stromübertragung, die Lastverschiebung oder die Netzzurückspeisung aus Elektrofahrzeugen an.

Es zeigt sich grundsätzlich, dass die detaillierte Abbildung einer Flexibilitätsoption vor allem dann bedeutsam ist, wenn diese durch ihre Charakteristika, wie z.B. die Speicherauslegung, besonders geeignet ist um die Erzeugungseigenschaften der im System vorherrschenden erneuerbaren Erzeugung auszugleichen.

Es konnte im Vergleich mit früheren Modellvergleichen zudem festgestellt werden, dass die Verwendung von vollständig harmonisierten Eingangsdaten im Rahmen reduzierter Untersuchungsfälle, die gezielte Analyse spezifischer Modellunterschiede ermöglicht. Es wurde deutlich, dass trotz der stark vereinfachten Untersuchungsfälle einige Technologien mehrere und zum Teil miteinander verknüpfte Freiheitsgrade haben. Überschneidende Effekte stellen eine große Herausforderung für die Interpretation der Modellergebnisse dar und können nicht immer getrennt quantifiziert werden. Dies gilt insbesondere für die Interpretation von stündlichen Profilen des Anlagenbetriebs, die durch die Interaktion mehrerer Modellunterschiede gekennzeichnet sind. Dabei zeigt sich, dass trotz ähnlicher Jahressummen auch vollständig unterschiedliche Nutzungsmuster auftreten können.

Hinsichtlich der fundamentalen Modellunterschiede (z.B. quadratische Programmierung, Dispatchmodell, rollierender Planungshorizont) erscheint der in FlexMex-1 gewählte Ansatz für einen systematischen Modellvergleich nur begrenzt geeignet. In den stark vereinfachten Untersuchungsfällen mit nur einer Flexibilitätsoption stehen den Modellen nur begrenzte Freiheitsgrade zur Verfügung, sodass die betreffenden Modelle ihre Stärken nicht ausspielen können und sich nur geringe Abweichungen in den Ergebnissen zeigen. Für zukünftige Untersuchungen erscheinen zusätzliche Untersuchungen auf Basis komplexerer Szenarien sinnvoll, um auch die Interdependenzen zwischen den einzelnen Effekten besser aufzeigen zu können.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen zur kombinierten Optimierung von Anlagenzubau und -einsatz

Weitere Erkenntnisse zu Modellunterschieden ergeben sich insbesondere bei der ergänzenden Betrachtung einer Ausbauoptimierung einzelner Technologien. In vier weiteren Untersuchungsfällen wurden dazu einzelne Technologien, oder die Kombination zweier Technologien ausgebaut (Abbildung 5). Das Technologieportfolio umfasst dabei thermische Kraftwerke für Grund- und Spitzenlasteinsatz, Speicher für Lang- und Kurzfristspeicherung, sowie Übertragungsnetzkapazitäten. Die Ausbaukosten aller Untersuchungsfälle haben gezeigt, dass der kombinierte Ausbau von thermischen Kraftwerken und einer weiteren Flexibilitätsoption, wie Speicher und Netzkapazitäten, die größten Ergebnisunterschiede zwischen den Modellen verursacht.

Für den alleinigen Ausbau von thermischen Kraftwerken können keine fundamentalen Ergebnisunterschiede der aggregierten Kapazitäten über alle betrachteten Regionen zwischen den Modellen festgestellt werden. Kleinere Unterschiede ergeben sich aus der Verwendung oder Vernachlässigung von Verfügbarkeitsfaktoren. Modelle, die einen solchen Faktor implementiert haben, investieren stärker in Spitzenlastkraftwerke und weniger stark in Grundlastkraftwerke. Die

Berücksichtigung von Verfügbarkeiten erscheint daher bei der Modellierung dieser Fragestellungen wichtig.

Bei der isolierten Betrachtung des Ausbaus von Kurz- und Langfristspeichern kommt es hingegen zu größeren Unterschieden zwischen den Modellen. Eine Ursache ist dabei insbesondere die unterschiedliche Implementierung des Energie-zu-Leistungs-Verhältnisses (E2P-Verhältnis). Während dieses Verhältnis bei den meisten Modellen Teil der Optimierung ist, wird es bei wenigen Modellen als feste Restriktion vorgegeben. Eine solche Reduzierung der strukturellen Flexibilität der Speicher führt dazu, dass die Kosten für den Ausbau insgesamt steigen und letztendlich weniger Kapazität zugebaut wird. Eine weitere Einschränkung, mit demselben Effekt, ist zudem die Festlegung eines festen Verhältnisses zwischen Ein- und Ausspeichereinheit. Dadurch wird primär der Ausbau von Langfristspeichern reduziert. Die konkreten Parameter von Einspeicher-, Speicher- und Ausspeichereinheit weisen somit einen erheblichen Einfluss auf das Flexibilitätspotential von Speichern auf. Auch eine unterschiedliche Implementierung von Anfangs- und Endfüllzuständen zu Beginn und Ende des Optimierungszeitraumes hat einen substantiellen Einfluss auf die optimale zugebaute Kapazität von Langfristspeichern.

Weitere Erkenntnisse aus dem Ausbau von Speichern ergeben sich bei der Betrachtung der einzelnen Regionen. Die unterschiedlichen Last- und Erzeugungscharakteristika haben einen maßgeblichen Einfluss auf die Abweichungen zwischen den Modellergebnissen. In Regionen mit erhöhter Erzeugung aus Windkraftanlagen sind die größten Unterschiede bei den Ausbauergebnissen für Kurzfristspeichern festzustellen. Für Langfristspeicher hingegen steigen die Abweichungen in Regionen mit geringem Unterschied zwischen maximaler Spitzenlast und Grundlast, denn dadurch nimmt der Bedarf dieser Speicher ab.

Der isolierte Ausbau von Netzkapazitäten führt mit zu den größten Ergebnisunterschieden zwischen den Modellen. Grund dafür ist primär die unterschiedliche Abbildung der Netze. Bei Verwendung eines vereinfachten Net-Transfer-Capacity-Ansatzes (NTC) wird der tatsächliche Bedarf an zusätzlichem Netzausbau systematisch unterschätzt, im Vergleich zu einem detaillierten DC-Lastflussansatzes. Die Verwendung von regelbasierten Dispatch-Ansätzen bei der Netzabbildung führt hingegen zu substantiell unterschiedlichen Ergebnissen. Durch fest implementierte Regeln, die beispielsweise den lokalen Austausch von Energie fördern, kommt es zu einer ungleichmäßigeren Verteilung zugebauter Kapazitäten.

Weitere Unterschiede resultieren aus den fundamental unterschiedlichen Modellansätzen. Modelle mit einer fest implementierten regelbasierten Dispatch-Reihenfolge neigen dazu, weniger Kapazität für zusätzliche Flexibilität zuzubauen, denn diese können durch die fehlende Voraussicht weniger effizient genutzt werden. Stattdessen werden thermische Kraftwerke für Grund- und Spitzenlast bevorzugt, die flexibel einsetzbar sind. Dadurch steigen insgesamt auch die Systemkosten solcher Modelle, im Vergleich zu Ansätzen auf Basis einer Linearen Programmierung (LP). In den konstruierten Untersuchungsfällen hat sich zudem gezeigt, dass Modelle mit einem regelbasierten Dispatch unter

gewissen Umständen zu komplett unterschiedlichen Ergebnissen kommen können. Der gleichzeitige Ausbau von Kurzfristspeichern und thermischen Kraftwerken hat in diesen Modellen dazu geführt, dass Speicher, aufgrund ihrer Inflexibilität große Teile der Last zu decken, im Ausbau vernachlässigt wurden.

Zur Erhöhung der Robustheit der Aussagen und Erkenntnisse wurden zudem Variationen der Untersuchungsfälle mit zwei unterschiedlichen Wetterjahren, und damit unterschiedlichen Erzeugungsprofilen für erneuerbare Erzeugungsanlagen, durchgeführt. Diese haben die Ergebnisse der Modelle untereinander größtenteils bestätigt. Modelle mit regelbasierter Dispatch-Reihenfolge verhalten sich jedoch oft leicht unterschiedlich aufgrund ihrer eingeschränkten Flexibilität.

Zusammenfassend zeigt der Ausbau verschiedener Technologien und Flexibilitätsoptionen, dass Modellansätze und die Implementierung der einzelnen Technologien einen großen Einfluss auf modellendogene Ausbauentscheidungen haben können. Trotz des reduzierten Detailgrades der Untersuchungsfälle wird erwartet, dass die allgemeinen Erkenntnisse auch in detaillierteren Szenarien gültig sind. Durch die sich dann ergebende Überlagerungen mehrerer Effekte werden diese dann jedoch weniger sichtbar.

Einen deutlich umfangreicheren Einblick in Methodik und Ergebnisse von FlexMex-1 liefern die beiden auf dessen Grundlage veröffentlichten Artikel mit Schwerpunkt auf den Untersuchungsfällen ohne¹² bzw. mit¹³ Optimierung der Anlagenkapazitäten.

2.3. Ergebnisse des Modellexperiments FlexMex-2

Ergebnisse zu den realisierten EE-Anteile in allen Untersuchungsfällen

Realisierte EE-Anteile geben einen Hinweis darauf, in welchem Maße die Modelle die Flexibilitätsoptionen für den Lastausgleich und die Integration der Erneuerbaren nutzen. Die Ergebnisse (siehe Abbildung 11) zeigen eine hohe Robustheit der EE-Anteile gegenüber den Modellunterschieden. Dabei wachsen die Abweichungen mit steigenden EE-Kapazitäten und größerem Modellumfang. EE-Anteile über 100% ergeben sich in den Untersuchungsfällen mit umfassendem Modellumfang durch die Nutzung von EE-Strom in der Fernwärmebereitstellung.

¹² Gils, H.C., Gardian, H., Kittel, M., Schill, W.-P., Zerrahn, A., Murmann, A., Launer, J., Fehler, A., Gaumnitz, F., van Ouwkerk, J., Bußar, C., Mikurda, J., Torralba-Díaz, L., Janßen, T., Krüger, C. (2022) Modeling flexibility in energy systems — comparison of power sector models based on simplified test cases, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 158: 111995, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111995>.

¹³ van Ouwkerk, J., Gils, H.C., Gardian, H., Kittel, M., Schill, W.-P., Zerrahn, A., Murmann, A., Launer, J., Torralba-Díaz, L., Bußar, C. (2022) Impacts of power sector model features on optimal capacity expansion: A comparative study, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157: 112004. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112004>

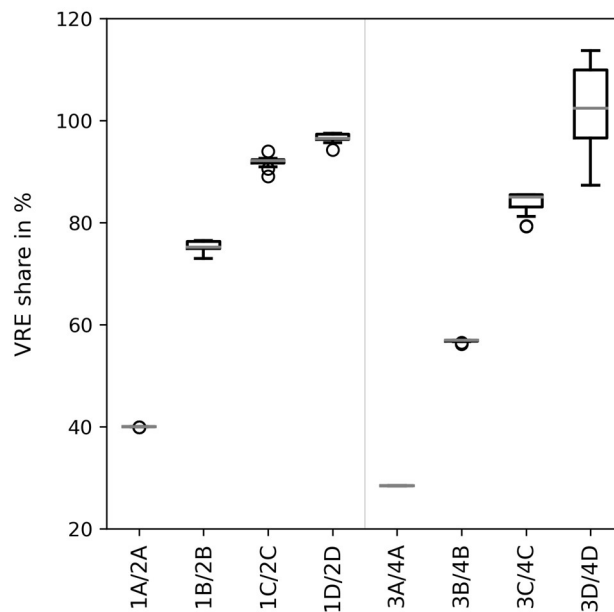


Abbildung 11: Realisierte EE-Anteile in den Untersuchungsfällen mit reduziertem Modellumfang (links) und mit umfassendem Modellumfang (rechts).

Ergebnisse der Untersuchungsfälle mit reduziertem Modellumfang

In Untersuchungsfall mit reduziertem Modellumfang und exogen vorgegebenen Kapazitäten lassen sich einige klare Trends der Modellergebnisse erkennen (siehe Abbildung 12). Mit steigendem EE-Anteil sinken der Gaskraftwerkseinsatz und operativen Systemkosten in allen Modellen erheblich, während der Einsatz von Stromspeichern und -netzen, jedoch nur bis zu einem gewissen Sättigungsgrad, und die EE-Abregelung zunehmen. Auch die Unterschiede zwischen den Modellergebnissen bei Gaskraftwerkseinsatz und den Systemkosten nehmen mit steigendem EE-Anteil zu. Im Gegensatz dazu nehmen die Unterschiede zwischen den Modellen beim Einsatz von Speichern und Netzen sowie der EE-Abregelung ab.

Große Ergebnisabweichungen ergeben sich aus der Berücksichtigung eines DC-Lastflussansatzes bei der Modellierung von Übertragungsnetzen (REMIX), was zu einer geringeren Netzauslastung führt, und aus der Anwendung einer regelbasierten Dispatch-Reihenfolge ohne zeitliche Voraussicht (GENESYS-2), was das ganze System unflexibler macht. Kleinere Abweichungen sind auf die Berücksichtigung stochastischer Kraftwerksausfälle und die Vernachlässigung von Netzverlusten (MarS) sowie auf die detailliertere Modellierung der Anfahrvorgänge von Gaskraftwerken (JMM, ISAaR) zurückzuführen.

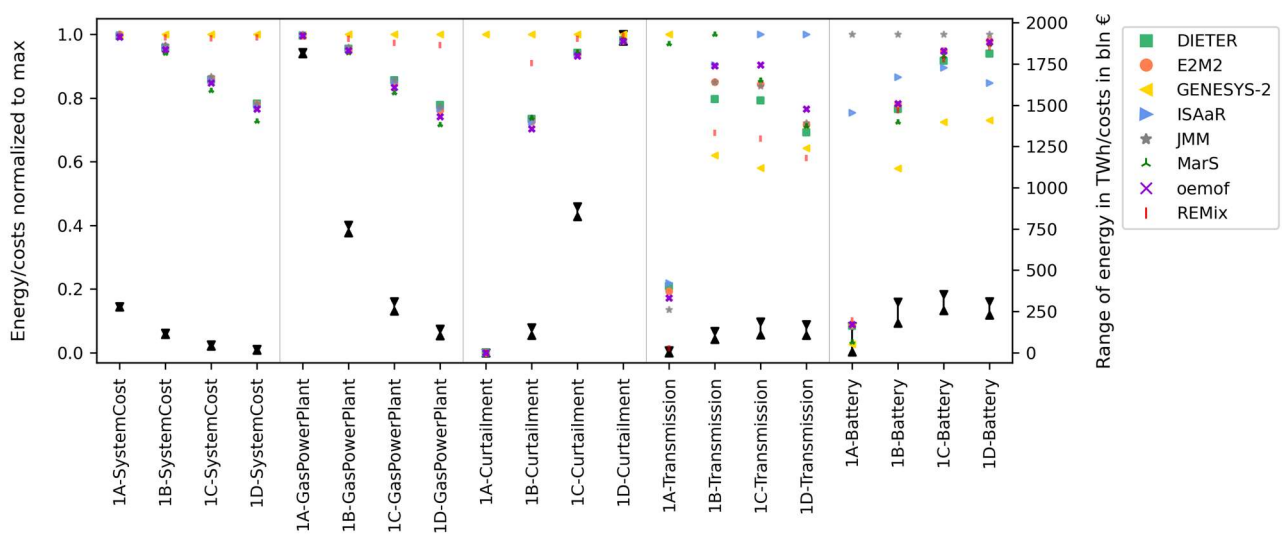


Abbildung 12: Hauptergebnisse des Untersuchungsfälle mit reduziertem Modellumfang und exogenen Anlagenkapazitäten.

Für den Fall, dass Investitionen in Gaskraftwerke und Stromspeicher zugelassen sind, bleiben die im vorherigen Untersuchungsfall identifizierten Trends in Bezug auf die Entwicklung der Systembetriebsparameter mit steigendem EE-Anteil in allen Modellen unverändert. Hinsichtlich der Streuung der Modellergebnisse besteht der einzige Unterschied zum vorherigen Fall darin, dass die Unterschiede zwischen den Modellergebnissen in Bezug auf den Einsatz von Speichern und Netzen im Untersuchungsfall mit endogenen Kapazitäten mit steigendem EE-Anteil zunehmen. Dies liegt vor allem an der Berücksichtigung einer begrenzten Voraussicht (GENESYS-2), die zu einem geringeren Speicherausbau und -einsatz führt, sowie an der Vorgabe eines exogenen, offensichtlich suboptimalen E2P-Verhältnisses für die Speicherinvestitionen (E2M2). Allerdings könnten E2P-Verhältnisse in der Realität oft auch nicht optimiert werden, da sie beispielsweise durch Standorte für Speicherwasserkraftwerken oder technische Parameter bei Batteriespeichern vorgegeben sind. Die unterschiedliche Modellierung von Übertragungsnetzen (REMIX) sowie die Vernachlässigung von Kraftwerksausfällen (oemof, ISAaR) verursachen vergleichsweise geringe Abweichungen.

Ergebnisse der Untersuchungsfälle mit umfassendem Modellumfang

Die Ergebnisse für die Fälle mit fixen Kapazitäten und umfassendem Technologieumfang (Abbildung 13) zeigen vergleichbare Trends wie im Abschnitt zuvor. Mit zunehmendem EE-Anteil nehmen Nutzung und Kosten der Gaskraftwerke (hier teils KWK) ab, gleichzeitig nehmen Speicher- und Netznutzung zu. Die Abweichungen werden mit steigendem EE-Anteil für die Nutzung der Gas-KWK geringer, für Speicher und Netze wie zuvor mehr. Anders als zuvor treten für die Abregelung klare Ausreißer nach oben auf. Die Ergebnisunterschiede können in vielen Fällen auf Modellunterschiede oder Nicht-Berücksichtigung von Technologien zurückgeführt werden.

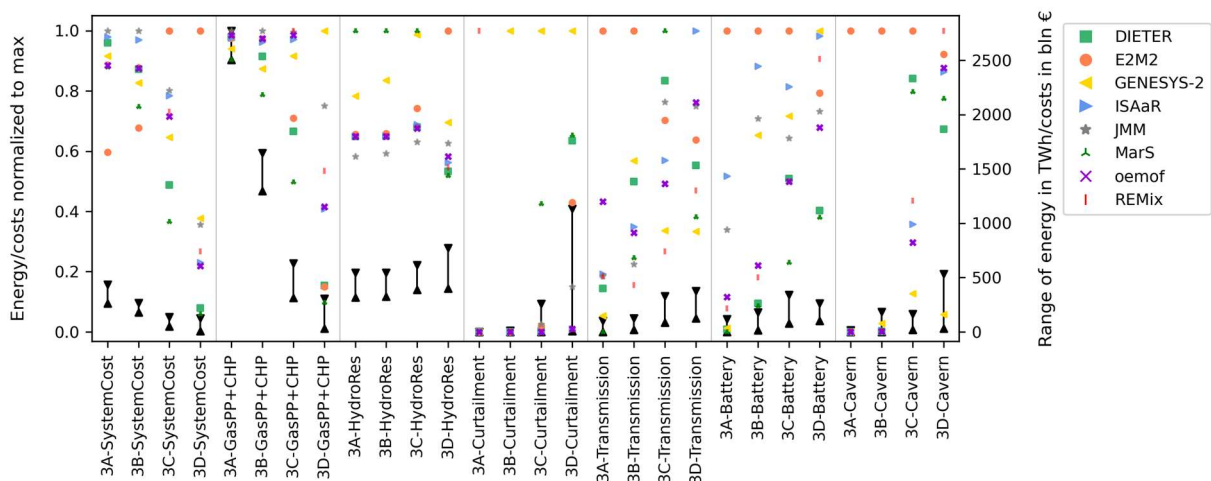


Abbildung 13: Hauptergebnisse des Untersuchungsfälle mit umfassendem Modellumfang und exogenen Anlagenkapazitäten.

Abweichungen in den Gesamtsystemkosten lassen sich z.B. Unterschieden in der Abbildung von Fernwärme zuordnen. Die Nicht-Berücksichtigung von elektrischer Wärmeerzeugung in der Fernwärmebereitstellung führt zu höheren Kosten, eine komplette Vernachlässigung des Fernwärmebedarfs hingegen zu niedrigeren Kosten. Abweichungen in der Stromerzeugung durch Gaskraftwerke lassen sich gut durch Unterschiede in der Verfügbarkeit anderer Flexibilitätsoptionen erklären. Eine detailliertere Abbildung der Speicherwasserreservoirs kann beispielsweise dazu führen, dass Zuflüsse über mehrere Kaskaden in elektrische Energie gewandelt werden, was wiederum eine geringere Nutzung der Gaskraftwerke erlaubt. Umgekehrt führen Einschränkungen im Betrieb der Langzeitspeicher aufgrund begrenzter zeitlicher Voraussicht zu höheren Strommengen aus Gaskraftwerken und teils auch vermehrter Abregelung von EE-Strom. Wenn elektrische Fernwärmeerzeugung oder Langfristspeicher verfügbar sind, gehen sie mit geringerer Abregelung einher. Wenn beide vorhanden sind, bleibt Abregelung auch bei hohen EE-Anteilen aus.

Wie zuvor geht die Beschreibung der Stromübertragung als DC-Lastfluss mit geringeren übertragenen Energiemengen einher. Die zusätzlichen Flexibilitätsoptionen gegenüber den Fällen mit reduziertem Modellumfang haben zur Folge, dass sich die stochastische Ausfallziehung weniger stark auswirkt.

In den Fällen mit endogenem Ausbau von Kapazitäten kommen eine Vielzahl weiterer Freiheitsgrade hinzu, die die Modelle jeweils unterschiedlich einsetzen. Daraus ergibt sich eine weitere Zunahme der Unterschiede in den Modellergebnissen. Die Investitionsentscheidungen werden in einem großen Maße durch die Verfügbarkeit bzw. die Möglichkeit einer endogenen Ausbauoptimierung beeinflusst, mit vielfältigen Wechselwirkungen und Trade-offs. Dies gilt beispielsweise für die KWK: wenn diese nicht abgebildet ist, sind größere installierte Leistungen der Gaskraftwerke die Folge. Wenn KWK-Kapazitäten hingegen exogen vorgegeben sind, werden keine Gaskraftwerke zugebaut. Wenn beide ausbaubar sind, wird in beide investiert. Wenn sowohl KWK als auch Netzübertragung ausbaubar, sind, werden nahezu keine Gaskraftwerke ausgebaut.

Wenn Kapazitäten der Netzübertragung und Speicherwasserreservoirs endogen optimiert werden können, werden letztere maximal ausgebaut, bis die EE-Erzeugung die Nachfrage übersteigt. Der Ausbau der Speicherwasserreservoirs ist geringer, wenn Netzausbau nicht möglich ist und mit vorgegebenen Verhältnissen der Kapazitäten ausgebaut wird. Stattdessen wird vermehrt in Batteriekapazitäten und Kraftwerke investiert. Wasserstoffkavernenspeicher werden nur in geringem Maß ausgebaut, am meisten, wenn keine fixen Reservoirkapazitäten vorgegeben sind.

Für die betrachteten Technologien der flexiblen Sektorenkopplung, ergeben sich ebenso Unterschiede in den Investitionsentscheidungen der Modelle. Die thermische Leistung der KWK-Anlagen, sofern endogen bestimmt, nimmt mit zunehmenden EE-Anteilen ab und wird je nach Abbildung durch Gasboiler oder elektrische Wärmeerzeuger ersetzt. Gleichzeitig werden Wärmespeicher für Wärmenetze zunehmend ausgebaut.

Die Indikatoren für den Betrieb folgen bis auf wenige Ausnahmen denselben Trends wie in den zuvor beschriebenen Fällen mit fixen Kapazitäten.

Schlussfolgerungen

In Bezug auf die verwendete Methode wurde gezeigt, dass die Anwendung vollständig harmonisierter Eingangsdaten sowie die Voranalyse der Modelleigenschaften von zentraler Bedeutung für die Identifizierung der Haupttreiber der Ergebnisabweichungen ist. Sie ermöglicht es, modellbedingte Effekte zu isolieren und sie mit spezifischen Modellunterschieden zu verknüpfen.

In den Untersuchungsfällen mit einem reduzierten und vollständig harmonisierten Modellumfang (Untersuchungsfälle 1 und 2) sind die Abweichungen zwischen den Modellergebnissen gering. Folglich zeigen sie eine hohe Robustheit gegenüber der Modellwahl, was als Zeichen für ihre Validität angesehen werden kann. Im Gegensatz dazu treten in den Untersuchungsfällen mit einem umfassenden aber nicht harmonisierten Modellumfang (Untersuchungsfälle 3 und 4) größere Streuungen bei den Modellergebnissen auf. Hauptgründe dafür sind die unterschiedlichen Abbildungsumfänge (insbesondere die Vernachlässigung einer integrierten Abbildung eines Teils des Wärmesektors, wie KWK und Wärmepumpen, oder die Lastflexibilität aus Ladevorgängen von Batterieelektrofahrzeugen) sowie unterschiedliche Modellierungsansätze (insbesondere die Betrachtung eines heuristischen Ansatzes). Kleinere Ergebnisabweichungen sind hingegen insbesondere auf Unterschiede in der Technologiemodellierung zurückzuführen. Diesbezüglich verursachen unterschiedliche Modellierungen von Speicherkraftwerken und Netzen die größten Abweichungen hinsichtlich der Einsatzplanung. Die Berücksichtigung von festen Speicherverhältnissen und die Vernachlässigung von Kraftwerksverfügbarkeiten hat die größte Wirkung auf die Investitionsplanung.

Trotz der teilweise großen Abweichungen zwischen den Modellergebnissen zeigen sich robuste Effekte in Bezug auf die Nutzung einiger Technologien und deren Abhängigkeit vom EE-Anteil, z.B. eine zunehmende Nutzung von Stromnetzen und langfristigen Stromspeichern mit höheren EE-Anteilen. Solche Robustheit bei der Technologienutzung deutet darauf hin, dass die Modelle trotz ihrer

Unterschiede dieselben Fragestellungen adressieren können. Allerdings ist die Nutzung der Flexibilitätsoptionen in den Modellen stark von den betrachteten Technologien und deren Modellierung abhängig.

Weitere Analysen zu FlexMex-2 bietet der auf Grundlage der Modellergebnisse erstellte Artikel.¹⁴

2.4. Übergeordnete Erkenntnisse zur Energiesystemmodellierung

Eine Forschungsfrage kann unterschiedlich beantwortet werden, je nachdem, welches Modell oder welche Modelle für ihre Beantwortung eingesetzt werden. Die verschiedenen Energiesystemmodelle haben unterschiedliche Spezialisierungen; entsprechend des Fokus, für den sie entwickelt wurden, sind Technologien unterschiedlich detailliert dargestellt. Das gilt es bei der Modellauswahl zu berücksichtigen. Signifikante Unterschiede wurden im Rahmen dieses Projektes insbesondere bei den betrachteten Technologien der flexiblen Sektorenkopplung, dem Stromnetz, den Speicherwasserkraftwerken und beim Lastmanagement identifiziert. Wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, sollte deswegen bei der Modellwahl darauf geachtet werden, dass die für die jeweilige Frage relevanten Technologien im Modell detailliert genug abgebildet sind. So sollten beispielsweise Kosten für gesteuertes Laden oder die Stromnetzeinspeisung von Elektrofahrzeugen implementiert sein, wenn diese im Fokus stehen, oder bei Fragen zum Lastmanagement sollten Verschiebedauern und Nutzungseinschränkungen berücksichtigt werden.

Ein weiterer Unterschied neben der Technologieabbildung ist der Planungshorizont. Hier zeigt sich, dass dieser insbesondere für den Speicherbetrieb und -ausbau von Bedeutung ist. Myopische Ansätze mit begrenzter Voraussicht kommen insbesondere für Mittelfristspeicher zu deutlich abweichenden Ergebnissen gegenüber Ansätzen mit perfekter Voraussicht.

Über diese größeren Unterschiede hinaus wurde eine Reihe von Detailunterschieden in der Technologiemonellierung der Modelle ausgemacht, die nur geringfügige Auswirkungen auf die Ergebnisse haben. So führt beispielsweise die Vernachlässigung von Stromnetzverlusten zu einer geringfügigen Reduktion von EE-Abregelung und einer Erhöhung des Einsatzes von Spitzenlastkraftwerken.

Für eine Bewertung der unterschiedlichen Modellansätze, wie der Ausgestaltung der Zielfunktion oder der gewählten Voraussicht, sind die reduzierten Untersuchungsfälle von FlexMex-1 nur bedingt geeignet. Die Analyse konnte keine systematischen Abweichungen aufzeigen, da sich diese grundlegenden Modellunterschiede erst im Zusammenspiel mehrerer Technologien signifikant auf die Ergebnisse auswirken. Um beide Ebenen von Modellunterschieden – Modellansatz und

¹⁴ Gils, H.C., Gardian, H., Kittel, M., Schill, W.-P., Murmann, A., Launer, J., Gaumnitz, F., van Ouwkerk, J., Mikurda, J., Torralba-Díaz, L. (2022) Model-related outcome differences in power system models with sector coupling — quantification and drivers, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 159: 112177, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112177>

Technologieabbildung – analysieren zu können, ist somit auch die Betrachtung von umfänglichen Untersuchungsfällen wie in FlexMex-2 notwendig.

Die Auswirkungen von Modellunterschieden in der Technologieabbildung, die im ersten Teil des FlexMex-Modellvergleichs (FlexMex-1) identifiziert wurden, konnten ebenfalls in den umfänglichen Untersuchungsfällen des zweiten Teils (FlexMex-2) wiedergefunden werden. Eine Übertragung der Ergebnisse ist somit qualitativ möglich. Jedoch zeigt die Analyse auch, dass im Vorfeld keine quantitativen Aussagen über den Einfluss dieser Modellunterschiede getroffen werden können, da diese stark abhängig von weiteren Faktoren sind, wie dem Modellumfang, dem Modellierungsansatz oder dem betrachteten Szenario bzw. Untersuchungsfall. Darüber hinaus werden einzelne Unterschiede in der Technologieabbildung erst im Zusammenspiel mit anderen Technologien offensichtlich, wie die Berücksichtigung von Laständerungskosten thermischer Kraftwerke. Im reduzierten Szenario hat dieses Modellfeature kaum zu Unterschieden in den Ergebnissen geführt, hingegen konnten diese bei erweitertem Technologieumfang festgestellt werden.

Allgemein lässt sich feststellen, dass die Flexibilität des Systems je nach Modellwahl und -umfang deutlich unterschiedlich eingeschätzt wird. Um diese Über- bzw. Unterschätzung im Hinblick auf realistische Szenarien korrekt einordnen zu können, besteht über die dargelegten synthetischen Szenarien hinaus weiterer Analysebedarf, wie sich die Modelle im Bezug zu realen Szenarien verhalten.

In Bezug auf den hier angestellten systematischen Modellvergleich lässt sich festhalten, dass dieser für die Teilnehmer zu einem großen Wissensgewinn über die beteiligten Modelle führt. Nicht nur die Modelle der Partner, sondern auch das eigene Modell wurden durch die systematische Auseinandersetzung, die vereinfachten Untersuchungsfälle und den Vergleich transparent in ihren Wirkungszusammenhängen.

2.5. Methodische Erkenntnisse zur Durchführung von Modellvergleichen

Im Rahmen des Projektes wurden verschiedene Erkenntnisse bezüglich des effizienten Vorgehens bei systematischen Vergleichen von Energiesystemmodellen gesammelt. Dies umfasst die Vorbereitung des Modellvergleichs, die Wahl geeigneter Untersuchungsfälle, die notwendige Datenarbeit, die Automatisierung von Routinen, die Festlegung relevanter Vergleichsindikatoren und die Analyse der Modellergebnisse.

Zunächst empfiehlt es sich, zu Beginn einen detaillierten theoretischen Modellvergleich vorzunehmen. Dabei sollten Unterschiede hinsichtlich der jeweiligen Optimierungsansätze, der Technologieabbildung sowie weiterer modellspezifischer Charakteristika herausgearbeitet werden. Bei der Assoziation von divergenten Modellergebnissen mit den jeweiligen Modelleigenschaften können die Erkenntnisse dieses Vergleichs als Leitfaden dienen und so die detaillierte Analyse unterstützen.

Je nach Ziel des Modellvergleichs kann es sinnvoll sein, bei der Konstruktion der zu rechnenden Untersuchungsfälle stark von der Realität zu abstrahieren und diese soweit wie möglich zu vereinfachen. Dabei sollten die Erkenntnisse des vorangestellten theoretischen Vergleichs beachtet werden, um keine relevanten Modellunterschiede durch die Vereinfachung von vornherein aus der Analyse auszuschließen. Stark reduzierte Untersuchungsfälle ermöglichen fast immer eine eindeutige Quantifizierung von Effekten und deren Assoziation mit Modellunterschieden. Dieses Vorgehen kann zulasten des Realitätsgrades der Modellergebnisse gehen und sollte daher lediglich in Vergleichen Anwendung finden, deren Zielstellung überwiegend methodischer Natur ist.

Im vorliegenden Modellvergleich war eine häufige Wiederholung von Modellläufen notwendig. Vereinfachte Untersuchungsfälle reduzieren Modellrechenzeiten und verringern dadurch insgesamt den Bearbeitungsaufwand. Die Plausibilität der konstruierten Untersuchungsfälle sollte im Vorfeld sichergestellt werden, indem alle Szenarien mit einem Modell gerechnet werden. So können fehlerhafte Modellläufe und stark abweichende Modellergebnisse vermieden werden.

Die Untersuchungsfälle sollten mit möglichst harmonisierten Eingangsdaten gerechnet werden, um Daten-getriebene Effekte auszuschließen oder zumindest soweit wie möglich zu reduzieren. Dadurch wird die Wahrscheinlichkeit einer eindeutigen Assoziation von divergenten Modellergebnissen mit Modellunterschieden erhöht. Die Datenharmonisierung erfordert neben einheitlichen Eingangsdaten zunächst ein einheitliches Verständnis der Daten, was bei allen Teilnehmenden des Modellvergleichs vor der Durchführung von Modellläufen hergestellt werden muss. Wesentlich dabei ist die Entwicklung einer gemeinsamen Nomenklatur, also eine Einigung auf eindeutige Bezeichnungen von Modelleigenschaften und Parametern. Nachträgliche Änderungen von Parameterbezeichnungen können mit großem Anpassungsaufwand verbunden sein. Grundsätzlich kann diese Vorbereitung mit erheblichem zeitlichem und organisatorischem Aufwand verbunden sein, verhindert aber nicht-zuordenbare Unterschiede von Modellergebnissen. Standardisierte Parameterbenennungen reduzieren zudem die Fehleranfälligkeit von Modellläufen. Allerdings hat sich im Laufe des Projektes auch gezeigt, dass eine Fehlinterpretation von Eingangsdaten trotz eines intensiven Austauschs zwischen den Projektpartnern nicht komplett vermeidbar ist und ein gemeinsames Verständnis teilweise erst während der Analyse der Modellergebnisse hergestellt werden konnte. Mitunter kann es aufgrund starker Modellunterschiede nicht möglich sein, perfekt harmonisierte Eingangsdaten zu verwenden, z.B. bei stark abweichender Technologieabbildung. In diesen Fällen sollte sich dennoch um eine logische Konsistenz der unterschiedlichen Eingangsdatensätze bemüht werden.

Verschiedene Vergleichsindikatoren können dem Modellvergleich dienlich sein. Zum einen empfiehlt es sich, zentrale Eingangsparameter aller Modelle zusammenzutragen, um fehlerhafte Modellparametrierungen schnell zu identifizieren und bereinigen zu können, ohne vertiefte Ergebnisanalysen vorzunehmen. Für die Analyse selbst können neben statischen Ergebnissen (z.B. installierte Erzeugungskapazitäten), aggregierte Ergebnisse (z.B. Jahresenergiemengen) sowie stündliche Zeitreihen von zeitvariablen Ergebnissen (z.B. Erzeugungsprofile) als Vergleichsindikatoren genutzt werden. Im vorliegenden Modellvergleich waren insbesondere die Analyse von Zeitreihen bei

Detailfragen und unklaren Ergebnisunterschieden aufschlussreich. Äquivalent zu den Eingangsdaten ist die Entwicklung eines gemeinsamen Verständnisses der zu berichtenden Ergebnisse im Vorfeld zur Ergebnisanalyse entscheidend für die Assoziation von divergenten Ergebnissen mit Modellunterschieden. Dieses Verständnis konnte ebenfalls in Fällen, die eine vertiefte Betrachtung erfordern, erst während der Ergebnisanalyse hergestellt werden.

Für eine effiziente Durchführung des Modellvergleichs sollten Analyseroutinen soweit wie möglich automatisiert werden. Einige Projektpartner haben eine Automatisierung des Einlesevorgangs in ihr jeweiliges Modell implementiert. Voraussetzung dafür waren standardisierte Parameterbezeichnungen. Zusätzlich hat sich die automatisierte Sammlung und Aufarbeitung aller Modellergebnisse als sehr nützlich erwiesen. Dafür wurde eine standardisierte Ergebnisstruktur und -bezeichnung entwickelt, nach deren Vorlage alle Projektpartner ihre Modellergebnisse berichtet haben. Die Auswertungsroutine wurde dabei so ausgelegt, dass diese dezentral von allen Projektpartnern durchgeführt werden konnte. Diese Automatisierungen haben sich als ein effizientes Mittel zur Aufwandsreduktion erwiesen, insbesondere im Hinblick auf die hohe Anzahl gerechneter Modellläufe und damit verbundenen Analysevorgängen.

3. Projektumfang

Die Gesamtfördersumme betrug knapp 1 Mio. €. Mit knapp 930.000 € sind dabei vor allem Personalmittel angefallen. Für Reisen waren gut 50.000 € angesetzt, für Sachmittel 20.000 €. Detaillierte und partnerspezifische Zahlen sind in den zahlenmäßigen Verwendungsnachweisen der einzelnen Partner enthalten.

4. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Im Forschungsprojekt FlexMex wurden Fragen von hoher Relevanz für Forschung und Praxis bearbeitet. So konnte durch den strukturierten Vergleich auf Grundlage harmonisierter Eingangsdaten und Modelle eine deutliche Steigerung des Verständnisses der Modellierung von Flexibilitätsoptionen im Stromsystem erreicht werden. Dies ist von hoher Relevanz für die Planung von Zukunftssystemen, in denen die Stromerzeugung aus variablen erneuerbaren Energien und die Flexibilitätsoptionen von fundamentaler Bedeutung sind. Die im Projekt gewonnenen Erkenntnisse flossen in vielfältige Verwertungstätigkeiten sowie weitere Forschungsprojekte ein. Eine eigenständige Kostenübernahme wäre für die Untersuchungen nicht möglich gewesen, insofern war die Zuwendung unabdingbar.

5. Voraussichtlicher Nutzen und weitere Ergebnisverwertung

Die Projektergebnisse leisten einen wesentlichen Beitrag zum Verständnis von verschiedenen Optionen der Modellierung von Energiesystemen. Insbesondere die Herangehensweise an die Modellierung von Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität wurde systematisch erfasst und analysiert. Dies ist von großer Bedeutung sowohl für andere Modellierer, als auch für Entscheidungsträger, die auf Ergebnisse von Energiesystemmodellen zurückgreifen. Die Wirkung von Modellierungsentscheidungen wird durch die im Projekt geleisteten Arbeiten deutlich klarer, wodurch eine bessere Einordnung von Ergebnissen ermöglicht wird. Zudem können die Erkenntnisse aus dem Projekt der Wahl geeigneter Modellierungsansätze in zukünftigen Forschungsprojekten dienen. Der Beitrag zur Validierung der beteiligten Modelle sorgt zudem für eine Qualitätssicherung der energiesystemanalytischen Methoden. In Summe ergibt sich eine erhebliche Steigerung der Verwertbarkeit von Ergebnissen der modellgestützten Energiesystemanalyse für die Politikberatung sowohl für die Projektpartner als auch für andere Modellierer.

6. Während der Durchführung des Vorhabens bekannt gewordener Fortschritt

Die folgenden, während der Projektlaufzeit erschienenen Veröffentlichungen sind thematisch mit den DLR-Arbeiten in FlexMex verwandt. Deren Ergebnisse wurden bei der Bearbeitung nach Möglichkeit berücksichtigt.

- Mai T., Bistline J., Sun Y., et al. (2018) The role of input assumptions and model structures in projections of variable renewable energy: A multi-model perspective of the U.S. electricity system. *Energy Econ* 76:313–24. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2018.10.019>
- Krey V., Guo F., Kolp P., et al. (2019) Looking under the hood: A comparison of techno-economic assumptions across national and global integrated assessment models. *Energy* 172:1254–67. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.131>
- Savvidis G., Siala K., Weissbart C., et al. (2019) The gap between energy policy challenges and model capabilities. *Energy Policy*;125:503–20. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.033>
- Priesmann J., Nolting L., Praktijnjo A. (2019) Are complex energy system models more accurate? An intra-model comparison of power system optimization models. *Appl Energy*;255:113783. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113783>
- Dagoumas A. S., Koltsaklis Nikolaos E. (2019) Review of models for integrating renewable energy in the generation expansion planning. *Appl Energy*;242:1573–87. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.194>
- Gils H.C., Pregger T., Flachsbarth F., et al (2019) Comparison of spatially and temporally resolved energy system models with a focus on Germany's future power supply. *Appl Energy*;255. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113889>
- Sugiyama M., Fujimori S., Wada K., et al. (2019) Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges. *Energy* 167:1120–31. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.091>
- Bistline J.E., Brown M., Siddiqui S.A., et al. (2020) Electric sector impacts of renewable policy coordination: A multi-model study of the North American energy system. *Energy Policy* 145:111707. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111707>
- Ridha E., Nolting L., Praktijnjo A. (2020) Complexity profiles: A large-scale review of energy system models in terms of complexity. *Energy Strategy Rev.*, 30. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2020.100515>
- Prina M.G., Manzolini G., Moser D., et al. (2020). Classification and challenges of bottom-up energy system models - a review. *Renew Sustain Energy Rev*;129. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2020.109917>
- Fattahi A., Sijm J., Faaij A. (2020) A systemic approach to analyze integrated energy system modeling tools: A review of national models. *Renew Sustain Energy Rev*;133. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2020.110195>

- Huntington H.G., Bhargava A, Daniels D., et al. (2020) Key findings from the core North American scenarios in the EMF34 intermodel comparison. Energy Policy 144:111599.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111599>
- Giarola S., Molar-Cruz A., Vaillancourt K., et al. (2021) The role of energy storage in the uptake of renewable energy: A model comparison approach. Energy Policy 151:112159.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112159>
- Klemm C., Vennemann P. (2021) Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and approaches. Renew Sustain Energy Rev;135(110206). <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2020.110206>
- Giarola S., Mittal S., Vielle M., et al. (2021) Challenges in the harmonisation of global integrated assessment models: A comprehensive methodology to reduce model response heterogeneity. Sci Total Environ 783:146861.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.146861>
- Heider A., Reibsch R., Blechinger P., Linke A., & Hug G. (2021). Flexibility options and their representation in open energy modelling tools. Energy Strategy Reviews, 38, 100737.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100737>
- Siala K., Mier M., Schmidt L., et al., (2022) Which model features matter? An experimental approach to evaluate power market modeling choices, Energy 245; 123301.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123301>

7. Veröffentlichungen aus dem Projekt FlexMex

Die zentralen Ergebnisse des Projekts wurden in drei Beiträgen zum MODEX Special Issue veröffentlicht:

- Gils, H.C., Gardian, H., Kittel, M., Schill, W.-P., Zerrahn, A., Murmann, A., Launer, J., Fehler, A., Gaumnitz, F., van Ouwkerk, J., Bußar, C., Mikurda, J., Torralba-Díaz, L., Janßen, T., Krüger, C. (2022) Modeling flexibility in energy systems — comparison of power sector models based on simplified test cases, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 158:111995, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111995>
- van Ouwkerk, J., Gils, H.C., Gardian, H., Kittel, M., Schill, W.-P., Zerrahn, A., Murmann, A., Launer, J., Torralba-Díaz, L., Bußar, C. (2022) Impacts of power sector model features on optimal capacity expansion: A comparative study, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157: 112004. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112004>
- Gils, H.C., Gardian, H., Kittel, M., Schill, W.-P., Murmann, A., Launer, J., Gaumnitz, F., van Ouwkerk, J., Mikurda, J., Torralba-Díaz, L. (2022) Model-related outcome differences in power system models with sector coupling - quantification and drivers, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 159:112177, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112177>

Die in den Modellvergleichen genutzten Daten wurden vollständig und unter offener Lizenz veröffentlicht, ebenso wie die in den Artikeln gezeigten Ergebnisse. Diese finden sich unter: <https://doi.org/10.5281/zenodo.5802178>. Die Datenbereitstellung umfasst auch die für die Datenübergabe entwickelten Formate.

Weiterhin wurden auch die Tools zur Auswertung des Modellvergleichs sowie zum Erzeugung der Abbildungen offen zur Verfügung gestellt: <https://doi.org/10.5281/zenodo.6010392> und <https://doi.org/10.5281/zenodo.6010427>.

Ergänzend wurden die Koordination des Artikels der Datenbeauftragten im MODEX-Special Issue sowie des Editorials aus dem Projekt FlexMex übernommen:

- Gardian, H., Beck, J.-P., Koch, M., Kunze, R., Muschner, C., Hülk, L. und Bucksteeg, M. (2022) Data Harmonisation for Energy System Analysis - Example of Multi-Model Experiments, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162: 112472, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112472>
- Gils, H.C., Linßen, J., Möst, D., Weber, C. (2022) Improvement of model-based energy systems analysis through systematic model experiments, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, in Begutachtung.

Die Ergebnisse aus den beiden Teilen des Modellvergleichs wurden zudem im Rahmen öffentlicher Workshops unter dem Dach des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse im Januar und Dezember 2021 zur Diskussion gestellt. Diese wurden aufgrund der Covid-19-Pandemie digital durchgeführt.

Weitere Veröffentlichungen aus dem Projekt umfassen die folgenden Konferenzbeiträge:

- Gils, H.C., Gardian, H., FlexMex – Modellexperiment zur zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Untersuchung des zukünftigen Lastausgleichs im Stromsystem (2019), Jahrestreffen des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse
- Gils, H.C., Gardian, H., Fehler, A., Gaumnitz, F., Janßen, T., Kittel, M., Krüger, C., Launer, J., Mikurda, J., Murmann, A., van Ouwerkerk, J., Torralba-Díaz, L. Zerrahn, A. (2021) Modellexperiment zur hoch aufgelösten Untersuchung des zukünftigen Lastausgleichs im Stromsystem (FlexMex) – Ergebnisse des Vergleichs von Lastausgleichs-Modellierungsansätzen, Jahrestreffen des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse
- Gils, H.C., Gardian, H., Kittel, M., Schill, W.-P., Zerrahn, A., Murmann, A., Launer, J., Fehler, A., Gaumnitz, F., van Ouwerkerk, J., Bußar, C., Mikurda, J., Torralba-Díaz, L., Janßen, T., Krüger, C. (2021) Modellexperiment zur hoch aufgelösten Untersuchung des zukünftigen Lastausgleichs im Stromsystem – Ein szenariobasierter Vergleich von Modellierungen, Internationale Energiewirtschaftstagung, <https://elib.dlr.de/146062/>
- Gils, H.C., Gardian, H., The effect of different modeling approaches and model scopes on the results of large-scale power system planning models with sector coupling (2022), Workshop of the IEA Task 35 “Flexible sector coupling”