

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ERAFlex II

Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

Schlussbericht

Förderkennzeichen
03EI1033A & 03EI1033B

Christoph Schimeczek, Annika Gillich, Johannes Kochems, Heike Brand,
Felix Nitsch, Laura Torralba-Díaz, Kristina Nienhaus und Kai Hufendiek

Stuttgart, den 20. Dezember 2024



Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt



Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Impressum

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren. Die Verantwortlichkeiten sind in Kapitelüberschriften den Verbundpartnern jeweils zugeordnet und mit der Abkürzung der Institutsbezeichnungen gekennzeichnet. Insoweit nicht anders gekennzeichnet, gelten für Unterkapitel die gleichen Verantwortlichkeiten wie in den Hauptkapiteln. Die nicht gekennzeichneten Kapitel wurden gemeinsam erarbeitet.

Herausgeber

Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt e.V.
Curiestraße 4
70563 Stuttgart
Deutschland

Bearbeiter

Forschungsverbund STRise - Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy mit den folgenden Instituten und Personen:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Vernetzte Energiesysteme

Christoph Schimeczek	Johannes Kochems
Felix Nitsch	Kristina Nienhaus

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

Annika Gillich	Heike Brand
Laura Torralba-Díaz	Kai Hufendiek

Kontakt

Dr. Christoph Schimeczek
Christoph.Schimeczek@dlr.de
Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Vernetzte Energiesysteme
Abteilung Energiesystemanalyse
Curiestr. 4, 70563 Stuttgart

Prof. Dr. Kai Hufendiek
Kai.Hufendiek@ier.uni-stuttgart.de
Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)
Keplerstr. 7, 70174 Stuttgart

Inhalt

1.	EINLEITUNG.....	1
1.1	Hintergrund und Zielsetzung.....	1
1.2	Wissenschaftlicher Stand zu Projektbeginn	3
1.3	Aufbau des Berichts.....	4
2.	MODELLENTWICKLUNGEN	5
2.1	Verbesserte Repräsentation von Flexibilitätsoptionen	5
2.1.1	Einsatzstrategien für Speicher	6
2.1.2	Modellierung von Demand Response	10
2.2	Kaskadenverfahren.....	15
3.	MODELLKOPPLUNG	19
3.1	Kernidee und Grundarchitektur	19
3.2	Sicherstellen der Refinanzierung.....	21
3.3	Modellharmonisierung und Testläufe	23
3.4	Kopplungsparameter	24
3.5	Modellierungsvarianten	26
3.6	Konvergenzparameter	27
4.	ERGEBNISSE: GREENFIELD	29
4.1	Kopplung mittels fehlender Peak-Leistung.....	29
4.2	Kopplung mittels stündlicher Stromnachfrage.....	30
4.3	Kopplung mittels Speicherverfügbarkeiten	32
4.3.1	Kopplung mit nur einer Speicherklasse	32
4.3.2	Kopplung mit unterschiedlichen Speicherklassen	33
5.	ERGEBNISSE: BROWNFIELD	36
5.1	Parametrierung	36
5.2	Brownfield 2030	38
5.2.1	Ohne Berücksichtigung der Investitionskosten bei Bestandsanlagen	39
5.2.2	Mit Berücksichtigung der Investitionskosten bei Bestandsanlagen	40

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

5.3	Brownfield 2040	42
5.4	Brownfield/Greenfield 2040	44
6.	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK	47
6.1	Methodische Schlussfolgerungen	47
6.2	Limitationen	50
6.3	Offene Forschungsfragen	50
7.	LITERATURVERZEICHNIS	52

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen

Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der Multi-Agent-Median-Strategie.....	6
Abbildung 2-2: Schätzer der Merit Order.....	7
Abbildung 2-3: Summe der Neuplanungen vier verschiedener Speicher im Verlauf der Iterationen.....	8
Abbildung 2-4: Summe der Gewinne vier verschiedener Speicher im Verlauf der Iterationen.....	9
Abbildung 2-5: Vergleich der Speicherstrategien hinsichtlich jährlicher Profite.....	10
Abbildung 2-6: Zustandsnetz und erlaubte Übergänge für den exemplarischen Ausgangszustand (1, 3).....	11
Abbildung 2-7: Exemplarische Ergebnisse für Investitionsabweichungen und CREC.....	17
Abbildung 3-1: Bidirektionale, iterative Modellkopplung in ERAFlex II.....	20
Abbildung 3-2: Marktprämien für sechs verschiedene erneuerbare Anlagen.....	22
Abbildung 3-3: Refinanzierungsquote von sechs verschiedenen erneuerbaren Anlagen.....	22
Abbildung 3-4: Systemkostendifferenz für verschiedene Speicherdiskretisierungen.....	23
Abbildung 3-5: Relative Abweichungen des Speichereinsatzes in AMIRIS und E2M2.....	24
Abbildung 3-6: Vergleich CO ₂ -Grenzen und EE-Anteil mit Emissionen und EE-Erzeugung in AMIRIS.....	26
Abbildung 4-1: Kosten in E2M2 und AMIRIS bei der Kopplung über fehlende Kapazitäten.....	29
Abbildung 4-2: Entwicklung der installierten Leistung bei der Kopplung über fehlende Peak-Leistung.....	30
Abbildung 4-3: Systemkosten in E2M2 und Endverbraucherkosten in AMIRIS.....	31
Abbildung 4-4: Entwicklung der installierten Leistung bei der Kopplung der stündlichen Stromnachfrage.....	31
Abbildung 4-5: Kosten in E2M2 und AMIRIS bei der Kopplung der Speicherverfügbarkeiten.....	32
Abbildung 4-6: Entwicklung der installierten Leistung bei der Kopplung der Speicherverfügbarkeiten.....	33
Abbildung 4-7: Kosten in E2M2 und AMIRIS bei der Kopplung der Speicherverfügbarkeiten.....	34
Abbildung 4-8: Entwicklung der installierten Leistung bei der Kopplung der Speicherverfügbarkeit.....	34
Abbildung 4-9: Vergleich der installierten Leistung bei der Kopplung der Speicherverfügbarkeit.....	35
Abbildung 5-1: Installierte Leistung der Bestandskraftwerke im Jahr 2030.....	38
Abbildung 5-2: Systemkosten in E2M2 und Endverbraucherkosten in AMIRIS.....	39
Abbildung 5-3: Entwicklung der Investitionen im Brownfield-Szenario für das Stützjahr 2030.....	40
Abbildung 5-4: Systemkosten in E2M2 und Endverbraucherkosten in AMIRIS im Brownfield-Szenario.....	41
Abbildung 5-5: Entwicklung der Investitionen im Brownfield-Szenario für das Stützjahr 2030.....	41
Abbildung 5-6: Installierte Leistung der Bestandskraftwerke im Jahr 2040.....	42
Abbildung 5-7: Systemkosten in E2M2 und Endverbraucherkosten in AMIRIS.....	43
Abbildung 5-8: Efficiency Gap im Verlauf der Modellkopplungsiterationen – Brownfield 2040 Szenario.....	43
Abbildung 5-9: Entwicklung der Investitionen im Brownfield-Szenario für das Stützjahr 2040.....	44
Abbildung 5-10: Systemkosten in E2M2 und Endverbraucherkosten in AMIRIS.....	45
Abbildung 5-11: Entwicklung der Investitionen im Greenfield-Szenario für das Stützjahr 2040.....	45

Tabellen

Tabelle 2-1: Trends der Modellergebnisse je nach Komplexitätsreduktionstechnologie.....	18
Tabelle 5-1: Brennstoffpreise in € ₂₀₁₈ /MWh sowie CO ₂ -Preis in € ₂₀₁₈ /t CO ₂	36
Tabelle 5-2: Spezifische Investitionsausgaben für Neuinstallationen des jeweiligen Jahres.....	37
Tabelle 5-3: Gewichtete Investitionsausgaben und Betriebskosten für Bestands- bzw. Neuanlagen.....	37
Tabelle 5-4: Parameter der Brownfield- und Greenfield-Szenarien.....	38

Abkürzungsverzeichnis

AMIRIS	open Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems
CC	Combined Cycle (Gaskombikraftwerke)
CREC	Complexity Reduction Efficiency Coefficient
DE	Deutschland
DR	Demand Response
E2M2	European Electricity Market Model
E2P	Energy-to-Power (Verhältnis von Energieinhalt eines Speichers und Speicherleistung)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ERAFlex	Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor (Forschungsprojekt)
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
GW	Gigawatt
GT	Gasturbine
MAF	Multi-Agent-Feedback Strategie
MAM	Multi-Agent-Median Strategie
MW	Megawatt
PV	Photovoltaik
SAMP	Single-Agent-Max-Profit Strategie
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung

1. Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Zur Analyse der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems werden vielfach fundamentale Bottom-Up-Optimierungsmodelle eingesetzt. Diese ermitteln ideale, häufig kostenminimale Entwürfe für die langfristige Systementwicklung unter gegebenen Szenarioannahmen [1–3]. Die ermittelten Systementwürfe können wiederum einen Benchmark für Entscheidungen und langfristig wünschenswerte Entwicklungen im Energiesystem darstellen. Optimierungsmodelle nehmen für diese Art der Betrachtung in der Regel perfekte Märkte an sowie die Perspektive eines zentralen Planers mit perfekter Information ein [4]. In diesen Modellen liegt also perfekte Voraussicht für exogene Parameter über den kompletten Optimierungshorizont vor. Die Prämisse der perfekten Voraussicht wird allenfalls durch myopische Planungshorizonte eingeschränkt, bei denen die Voraussicht auf einen kürzeren Zeitabschnitt begrenzt wird [5]. Dabei bleibt die Perspektive des zentralen Planers erhalten und einzelwirtschaftliche Kalküle und Strategien sowie Marktimperfectionen werden außer Acht gelassen.

Es gibt zwar Ansätze, strategische einzelwirtschaftliche Zielstellungen in Optimierungsprobleme zu überführen, z. B. in Form von Mixed Complementary-Problemformulierungen. Darin können Agenten eigene Zielfunktionen formulieren, die in ein übergeordnetes Problem zur Markträumung eingebettet sind [6, 7]. Diese Ansätze sind jedoch auf Optimierungskalküle beschränkt, in ihrer Anwendung sehr komplex und weisen hinsichtlich der Lösungszeiten Nachteile auf, welche aus der mathematischen Komplexität der Modelle resultieren [3]. Zudem verwenden hierbei die Agenten die gleiche, in der Regel perfekte Informationsgrundlage.

Agentenbasierte Modelle (ABM) können mit diesen Prämissen brechen und einzelwirtschaftliche Strategien sowie divergierende, imperfekte Informationsgrundlagen berücksichtigen [8]. Hierbei sind die Agenten flexibel hinsichtlich ihrer Entscheidungslogiken [9]. Somit lassen sich Marktimperfectionen abbilden, was im Ergebnis zu einem „realistischeren“ Systemergebnis beiträgt. Auch der Einfluss regulatorischer Instrumente kann in einem solchen Framework integriert und analysiert werden [10], [11]. ABM weisen jedoch eine hohe Komplexität auf, weniger im mathematischen Sinne als vielmehr hinsichtlich der Vielzahl der interagierenden Systemelemente, Agenten und Strategien. Da es in ABM keine übergeordneten Zielfunktionen gibt, gelingt bisher jedoch keine Optimierung eines Systems hinsichtlich übergeordneter Systemziele, und das Einhalten von Grenzwerten für Systemgrößen kann nicht erzwungen werden.

Im Vorgängerprojekt ERAFlex wurde durch die Kopplung des Optimierungsmodells E2M2 und des agentenbasierten Strommarktmodells AMIRIS aufgezeigt, dass durch einzelwirtschaftliche

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

Kalküle und regulatorische Elemente systematisch abweichende Dispatch-Ergebnisse entstehen, die sich in einer Differenz der Systemkosten ausdrücken. Der sogenannte „Efficiency Gap“ wurde eingeführt, der die Mehrkosten des mit dem ABM ermittelten „realistischeren“ Dispatch im Vergleich zur kostenminimalen Referenz des Bottom-Up-Modells beschreibt [12].

Während das Projekt ERAFlex auf die Identifikation des Efficiency Gaps abzielte und den methodischen Grundstein legte, blieben einige anknüpfende Forschungsfragen unbeantwortet, denen sich das Nachfolgeprojekt ERAFlex II angenommen hat. Insbesondere stand in ERAFlex II im Vordergrund, wie sich durch eine nun bidirektionale Kopplung der Modelle der Efficiency Gap reduzieren lässt und ob durch die iterative Kopplung der Modelle ein neues Systemkostenoptimum gefunden werden kann. Dieses neue Optimum soll Marktimperfectionen und strategisches Verhalten der Akteure mitberücksichtigen, und könnte somit als „leichter umsetzbar“ bzw. „näher an der Realität liegend“ interpretiert werden. Die entwickelte Modellkopplungsmethode wurde sowohl auf stilisierte Testfälle als auch auf ein umfangreiches Szenario des deutschen Stromsystems angewendet. Ziel hierbei war es zu identifizieren, welche abweichenden Systementwicklungen sich durch die Berücksichtigung von Marktimperfectionen und strategischem Verhalten einstellen. Zusammengefasst ergaben sich also drei Forschungsfragen im Projekt ERAFlex II:

1. Wie können in die Modellierung der Kapazitätsausbauplanung Effekte und Restriktionen integriert werden, die vom idealtypisch theoretischen Verhalten abweichen? Zu welchen Ergebnissen und Rechenzeitverlängerungen führt eine solche erweiterte Modellierung?
2. Wie verändert sich der Zielerreichungsgrad bei Berücksichtigung der Wirkungsweise notwendiger politischer Maßnahmen und Anreizinstrumente verglichen mit dem theoretischen Optimum? Welche Instrumente refinanzieren die zugehörigen Energieakteure am effizientesten?
3. Welchen Systemnutzen haben unterschiedliche Flexibilitätsoptionen unter Variation der Förderparameter?

Gegenüber der ursprünglichen Planung erfolgte im Projektverlauf eine Anpassung der Schwerpunktsetzung. Wegen methodischer Herausforderungen wurde der bidirektionalen Modellkopplung ein stärkerer Fokus eingeräumt. Dabei wurden unterschiedliche Kopplungsmethoden und Konvergenzparameter bzw. -kriterien analysiert. Durch diese Fokussierung wurden die methodischen Herausforderungen der Kopplung sorgfältig aufgearbeitet und für die Forschungs-Community sowie die interessierte Öffentlichkeit bereitgestellt. Dies stellt eine wertvolle Informationsgrundlage für anknüpfende verwandte Forschungen bereit. In Bezug auf die Anreizinstrumente erfolgte eine Festlegung auf solche, die möglichst wenig bzw. prognostizierbare Dispatch-Verzerrung bewirken. In Bezug auf Flexibilitätsoptionen wurden unterschiedlich geartete Speicher fokussiert betrachtet.

1.2 Wissenschaftlicher Stand zu Projektbeginn

Im Zuge des schon benannten Vorgängerprojekts ERAFlex wurden umfangreiche Vorarbeiten getätigt [12]. Diese umfassen eine Analyse und Bewertung regulatorischer Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien sowie den Betrieb von Speichern und weiterer Flexibilitätsoptionen [13]. Alle Komponenten des Fundamentalmodells E2M2 und des Simulationsmodells AMIRIS wurden aufwendig und detailliert harmonisiert, etwaige Abweichungen nachverfolgt und eliminiert [10]. Eine unidirektionale, manuelle Modellkopplung mit Datenübertragung von E2M2 nach AMIRIS wurde erarbeitet und getestet [14]. Darauf aufbauend konnte zunächst empirisch auf Basis von Modellexperimenten gezeigt werden, dass bei Annahme desselben theoretischen Verhaltens in beiden Modellansätzen nur noch vernachlässigbare Differenzen in den Ergebnissen auftreten, d. h., dass die Modellharmonisierung erfolgreich war. In weiteren Schritten wurden erste Analysen zur Bestimmung des „Efficiency Gaps“ für bestimmte Szenarien vorgenommen [11].

Im Bereich der Energiesystemoptimierung existierten zu Projektbeginn von ERAFlex II bereits eine Vielzahl von Erkenntnissen und Modellen. Das European Electricity Market Model E2M2s [15], [16] gehört zu der Gruppe der Elektrizitätsmarktmodelle, welche sowohl dafür geeignet sind, Großhandelspreise für Strom abzubilden, als auch die Entwicklung des Stromsektors unter Einhaltung von Klimaschutzziele zu untersuchen. Einer der großen Vorteile von technologischen Bottom-Up-Modellen wie E2M2 ist der hohe technologische Detaillierungsgrad der am Strommarkt agierenden Einheiten. Hierdurch wird den speziellen Eigenschaften des Strommarktes, wie z. B. der leitungsgebundenen Übertragung oder der Gleichzeitigkeit zwischen Erzeugung und Verbrauch, Rechnung getragen. Im Gegensatz zu Modellen ohne explizite Technologieabbildung (z. B. ökonomische Modelle), können hierdurch auch Strukturbrüche am Markt abgebildet werden.

Der Nachteil dieser Modellklasse besteht in dem sehr hohen Rechenaufwand, welcher mit der hohen Detailgenauigkeit einhergeht. Die Nutzung solcher Modelle setzt eine gut ausgebaute IT Infrastruktur voraus und ist zudem sehr zeitintensiv. Weiterhin ist die Abbildung des politischen Rahmens nur rudimentär möglich. Eine Auswertung der Effizienz von einzelnen politischen Maßnahmen gestaltet sich deshalb eher schwierig. An genau diesem Punkt greift dieses Forschungsvorhaben ein, da es die Vorteile der ABM in Form einer bidirektionalen Kopplung in Elektrizitätsmarktmodelle einbringt.

ABM ermöglichen es, akteursspezifische Verhaltensweisen in Energiesystemmodelle zu integrieren. Dabei können auch Unsicherheiten der Akteure berücksichtigt werden. Durch Wahl geeigneten Verhaltens können zudem Aspekte wie unvollständiger Wettbewerb und Marktmacht dargestellt werden [12]. Diese Aspekte werden in fundamentalen Optimierungsmodellen oft stark vereinfacht dargestellt [4].

Im Bereich der Energiesystemanalyse wurden weltweit einige ABM entwickelt [8], [17], und es werden auch weiterhin neue Modelle erschaffen (z. B. MoZuBi [18] & ASSUME [19], [20]). Nur wenige ABM werden jedoch für einen längeren Zeitraum aktiv weiterentwickelt, sodass sie zu umfassenden Analysen in der Energiesystemanalyse genutzt werden können [8] (z. B.

PowerACE [21], [22], [23], EMLab-Generation [24], [25], und AMIRIS [11], [26], [27]). Das Modell AMIRIS zeichnet sich neben seiner Beständigkeit durch seine modulare Struktur sowie seine besondere Eignung zur Analyse der Wechselwirkungen zwischen Akteuren und förderpolitischen Rahmenbedingungen aus [10], [11], [26, 28–30].

Im Gegensatz zu bisherigen Analysen zur Ausgestaltung von Förderinstrumenten (siehe z. B. [30–32]) wurde in ERAFlex II eine völlig neue Perspektive eingenommen: Die Vermessung und Reduktion des „Efficiency Gaps“. Hierdurch wurde eine Identifizierung von Zielsystemen möglich, welche nicht nur kostengünstig sind, sondern auch unter Berücksichtigung des Akteursverhaltens und entsprechend notwendiger politischer Maßnahmen und Instrumente effizient und effektiv umgesetzt werden können [12].

Im Bereich Modellkopplung werden im Allgemeinen „weiche“ und „harte“ Modellkopplung unterschieden [33–35], wobei erstere einem manuellen Datenaustausch zwischen den Modellen entspricht, und bei letzterer die Daten mit Hilfe automatischer Routinen ohne Begutachtung durch einen Modellnutzer ausgetauscht werden können. Beispiele für weiche Modellkopplungen in der Energieforschung finden sich u. a. in [36], [37]. Für die Klassifikation der Modellkopplung wird zudem zwischen unidirektionalen, bidirektionalen und integrierten Modellkopplungen unterschieden [38]. Bidirektionale Kopplungen wurden z. B. bereits in [39] und [40] realisiert. In der Literatur sind Kopplungen mit agentenbasierten Modellen zwar selten, es finden sich jedoch u. a. Beispiele in [41] und [42]. In ERAFlex II wurde eine nach dem Kenntnisstand der Autor*innen bisher einzigartige automatisierte bidirektionale Kopplung zwischen einem agentenbasierten und einem optimierenden Modell durchgeführt.

1.3 Aufbau des Berichts

Der vorliegende Abschlussbericht fasst die wesentlichen Ergebnisse des Projekts ERAFlex II zusammen. Er ist wie folgt aufgebaut: Im Kapitel 2 werden die im Zuge des Projekts vorgenommenen Modellentwicklungen bzw. -erweiterungen dargelegt. Diese umfassen die verbesserte Repräsentation von Flexibilitätsoptionen sowie ein Kaskadenverfahren zum Umgang mit Modellkomplexität. Die Modellkopplung ist in Kapitel 3 beschrieben. Hierbei wird auf den Grundansatz der bidirektionalen iterativen Kopplung, das Sicherstellen der Refinanzierung, das Vorgehen bei der Harmonisierung der Modelle, die Kopplungsparameter, betrachtete Modellierungsvarianten sowie die Parameter zur Bestimmung der Konvergenz eingegangen. Die Ergebnisse der stilisierten Greenfield-Testrechnungen sind in Kapitel 4 dargelegt. Hierbei werden die Ergebnisse nach Kopplungsparametern differenziert dargestellt. Zunächst werden Ergebnisse präsentiert, bei denen nur ein Speichercluster im System betrachtet wird, anschließend solche, bei denen Investitionen in mehrere verschiedene Speichertypen zugelassen waren. Die Ergebnisse der Brownfield-Rechnungen sind in Kapitel 5 enthalten. Zunächst wird auf die vorgenommene Parametrierung eingegangen. Anschließend werden Ergebnisse zunächst für das Jahr 2030 und dann für 2040 vorgestellt. Wegen Schwierigkeiten bei der Konvergenz für Brownfield-Systeme wird für das Jahr 2040 auch ein Fall betrachtet, bei dem keine Bestandskapazitäten vorgegeben wurden. Kapitel 6 enthält die zentralen Schlussfolgerungen des Projekts, Limitationen der Analysen sowie einen Ausblick auf offene Forschungsfragen.

2. Modellentwicklungen

Bevor auf die Modellkopplung als Kerninhalt des Projekts ERAFlex II eingegangen wird, werden in diesem Kapitel zunächst die erforderlichen Modellentwicklungen im Zuge der Projektbearbeitung dargelegt. Diese umfassen eine verbesserte Repräsentation von Flexibilitätsoptionen (Speicher und Demand Response), welche in AMIRIS implementiert wurden, sowie ein in E2M2 implementiertes Kaskadenverfahren zum Umgang mit Modellkomplexität.

2.1 Verbesserte Repräsentation von Flexibilitätsoptionen (DLR)

Eine zentrale Herausforderung bei der Modellierung von Flexibilitätsoptionen, z. B. Stromspeichern, in ABM besteht in der Abbildung ihrer Konkurrenz am Strommarkt: Für die modellierte Gebotslegung benötigen Flexibilitätsoptionen zu jedem Modellzeitpunkt Vorhersagen über Strompreise. Hat ein Flexibilitätsoptionenanbieter außerdem ein großes Portfolio, muss zudem auch die Rückwirkung der eigenen Gebote auf den Strompreis bei der Gebotsplanung berücksichtigt werden: So steigt der Preis durch eine zusätzliche Nachfrage tendenziell an, etwa durch das Laden eines Speichers, und sinkt tendenziell ab, wenn die Nachfrage verringert wird oder ein zusätzliches Angebot geschaffen wird, etwa beim Entladen eines Speichers. Handeln nun mehrere unabhängige Flexibilitätsoptionenanbieter am Markt, so müssen sie außerdem die Gebote der Konkurrenz bzw. deren Einfluss auf den Strommarkt antizipieren. Durch Fehler hinsichtlich der Vorhersage des Strompreises oder Fehleinschätzungen bezüglich der Wirkung von eigenen Geboten oder denen der Konkurrenz auf den Strompreis, kommt es zu Planungsfehlern in der Angebots- und Einsatzstrategie der Flexibilitätsoptionen. Solche Planungsfehler können zum einen bei eng bemessenen Kraftwerksreservekapazitäten zu Knappheitssituationen führen und zum anderen die Einnahmen von Flexibilitätsoptionen beeinflussen. Die Abbildung eines möglichst realistischen Einsatzes von Flexibilitätsoptionen ist also für die korrekte Bemessung von Kraftwerksreservekapazitäten und die präzise Einschätzung von Profiten der Flexibilitätsoptionen notwendig. Diese beiden Aspekte haben wiederum einen erheblichen Einfluss auf die Gesamtsystemkosten, wurden jedoch in AMIRIS bisher nicht adäquat berücksichtigt. Ziel der Arbeiten in ERAFlex II war es also, die Abbildung von konkurrierenden Flexibilitätsoptionen in AMIRIS hinsichtlich der genannten Aspekte zu verbessern. Die Ergebnisse dieser Arbeiten werden in Kapitel 2.1.1 erläutert.

Da AMIRIS zu Projektbeginn ausschließlich Stromspeicher als Flexibilitätsoption enthielt, war es ein weiteres Ziel, weitere Flexibilitätsoptionen in AMIRIS zu modellieren. Im Projekt wurden daher flexible Lasten, sogenanntes Demand Response (DR), in AMIRIS integriert. Die gewählte, teilweise speicheranaloge Modellierung ist im Kapitel 2.1.2 dargelegt.

2.1.1 Einsatzstrategien für Speicher

Stromspeicher sind prototypisch für Flexibilitätsoptionen. Das Verhalten anderer Typen von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. DR, lässt sich in vielen Fällen als funktionale Stromspeicher beschreiben [43]. Die Entwicklungen von verbesserten Einsatzstrategien für Flexibilitätsoptionen fokussierte sich somit auf Stromspeicher, da sich die gewonnenen Erkenntnisse für diese auch auf andere Typen von Flexibilitätsoptionen übertragen lassen.

In Vorgängerprojekt ERAFlex wurde eine einfache Dispatch-Strategie für konkurrierende Speicher entwickelt – im Folgenden als „Multi-Agent-Median“ (MAM) bezeichnet. Bei dieser wird für die Einsatzplanung der Median M der Preisvorhersage (welche den möglichen Einsatz von Speichern jedoch *nicht* berücksichtigt) für einen definierten Planungszeitraum betrachtet, siehe Abbildung 2-1.

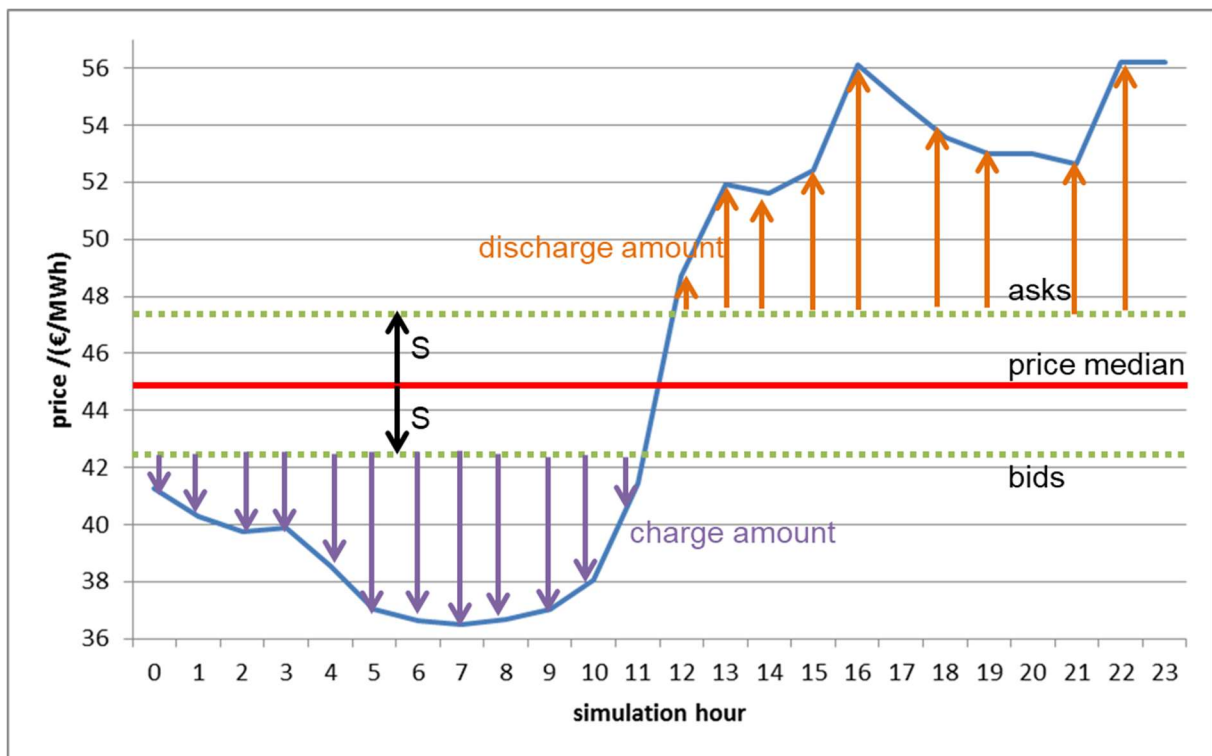


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der Multi-Agent-Median-Strategie; Der Median (rote Linie) der Strompreisvorhersage (blaue Kurve) dient zusammen mit dem Sicherheitsabschlag (grün gestrichelte Linie) als Gebotspreis. Je weiter der vorhergesagte Preis vom Gebotspreis abweicht, desto mehr Leistung wird für Laden / Entladen allokiert (violette / orangene Pfeile).

Liegt der Preis in einer Stunde deutlich unterhalb bzw. oberhalb des Medians, so entscheidet diese Strategie einzuspeichern bzw. auszuspeichern. Um die Verluste der Speichervorgänge auszugleichen wird ein symmetrischer Sicherheitsabschlag S vom Preismedian subtrahiert bzw. addiert. Diese Werte $M \pm S$ bilden zugleich den Gebotspreis bei Aus- bzw. Einspeicherung, welche jeweils unmittelbar erfolgt. Die Rückkopplung eigener (und fremder) Gebote auf den Strompreis wird nicht direkt berücksichtigt. Stattdessen wird die nachgefragte bzw. angebotene Leistung proportional zur Differenz aus vorhergesagtem Preis und Gebotspreis festgelegt. Hierdurch wird mehr Leistung in Stunden allokiert, die ein höheres Erlöspotential haben.

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

Die Ein- bzw. Ausspeicherung wird durch den maximalen bzw. minimalen Speicherinhalt limitiert.

Um die Strategie zu bewerten wird sie mit den Ergebnissen eines äquivalenten einzelnen Speichers mit der Strategie „Single-Agent-MaxProfit“ (SAMP) verglichen [12]. Diese nutzt perfekte Voraussicht auf Preise und Gebotsrückkopplung, um mittels dynamischer Programmierung den maximal möglichen Profit unter Einsatz von Marktmacht zu ermitteln. Damit ermittelt diese Strategie eine obere Grenze für das Erlöspotential von Speichern. Da Konkurrenten die perfekte Voraussicht auf den Markt stören, ist diese Strategie jedoch nicht direkt anwendbar für konkurrierende Speicher.

Im Vergleich zu SAMP schneidet die MAM Strategie nicht gut ab: Zwar ist sie wesentlich schneller zu berechnen, allerdings bezieht sie kein Wissen über Konkurrenz oder Marktwechselwirkungen ein. Damit erreicht sie nur einen Bruchteil der möglichen Erlöse. Ihre erzeugten Einsatzpläne der Speicher für Laden / Entladen können oft nicht umgesetzt werden, da die gewünschten Leistungen am Markt nicht zu dem gebotenen Preis realisiert werden können. Solch eine fehlerhafte Planung führt automatisch zu einem Verwurf der bisherigen Planung und einer Neuplanung des Speichereinsatzes. MAM weißt oft hunderte bis tausende solcher Neuplanungen pro Simulationsjahr auf. Daher wurde in ERAFlex II eine neue Strategie entwickelt, welche (inexaktes) Wissen um Konkurrenz und Marktwechselwirkungen von Geboten beinhaltet. Diese Strategie wird als „Multi-Agent-Feedback“ (MAF) bezeichnet.

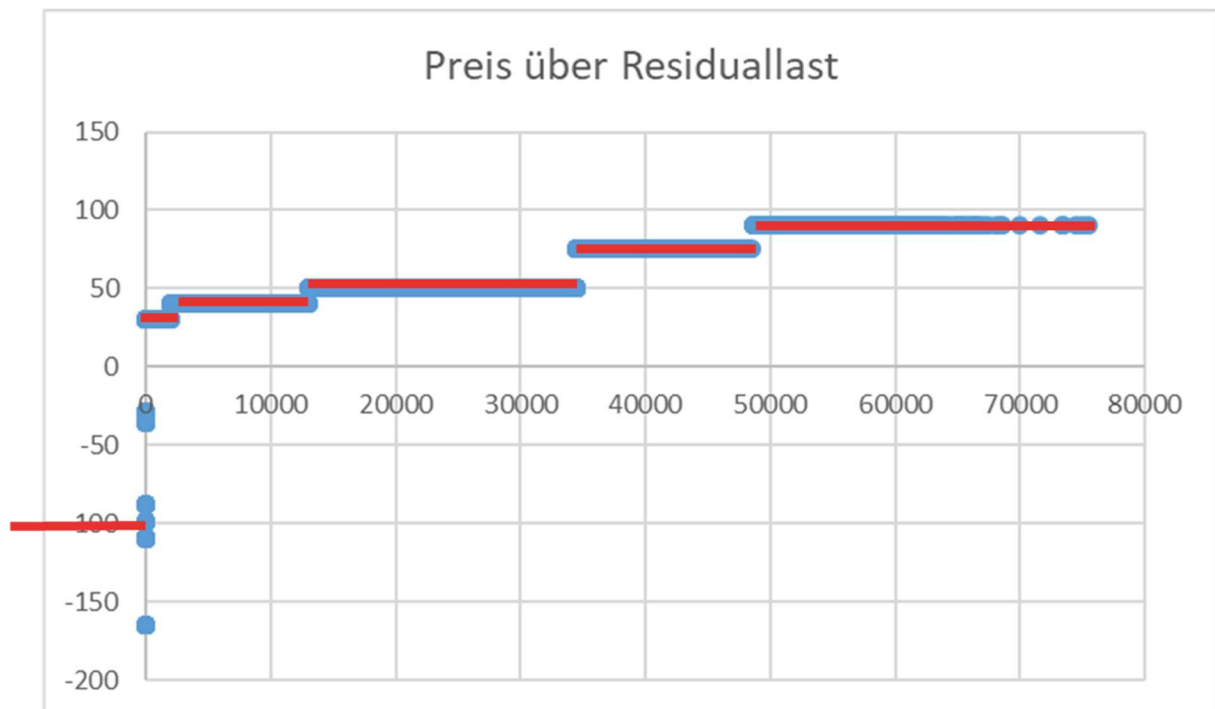


Abbildung 2-2: Der Schätzer der Merit Order (blau) wird durch abschnittsweise lineare Interpolation (rot) repräsentiert.

Während die Strategie SAMP eine perfekte Voraussicht über alle abgegebenen Gebote am Strommarkt erhält, nutzt MAF lediglich eine Schätzung der Merit Order, siehe Abbildung 2-2.

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

Diese Schätzung wird durch abschnittsweise lineare Interpolation des Strompreises aufgetragen über der Residuallast repräsentiert. Jeder Speicherbetreiber mit der Strategie MAF erhält in jeder Stunde des Planungshorizontes eine Vorhersage über die Residuallast (ohne Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen). Zusammen mit der Merit-Order-Abschätzung lässt sich so ein vermuteter Strompreis ermitteln, und auch bestimmen, wie sich dieser durch einen Speichereinsatz verändern würde.

Als zweite neue Komponente erhält jeder MAF-Agent einen Schätzer für den Einfluss der Konkurrenz am Strommarkt, den „Leistungsmultiplikator“. Dieser Multiplikator repräsentiert, wieviel Leistung durch Konkurrenten am Strommarkt im Mittel zusätzlich zu den eigenen Geboten platziert wird. Beträgt der Leistungsmultiplikator z. B. drei, so wird bei der Einsatzplanung des Speichers stets das Dreifache der eigenen Leistung für die Rückwirkung der Gebote auf den Strompreis berücksichtigt. Hierbei wird also unterstellt, dass konkurrierende Speicher auf ein eingehendes Strompreissignal zu einem gewissen Grad gleichartig reagieren, was eine realistische Annahme darstellen dürfte. Auch wenn der genaue Leistungsmultiplikator aufgrund divergierender Speicherrestriktionen, wie zum Beispiel abweichende Kapazitäten oder Energy-to-Power-Ratios (E2P-Ratios), zeitabhängig sein sollte, kann durch den eingeführten statischen Leistungsmultiplikator der Einfluss konkurrierender Speicher auf die Einsatzplanung zumindest grob berücksichtigt werden.

Jeder Speicheragent nutzt die beiden Schätzer zur Ermittlung eines Einsatzplans, der den eigenen Profit maximiert. Hierbei kommt wie bei der SAMP-Strategie dynamische Programmierung zum Einsatz. Im Gegensatz zu SAMP kann jedoch der Einfluss der eigenen Gebote auf den Strompreis (sowie der Einfluss der Konkurrenz) nur geschätzt werden.

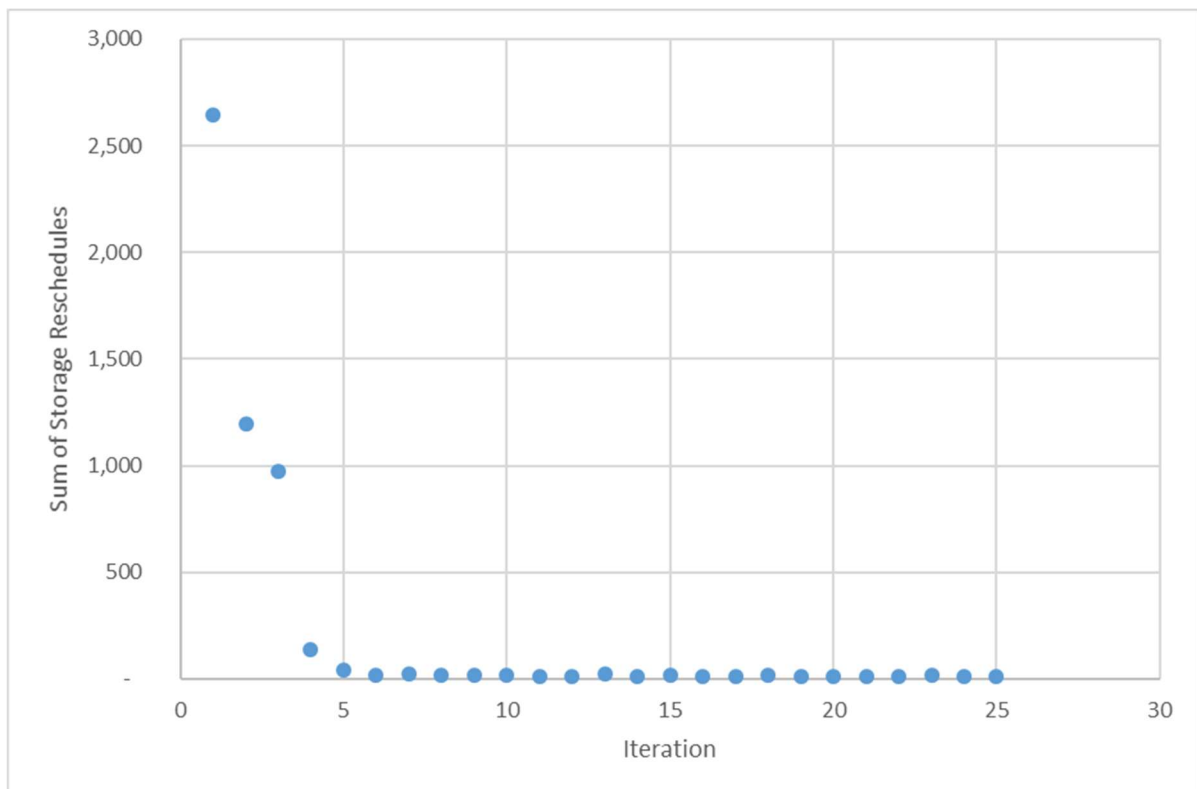


Abbildung 2-3: Summe der Neuplanungen vier verschiedener Speicher im Verlauf der Iterationen

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

Die neuen Schätzer für die Interpolation der Merit Order und die Leistungsmultiplikatoren werden als externe Parameter an die Agenten übergeben. Da diese Parameter jedoch die Simulation stark beeinflussen können, müssen sie in einem iterativen Prozess bestimmt werden. Hierbei wird zunächst eine Simulation ohne Berücksichtigung der Konkurrenz (alle Leistungsmultiplikatoren gleich 1) mit einer groben Schätzung der Merit-Order Funktion durchgeführt. Auf Basis der damit erzeugten Simulationsergebnisse werden die Schätzer für die Merit Order und die Leistungsmultiplikatoren der einzelnen Speicher angepasst. Diese Iterationen erfolgen parallel zu den Iterationen der „inneren Schleife“, siehe Kapitel 3.2. Als Konvergenzkriterium für diese Iterationen dient die Anzahl der fehlerhaften Planungen durch die Speicheragenten und der dann notwendigen Neuplanungen. Abbildung 2-3 zeigt den Verlauf der notwendigen Neuplanungen bei vier konkurrierenden Speichern. In der ersten Iteration sind die Schätzer für Merit-Order und Leistungsmultiplikatoren nur sehr grob, was tausende Neuplanungsereignisse zur Folge hat. Durch Iteration konvergieren die Schätzer rasch. Nach der sechsten Iteration tritt keine weitere Verbesserung mehr ein und es verbleiben im Schnitt nur 5 Neuplanungsereignisse pro Speicher und Simulationsjahr. Dies deckt sich mit den Gewinnen der Speicherbetreiber, siehe Abbildung 2-4, die ebenfalls nach der sechsten Iteration stabil bleiben.

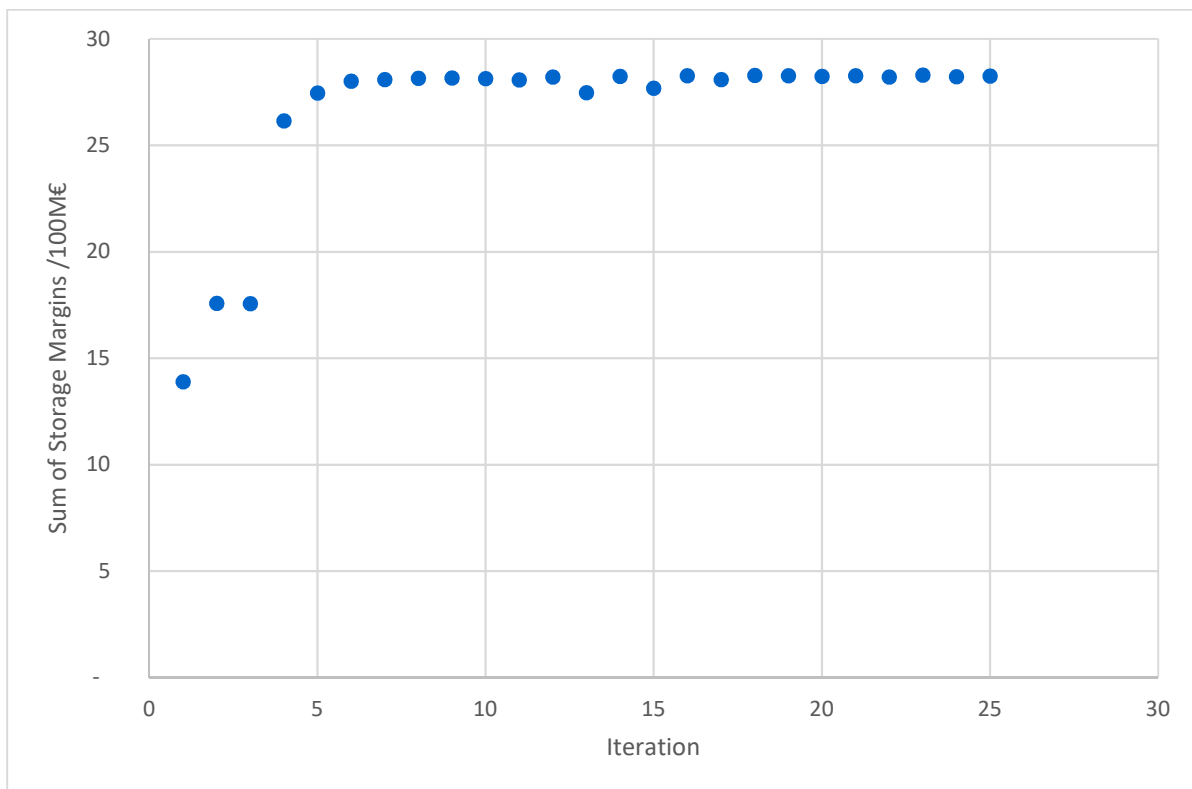


Abbildung 2-4: Summe der Gewinne vier verschiedener Speicher im Verlauf der Iterationen

Als Benchmark wurden die Ergebnisse eines Speichers mit SAMP-Strategie mit denen von zehn Speichern (zu je ein Zehntel Leistung) unter Einsatz der Strategien MAM bzw. MAF verglichen, siehe Abbildung 2-5. Es ist klar zu erkennen, dass die neue Strategie MAF die bisherige Strategie MAM deutlich übertrifft, und nahe an die bestmöglichen Ergebnisse der SAMP-Strategie heranreicht: Bei den Profiten konnte MAF etwa 99 % des Maximums erreichen während MAM nur 31 % dieser Profite erwirtschaften konnte. Hinsichtlich der verkauften Energie (Entladung

bzw. Discharge) und der verursachten Systemkosten sind die Ergebnisse von MAF nahezu identisch mit denen von SAMP, während MAM nur 45 % der Energiemenge bereitstellen konnte und dadurch 2 % höhere Systemkosten verursachte.

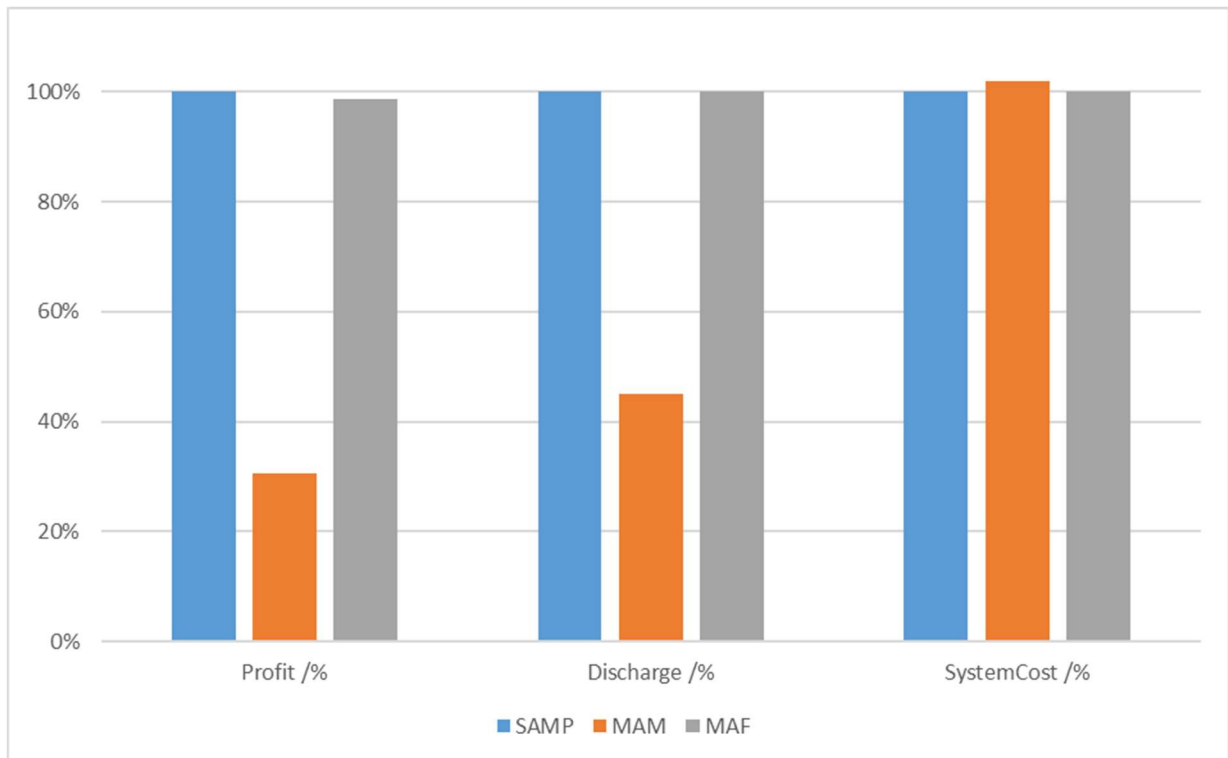


Abbildung 2-5: Vergleich der Speicherstrategien hinsichtlich jährlicher Profite, eingesetzter Energie, und verursachter Systemkosten

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die neue Strategie MAF gut geeignet scheint, den Wettbewerb verschiedener Flexibilitätsoptionen am Strommarkt abbilden zu können. Für eine einfachere Handhabung der Strategie sollten jedoch in weiterführenden Arbeiten die Schätzer für Merit-Order und Leistungsmultiplikatoren, welche bisher statisch vor jeder Simulation parametrisiert werden müssen, dynamisch während der Simulation bestimmt werden. Hierdurch entfielen der Bedarf an einer iterativen Anpassung dieser Schätzer durch mehrere Simulationen. Dies würde den Workflow von AMIRIS-Simulationen mit konkurrierenden Flexibilitätsoptionen deutlich vereinfachen und beschleunigen, stellt aber weiteren Forschungs- bzw. Entwicklungsbedarf dar.

2.1.2 Modellierung von Demand Response

In ERAFlex II wurde AMIRIS um eine generische Abbildung von DR erweitert. Hierbei wurden Lastverschiebungsprozesse in den Fokus genommen und dafür mehrere Varianten implementiert: (1) ein dynamischer Programmierungsansatz, der sich an die Repräsentation von Speichern in AMIRIS anlehnt, sowie (2) eine geschlossene Formulierung als Optimierungsproblem. Letzteres minimiert die Kosten des Strombezugs und kann aus AMIRIS heraus mittels einer API aufgerufen werden. Die nachfolgende Beschreibung des dynamischen Programmierungsansatzes basiert in weiten Teilen auf [44] und ist stellenweise wortgleich übernommen.

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

Die Modellierung der Lastverschiebung baut auf dem in AMIRIS vorhandenen Modellierungsansatz für Speicher auf, der in [45, pp. 42-45] beschrieben wurde. Die Einsatzentscheidungen für Lastverschiebung werden mittels dynamischer Programmierung optimiert. Hierbei sind die Lastverschiebungszustände Z definiert als Tupel aus einer Verschiebedauer t_s , d. h. der Zeit, für die die Last bisher verschoben wurde, und einem diskreten Energieniveau e :

$$Z = \{(t_s, e)\} \forall t_s \in T_s, e \in E \quad (1)$$

mit

$$E = \{0, 1, \dots, \left\lfloor \frac{E^\uparrow}{\delta E} \right\rfloor + \left\lfloor \frac{E^\downarrow}{\delta E} \right\rfloor\} \quad (2)$$

$$T_s = \{0, 1, \dots, t_s^{\max} - 1\} \quad (3)$$

E beschreibt dabei die Menge aller zulässigen Energiezustände, T_s die Menge der erlaubten Schaltdauern, E^\uparrow und E^\downarrow die erlaubten Lasterhöhungen, δE die gewählte Energieauflösung pro diskretem Energieschritt und t_s^{\max} die maximal erlaubte Schaltdauer. Die minimalen und maximalen Energiezustände e_{\min} und e_{\max} definieren die Grenzen des Zustandsgitters für die Lastverschiebung. Das Zustandsgitter spannt sich um den Null-Energie-Zustand e_0 auf, d. h. um denjenigen, bei dem die Lastverschiebung ausgeglichen ist (Abbildung 2-6).

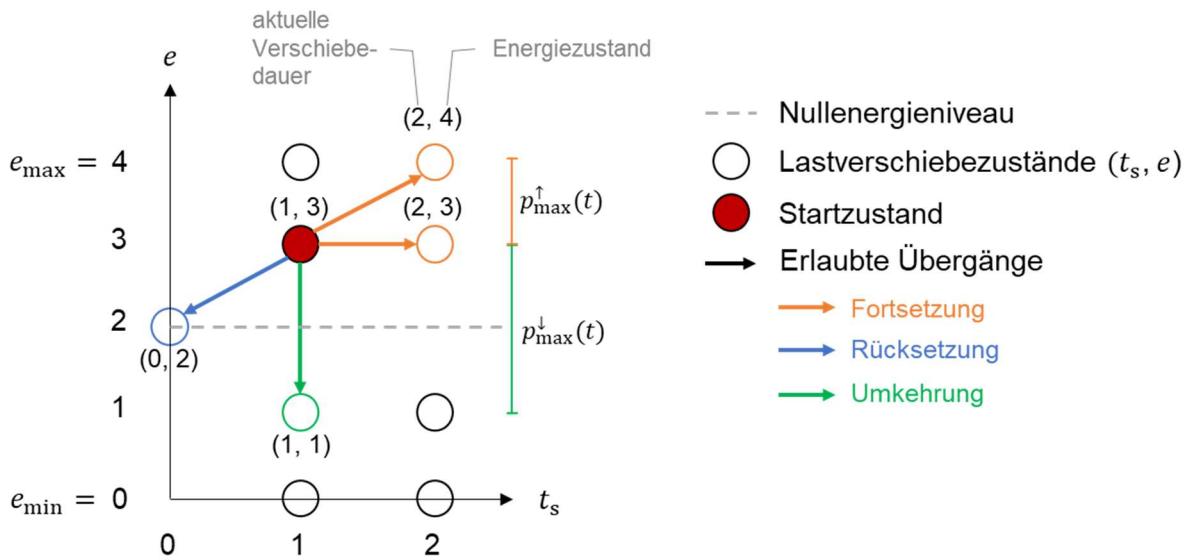


Abbildung 2-6: Zustandsnetz und erlaubte Übergänge für den exemplarischen Ausgangszustand (1, 3)

Die diskreten Energiezustände $e(t)$ werden für die eigentliche Planung wiederum realen Energieniveaus $E(t)$ des Lastmanagementportfolios zugeordnet (Gleichung (4)). Negative Energieniveaus entstehen aus Lastabsenkungen und entsprechen Energiezuständen, die kleiner sind als der Nullenergiezustand e_0 , während positive Energieniveaus aus Lasterhöhungen entstehend und Zuständen entsprechen, die größer als e_0 sind.

$$E(t) = (e(t) - e_0) \cdot \delta E \quad (4)$$

Gewählte Lastverschiebungszustände dürfen weder die Energiegrenzen noch die Leistungs- oder Zeitgrenzen verletzen. Energie- und Zeitgrenzen sind bereits durch die Definition des Zustandsgitters berücksichtigt. Leistungsgrenzen werden eingehalten, indem der Übergang von einem Energiezustand in einen anderen auf die aktuell verfügbare Lasterhöhungs- oder Lastreduktionskapazität $p_{\max}^{\uparrow}(t)$ bzw. $p_{\max}^{\downarrow}(t)$ begrenzt wird. Die Mindest- ($P_{\min}(t)$) und Maximalleistungen ($P_{\max}(t)$) sind als Zeitreihen in stündlicher Auflösung vorgegeben:

$$p_{\max}^{\downarrow}(t) = \left\lfloor \frac{P(t) - P_{\min}(t)}{\delta P} \right\rfloor \quad (5)$$

$$p_{\max}^{\uparrow}(t) = \left\lfloor \frac{P_{\max}(t) - P(t)}{\delta P} \right\rfloor \quad (6)$$

$P(t)$ ist die jeweilige Leistungsaufnahme bzw. -änderung, δP die Auflösung je diskretem Leistungsschritt. Bei Zustandsübergängen zum Nullenergiezustand e_0 , wird auch die Verschiebungszeit auf null zurückgesetzt. Übergänge zu anderen Energieniveaus, die das Nullniveau nicht überqueren, erhöhen die Verschiebedauer t_s mit jedem Zeitschritt um eins. Wird jedoch das Nullniveau überquert, so handelt es sich hierbei um eine sofortige weitere Lastverschiebung, allerdings in umgekehrter Richtung. Die Verschiebedauer wird dann mit dem Wert 1 neu initialisiert.

Sobald die maximale Verschiebedauer innerhalb des nächsten Übergangs erreicht würde, muss das Energieniveau der Lastverschiebung entweder sein Vorzeichen ändern oder zu e_0 zurückkehren (Gleichung (7)).

$$E(t+1) = 0 \vee \text{sgn}(E(t+1)) = -\text{sgn}(E(t)) \quad \forall t_s \geq t_s^{\max} \quad (7)$$

Für jeden Übergang werden die nächstmöglichen Lastverschiebungszustände ermittelt, indem die Leistungsgrenzen des jeweiligen Schritts überprüft werden. Der Nullenergiezustand e_0 ist immer als Option enthalten, um „Sackgassen“ der dynamischen Programmierung zu vermeiden. Es werden jedoch hohe Strafkosten für erzwungene Rücksetzungen in den Nullenergiezustand, welche die Leistungsgrenzen verletzen würden, eingeführt. Damit werden unzulässige Pfade vermieden.

Es können zwei verschiedene Strategien zur Vermarktung der Lastverschiebekapazitäten eingesetzt werden. Die eine zielt auf die Minimierung der Systemkosten ab, während die andere den Gewinn des Portfoliobesitzers maximiert. Letztere erlaubt die Berücksichtigung von Steuern und Abgaben sowie weiteren Endkundenpreisbestandteilen, während die erste nur Systemkosten berücksichtigt.

Der Strategie, die auf Systemkostenminimierung abzielt, wird eine perfekte Prognose über die Grenzkosten aller anderen Kraftwerke und deren beabsichtigte Gebotsabgabe mitgeteilt. Dies ermöglicht es etwaige Änderungen des Markträumungspreises durch zusätzliche oder reduzierte Nachfrage zu berücksichtigen. Darüber hinaus werden auch die variablen Kosten der

Lastverschiebung beachtet, da diese ebenfalls zu den Systemkosten beitragen. Um den Dispatch-Fahrplan des Lastverschiebeportfolios zu erstellen wird der Pfad mit den niedrigsten Systemkosten ausgewählt. Am simulierten Day-Ahead-Markt wird die Lastverschiebekapazität preisunabhängig angeboten, um die Vermarktung des Portfolios gemäß des optimierten Einsatzfahrplans zu gewährleisten.

Die gewinnmaximierende Strategie nutzt ebenfalls eine perfekte Prognose der Gebote anderer Akteure einschließlich deren Ab- (Markdowns) oder Aufschläge (Markups) auf die Grenzkosten der Kraftwerke. Auf dieser Basis werden mögliche Preisänderungen, die sich aus einer Dispatch-Entscheidung ergeben, berechnet. Die erwarteten Erlöse werden aus dem Angebot von Lastreduktion an der Strombörse ermittelt. Zur Ermittlung des Gewinns werden die variablen Kosten, die zusätzlichen Kosten für Steuern, Abgaben oder sonstige weiteren Endkundenpreisbestandteile sowie die Kosten für eine assoziierten Lasterhöhung von den erwarteten Erlösen subtrahiert. Danach kann dann im Prognoseintervall der profitabelste Einsatzpfad ausgewählt werden. Um den Zuschlag für einen optimierten Fahrplan zu erhalten, bietet der Agent Lastreduktion bzw. -erhöhung am Markt zu einem Preislimit an, das knapp unter bzw. über dem prognostizierten Markträumungspreis liegt.

Das alternativ nutzbare, geschlossene Optimierungsproblem für die Dispatchplanung von Lastverschiebungen ist in der Dissertation von Johannes Kochems [46] ausführlich dargelegt. Die nachfolgende Beschreibung basiert weitgehend auf dem Text der Dissertation [46, pp. 135-136] und ist stellenweise wortgleich übernommen.

Die technischen Nebenbedingungen für Lastmanagement können in Kapitel 5.3.3.1 der Dissertation [46, pp. 101-105] im Detail nachvollzogen werden. Diese entstammen wiederum der Dissertation von Hans Christian Gils [47] mit Modifikationen und Erweiterungen. Sie umfassen etwa die Anforderung, dass Leistungsrestriktionen eingehalten werden, Verschiebungen zum Ende der Verschiebedauern vollständig ausgeglichen sind und insgesamt nicht mehr als die Gesamtkapazität des Portfolios aktiviert wird. Diese rein technischen Restriktionen sind übereinstimmend mit denen, die oben für die dynamischen Programmierungsstrategien beschrieben wurden. In Ergänzung ist auch eine Maximalanzahl an Verschiebungen innerhalb eines Jahres vorgegeben, die nicht überschritten werden darf.

Ziel des geschlossenen Optimierungsproblems ist es, die gesamten Zahlungsverpflichtungen für Lastmanagement (C_{con}) zu minimieren (Gleichung (8)). Dabei werden neben den variablen Kosten des Lastmanagements auch die Kosten für den Strombezug berücksichtigt. Die Strombezugskosten sind wiederum aus Kosten für die in der jeweiligen Stunde nachgefragte Strommenge d'_t sowie den Kosten für die Spitzenlast d_{peak} mit dem Tarif p_{peak} zusammengesetzt. Der ursprüngliche Energietarif p_t^{energy} ist korrigiert um die geschätzte Preisrückwirkung der Flexibilität. Hierbei ist $p_t^{\prime\text{energy}}$ die prognostizierte Änderung der Kosten des Strombezugs durch die flexible Nachfragereaktion. $DR_{h,t}^{\text{up}}$ definiert eine Lasterhöhung zum Zeitpunkt t mit Verschiebedauer h , $DR_{h,t}^{\text{do}}$ ist das Äquivalent für Lastreduktionen. $DR_{h,t}^{\text{balanceU}}$ bzw. $DR_{h,t}^{\text{balanceDo}}$ dienen zum Ausgleich der initialen Laständerungen durch Lastreduktion bzw. -erhöhung. T ist

die Menge aller Zeitschritte, H die Menge aller Verschiebedauern. $c_t^{\text{dr,up}}$ sind die variablen Kosten für eine Lasterhöhung und $c_t^{\text{dr,do}}$ die Kosten einer Lastreduktion.

$$\begin{aligned} \min C_{\text{con}} = & \sum_{t \in T} d'_t \cdot \left(p_t^{\text{energy}} + p'_t{}^{\text{energy}} \cdot \sum_{h \in H} \left(DR_{h,t}^{\text{up}} + DR_{h,t}^{\text{balanceDo}} \right. \right. \\ & \left. \left. + DR_{h,t}^{\text{do}} + DR_{h,t}^{\text{balanceUp}} \right) \right) \\ & + d_{\text{peak}} \cdot p_{\text{peak}} + \sum_{t \in T} \sum_{h \in H} \left(\left(DR_{h,t}^{\text{up}} + DR_{h,t}^{\text{balanceDo}} \right) \cdot c_t^{\text{dr,up}} \right. \\ & \left. + \left(DR_{h,t}^{\text{do}} + DR_{h,t}^{\text{balanceUp}} \right) \cdot c_t^{\text{dr,do}} \right) \end{aligned} \quad (8)$$

Gleichung (9) definiert die Spitzenlast d_{peak} als Maximum der Bezugsleistungen d'_t aller Zeitschritte t aus der Menge T . Bei realen Tarifsystemen in Deutschland ist die Spitzenlast nach § 17 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [48] als Maximum der Viertelstundenwerte der Bezugsleistung gegeben. Im Modell wird aufgrund der stündlichen Modellauflösung stattdessen das Maximum der *stündlichen* Bezugsleistungen herangezogen.

$$d_{\text{peak}} \geq d'_t \quad \forall t \in T \quad (9)$$

Die beschriebene Optimierung ist Teil des neu entworfenen Agenten *LoadShiftingTrader*. Dieser optimiert den Einsatz eines Lastmanagementportfolios derart, dass die gesamten Zahlungsverpflichtungen des Kunden minimiert werden. Hierzu erhält er eine perfekte Prognose des Strompreises vom *Forecaster*, die sich aus der vorab bekannten Gebotslegung sämtlicher anderer am Day-Ahead-Markt aktiven Agenten ergibt. Ferner nutzt der *LoadShiftingTrader* eine Schätzung der Rückwirkung seines Dispatchs auf den Strompreis. Diese wird aus einem abschnittsweise linearen Fit der Preise über die Residuallast für die Dispatch-Situation ohne Lastmanagement abgeleitet, also ähnlich wie zuvor für die SAMP-Strategie beschrieben (Kapitel 2.1.1).

Zur flexiblen Konfiguration der Stromtarifmodelle besitzt der *LoadShiftingTrader* eine weiterentwickelte *EndUserTariffStrategist*-Komponente. Diese berechnet die für den Endkunden anfallenden Strompreise, die sich aus statischen und dynamischen Tarifkomponenten zusammensetzen. Letztere sind multiplikativ an den Day-Ahead-Preis gekoppelt und werden durch den zugehörigen Multiplikator sowie optional durch obere und untere Tarifgrenzen parametrisiert. Die Parametrierung der dynamischen Tarifkomponenten erfolgt in einem der Simulation vorgelagerten Schritt und ist nicht Bestandteil der eigentlichen AMIRIS-Simulation.

Der im Projekt ERAFlex II entwickelte Lastverschiebungsagent und seine Strategien sind zwar wertvolle Erweiterungen von AMIRIS, kamen jedoch nicht im Rahmen der Modellkopplung zum Einsatz. Dies liegt darin begründet, dass die entwickelte Kopplungsmethodik Konvergenzschwierigkeiten bei Einsatz konkurrierender Flexibilitätsoptionen zeigte, weshalb allenfalls mehrere Speichertypen als wichtigste und relativ generische Flexibilitätstechnologie betrachtet werden konnten. Lastverschiebungsbetrachtungen sowie sonstige Flexibilitätstechnologien blieben zur Reduktion der Komplexität außen vor.

2.2 Kaskadenverfahren (IER)

Die Arbeiten und Ergebnisse in Bezug auf das Kaskadenverfahren wurden in einem wissenschaftlichen Paper festgehalten, das am 17.12.2024 im Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews eingereicht wurde [49]. Im Folgenden werden die Vorgehensweise und die wichtigsten Ergebnisse kurz zusammengefasst.

Lineare Bottom-up-Optimierungsmodelle sind eines der leistungsfähigsten mathematischen Instrumente zur wissenschaftlichen Unterstützung bei der Gestaltung kosteneffizienter Energiewendepfade, die gleichzeitig hohe Anteile von fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) und verschiedene Flexibilitätsoptionen berücksichtigen. Allerdings ist ihre Fähigkeit zur realistischen Abbildung des Energiesystems durch die verfügbaren Rechenkapazitäten und Ressourcen stark eingeschränkt.

Um der Komplexität des Energiesystems trotzdem gerecht zu werden, stützen sich diese Modelle häufig auf stark vereinfachte Darstellungen der Realität. Diese Vereinfachungen können in verschiedenen Modelldimensionen vorgenommen werden, wie der zeitlichen, räumlichen oder technologischen Dimension. Solche Vereinfachungen wirken sich auf

- 1) den Modellumfang (durch Weglassen von Systemkomponenten),
- 2) seine logischen Beziehungen (durch Weglassen von Systembeziehungen),
- 3) seine Granularität (durch Gruppierung ähnlicher Merkmale) oder
- 4) den Detaillierungsgrad (durch Vereinfachung ihrer Darstellung)

aus. Auf diese Weise lassen sich die Größe des mathematischen Problems und die für die Lösung des Problems erforderliche Zeit begrenzen, was jedoch einen gewissen Genauigkeitsverlust mit sich bringt [50].

Um diesen Trade-off sichtbar zu machen und eine geeignete Modellkonfiguration zu identifizieren, wurden im Rahmen des Projektes verschiedene Möglichkeiten zur Modellvereinfachung systematisch analysiert. Dafür wurde ein neuer Indikator definiert, der sogenannte „complexity reduction efficiency coefficient (CREC)“, der zum Vergleich der Effizienz verschiedener zeitlicher und technologischer Vereinfachungen im kostenminimierenden Strommarktmodell E2M2 verwendet wird. Er kann zum Beispiel zur Bewertung von Abweichungen bei Investitionsentscheidungen eingesetzt werden. Die Definition des CREC-Indikators ergibt sich aus der ermittelten Abweichung bei Investitionsentscheidungen in Bezug auf die eingesparte Laufzeit und ist in Gleichung (10) dargestellt.

$$CREC_{mr^{simpl}}^{inv} = \frac{Investment\ deviation_{mr^{simpl}}}{Complexity\ reduction_{mr^{simpl}}}, \quad (10)$$

wobei *mr* für „model run“ steht und *simpl* für „vereinfacht“.

Um die Relevanz der Abweichungen in Bezug auf den Gesamtbetrag der Investitionen zu bewerten (P^{inv}), werden sie in einem relativen Wert ausgedrückt, wie in Gleichung (11) dargestellt,

$$Investment\ deviation_{mr^{simpl}} = \frac{\sum_{tech} |P_{tech,mr^{ref}}^{inv} - P_{tech,mr^{simpl}}^{inv}|}{\sum_{tech} P_{tech,mr^{ref}}^{inv}}, \quad (11)$$

wobei *tech* in dieser Gleichung den Index für die investierten Technologien darstellt und *ref* für „Referenzlauf“ steht.

Die Modellkomplexität wird in dieser Studie in Form der sogenannten CPLEX-Ticks¹ (*C*) angegeben, wie in Gleichung (11) dargestellt. Dies sind deterministische Zeitmesseinheiten und somit ein zuverlässiger Indikator für die Ausführungszeit des Solvers.

$$Complexity\ reduction_{mr^{simpl}} = \begin{cases} \frac{CT_{mr^{ref}} - CT_{mr^{simpl}}}{CT_{mr^{ref}}}, & \text{wenn } CT_{mr^{ref}} > CT_{mr^{simpl}} \\ -\frac{CT_{mr^{ref}}}{CT_{mr^{simpl}}}, & \text{sonst} \end{cases} \quad (12)$$

Niedrige positive CREC-Werte bedeuten eine starke Reduktion der Modellkomplexität bei vergleichsweise geringen Ergebnisabweichungen. Hohe positive CREC-Werte werden weniger effizienten Komplexitätsreduktionstechniken zugeordnet. Negative Werte bedeuten dagegen eine Zunahme der Komplexität.

Mithilfe des CREC Indikators wurden im Projektverlauf folgende Modellvereinfachungen untersucht: Aggregationslevel von thermischen Kraftwerken, Detaillierungsgrad von DR-Technologien und zeitliche Auflösung. In zwei vereinfachten Testszenarien wurden die Auswirkungen dieser Vereinfachungen (isoliert und in Kombination) auf Investitionsentscheidungen und Speicherdispatch untersucht. Detaillierte Ergebnisse sind im Paper [49] dokumentiert.

Abbildung 2-7 zeigt ein ausgewähltes Ergebnis, nämlich die Investitionsabweichungen (a, b) und CREC (c, d) in Bezug auf die Anzahl der CPLEX-Ticks für den Referenzmodelllauf. Mehrere Modellläufe mit verschiedenen Kombinationen von zeitlichen und technologischen Vereinfachungen in Bezug auf lastverschiebende DR-Technologien sind für die Testfälle I (a, c) und II (b, d) dargestellt. Der Referenzmodelllauf ist LPC-Vin5-DRC, d. h. die thermischen Kraftwerke werden linear unter Berücksichtigung von Anfahr- und Lastwechselprozessen modelliert, auf der Basis ihres Inbetriebnahmejahres in 5-Jahres-Schritten aggregiert und lastverschiebende DR-Technologien sind detailliert abgebildet.

¹ CPLEX ist der im Projekt verwendete kommerzielle Solver zur Lösung linearer Programme, der von IBM entwickelt und bereitgestellt wird, s. <https://www.ibm.com/de-de/products/ilog-cplex-optimization-studio>, Abruf am 09.12.2024.

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

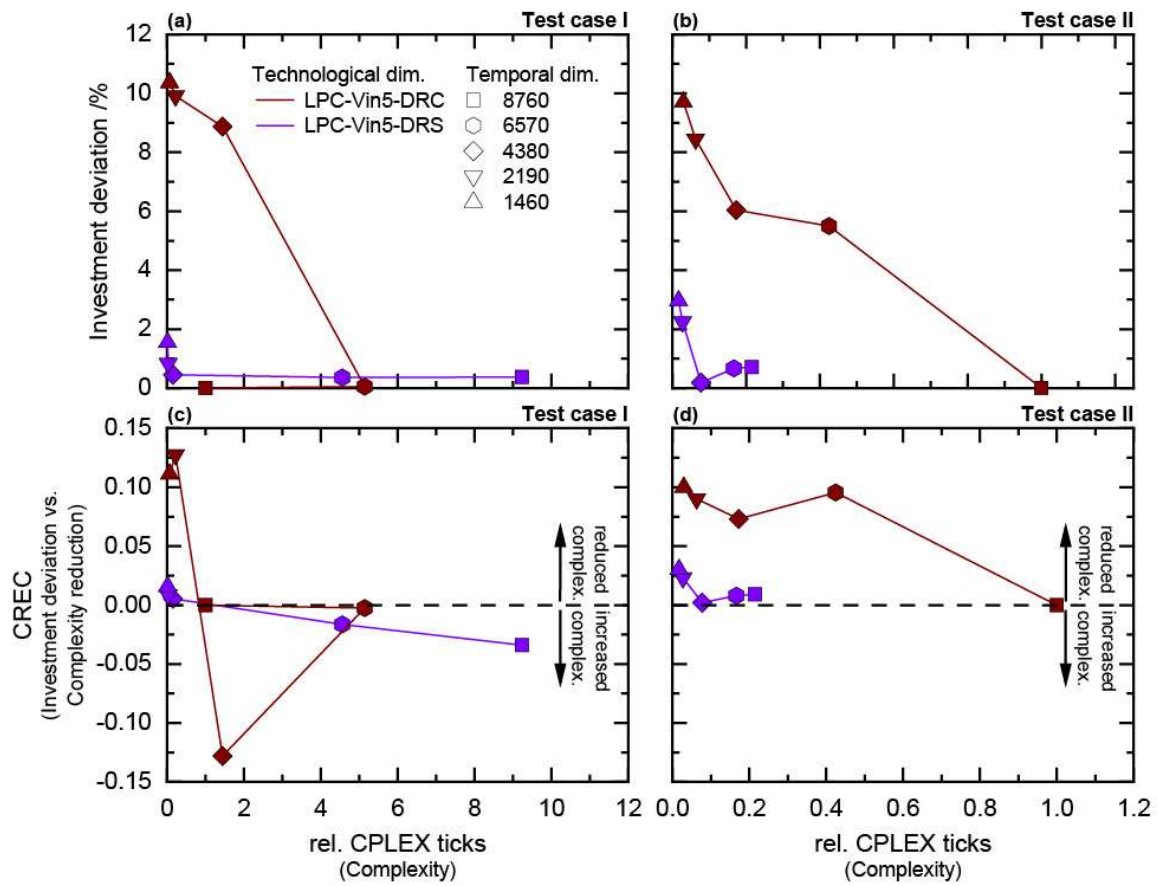


Abbildung 2-7: Exemplarische Ergebnisse für Investitionsabweichungen und CREC

In Tabelle 2-1 sind außerdem die beobachteten Trends in den Modellergebnissen für die verschiedenen Modellvereinfachungen dargestellt (ST: short-term, LT: long-term, TPP: thermal power plants, PHS: pumped hydro storage).

Basierend auf diesen Ergebnissen wurde im Projektverlauf eine effiziente Konfiguration des Kaskadenverfahrens festgelegt und in E2M2 implementiert. Es erfolgte außerdem eine Weiterentwicklung des Kaskadenverfahrens in E2M2 für die Vorgabe einer CO₂-Obergrenze sowie eines EE-Mindestanteils. Die Kaskade wurde so implementiert, dass sie sowohl Speicherverfügbarkeiten aus AMIRIS integrieren kann als auch CO₂-Preise an AMIRIS weitergegeben werden können.

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau
mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

Tabelle 2-1: Trends der Modellergebnisse je nach Komplexitätsreduktionstechnologie

Model complexity reduction technique	Impact on investments	Impact on dispatch	Impact on model complexity
Simplification of the level of detail of TPPs	↓ ST storage	↑ Base-load plants ↓ ST storage	↓ CPLEX ticks
Simplification of the level of aggregation of TPPs	↓ Base-load plants ↑ Peak-load plants	↓ Base-load plants ↑ Peak-load plants ↓ PHS	↓ CPLEX ticks
Simplification of the level of detail of DR units	↑ Peak-load plants ↑ ST storage	↓ Peak-load plants ↑ ST storage ↓ Load-shifting DR ↑ Load shedding	↑ ↓ CPLEX ticks
Reduction of the temporal resolution without DR units	↓ ST storage ↓ LT storage	↓ ST storage ↓ LT storage ↑ Base-load plants ↑ Peak-load plants	↓ CPLEX ticks
+ DR units modeled as compensation variables	↑ Load-shifting DR with low compensation times	↑ Load-shifting DR with low compensation times	↑ ↓ CPLEX ticks
+ DR units modeled as fictitious storage units		↓ Load-shifting DR with low compensation times ↑ Load shedding	↓ CPLEX ticks

Aufgrund der in Kapitel 1.1 beschriebenen Anpassung der Schwerpunktsetzung im Projekt auf methodische Elemente der bidirektionalen Kopplung waren die finalen Modellrechnungen weniger komplex als zum Zeitpunkt der Antragstellung erwartet. Die Anwendung von den hier analysierten Vereinfachungen der Modellkomplexität in E2M2 war daher aufgrund der Modelllaufzeit nicht notwendig. Die im Paper [49] festgehaltenen Ergebnisse bilden aber die Grundlage um Entscheidungen über weitere mögliche Vereinfachungen treffen zu können.

3. Modellkopplung (DLR, IER)

Die bidirektionale und iterative Kopplung der Modelle E2M2 und AMIRIS stellt den zentralen Inhalt des Projekts ERAFlex II dar. Zunächst wird in diesem Kapitel auf die Kernidee und Grundarchitektur der Kopplung eingegangen und es wird beschrieben, wie die Refinanzierung der Marktakteure sichergestellt wurde. Im Folgenden wird dargelegt, wie die Modelle harmonisiert wurden und dass Ergebnisse für stilisierte Beispiele bei entsprechender Konfiguration von E2M2 und AMIRIS durch das jeweils andere Modell reproduzierbar waren. Es schließen sich in jeweils separaten Teilkapiteln Ausführungen zur Auswahl der Kopplungsparameter, zu den untersuchten Modellierungsvarianten sowie zur Auswahl der Konvergenzparameter und -kriterien an. Diese umfassen die Kernelemente der Kopplung. Die jeweiligen Alternativen, Herausforderungen sowie auch eventuelle im Projektverlauf verworfene Ansätze werden dargelegt.

3.1 Kernidee und Grundarchitektur

Ziel der im Projekt erfolgten Modellkopplung zwischen E2M2 und AMIRIS ist es, den aus dem Vergleich der Modelle ermittelten Efficiency Gap zu reduzieren, um letztlich ein erreichbares kostenoptimales Energiesystem zu identifizieren. Dieses unterscheidet sich von dem anfänglich identifizierten theoretischen Systemkostenoptimum dahingehend, dass Marktimperfektionen sowie regulatorische Elemente berücksichtigt werden.

Die Modellkopplung ist in Abbildung 3-1 dargestellt. Sie besteht aus zwei Iterationsschleifen: einer äußeren Schleife (orange Symbole) zum Update des Kraftwerksparks durch E2M2 sowie einer inneren Schleife in AMIRIS zum Update des Fördersystems (blaue Symbole). Der Simulationsdurchlauf beginnt mit einer initialen Ermittlung der Kapazitäten eines kostenminimalen Kraftwerksparks durch E2M2. Die Systemkosten dieses Laufs definieren den Vergleichswert der Systemkosten („normative Systemkosten“) für die Ermittlung des jeweils noch verbleibenden Efficiency Gaps. Der Kraftwerkspark wird wiederum an AMIRIS übergeben.

AMIRIS führt nun in der inneren Schleife solange Marktsimulationen durch, bis ein refinanzierbares System ermittelt wird. Dabei werden die Parameter des Fördersystems jeweils aktualisiert bis ein effektives Fördersystem gefunden ist, das eine Refinanzierung aller in der Simulation betrachteten Agenten, d. h. eine Deckung der entstandenen Kosten durch Markterlöse oder ergänzende Förderzahlungen, ermöglicht. Für erneuerbare Erzeuger wird angenommen, dass diese durch eine fixe Marktprämie refinanziert werden. Diese Festlegung wurde getroffen, da dieses Instrument einerseits nah am zum Projektstart in der Realität noch verwendeten Instrument der gleitenden Marktprämie ist und zum anderen im Unterschied zu selbiger nicht die Problematik aufweist, dass Werte ex post berechnet und angepasst werden, was die

Stabilität der Konvergenz potenziell gefährden könnte. Für sonstige Erzeuger und Speicher werden hypothetische Kapazitätsprämien, also Zahlungen für die installierte Leistung, ermittelt, die zur Deckung der Vollkosten erforderlich wären. Dies wurde wiederum gewählt, da hierdurch keinerlei Dispatch-Beeinträchtigung erfolgt und die Stabilität der Kopplung nicht durch simultan variierte Förderungen beeinträchtigt wird. Es sei angemerkt, dass es sich bei dem betrachteten Fördersystem um ein hypothetisches und keine Empfehlung für eine tatsächliche Technologieförderung handelt. Die Auswahl der Förderinstrumente ist überwiegend methodisch begründet. Das Vorgehen ließe sich prinzipiell auch auf andere Förderregime übertragen, jedoch dürfte für alternative Systeme ein trägeres Konvergenzverhalten festzustellen sein. Details zur Sicherstellung der Refinanzierung in der inneren Schleife mit AMIRIS sind im Folgekapitel 3.2 beschrieben.

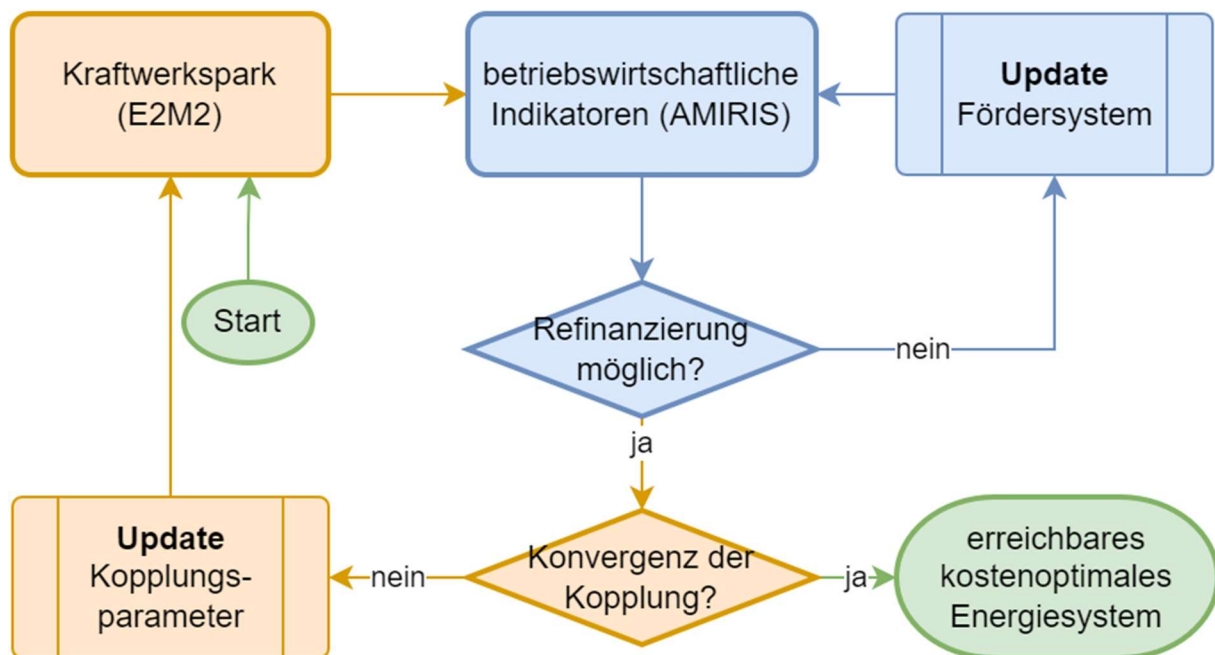


Abbildung 3-1: Bidirektionale, iterative Modellkopplung in ERAFlex II

Nach Terminierung der inneren Schleife in AMIRIS wird evaluiert, ob die äußere Schleife bereits zu einer Konvergenz der gesamten Kopplung geführt hat. Die verwendeten Konvergenzkriterien sind in Kapitel 3.6 dargelegt. Wenn Konvergenz erreicht wird, terminiert die äußere Schleife und ein erreichbares kostenoptimales Energiesystem ist gefunden. Wenn keine Konvergenz erzielt wird, werden basierend auf den Ergebnissen der letzten AMIRIS-Simulation sowie einem Abgleich mit E2M2-Ergebnissen die jeweiligen Kopplungsparameter aktualisiert. Ausführungen zu den im Projekt betrachteten Kopplungsparametern finden sich in Kapitel 3.4. Im Anschluss wird eine erneute Optimierung mit E2M2 durchgeführt und ein aktualisierter, unter den gegebenen zusätzlichen Einschränkungen kostenoptimaler Kraftwerkspark ermittelt, der wiederum an AMIRIS übergeben wird. Dieses Vorgehen wird solange wiederholt, bis die äußere Schleife terminiert und ein erreichbares kostenoptimales Energiesystem gefunden wird. Es handelt sich dabei um ein System, das den Efficiency Gap für die gegebene Kopplung

in größtmöglichem Umfang reduziert. Im Kapitel 3.5 ist dargelegt, welche Modellierungsvarianten, d. h. verschiedenartige Modellkonfigurationen, insbesondere auf Seiten von E2M2, im Projekt für die beschriebene bidirektionale, iterative Modellkopplung untersucht wurden.

Der Efficiency Gap ist für die Betrachtungen im Projekt definiert als die Differenz zwischen den in der jeweiligen Iteration von AMIRIS ermittelten Endverbraucherkosten, die sich aus der Summe von Marktpreisen und Förderkosten ergeben, sowie den normativen Systemkosten, d. h. den Kosten des kostengünstigsten Systems, die initial von E2M2 ermittelt werden.

3.2 Sicherstellen der Refinanzierung

Ein wichtiges Element der Modellkopplung besteht in der Sicherstellung der Refinanzierung der Kosten der Marktakteure. Ziel ist hierbei, eine effektive und effiziente Förderung der Marktakteure zu erreichen, sodass die Investitionen der Akteure einen Kapitalwert um null erreichen. Hierzu werden, wie oben erwähnt, für erneuerbare Erzeugungsanlagen fixe Marktprämien ausgezahlt, und andere Anlagen erhalten Kapazitätsprämien. Die fixe Marktprämie führt Opportunitätskosten für Anlagenbetreiber ein – wenn sie nicht einspeisen erhalten sie auch keine Prämie – und beeinflusst somit auch das Gebotsverhalten [29]. Daher kann die Prämie nicht vorab genau so bestimmt werden, dass die jeweiligen Anlagen exakt refinanziert sind. Daher wurden im Projekt die Marktprämien iterativ wie folgt bestimmt: Zunächst wird eine Simulation ohne Marktprämien durchgeführt und dann eine Simulation mit Marktprämien in Höhe eines beliebig gewählten Startwerts, z. B. 10 €/MWh. Nach jeder Simulation wird für alle erneuerbaren Anlagentechnologien separat die Refinanzierung analysiert. Ähnlich einem Newton-Verfahren wird dann die nächste Prämie so bestimmt, dass gemäß linearer Interpolation ein Kapitalwert von null zu erwarten wäre. Da sich die Prämien jedoch sowohl auf die Gebote der Anlagenbetreiber als auch auf das strategische Verhalten der Flexibilitätsoptionen auswirken, führt diese erste Interpolation oft nicht direkt zum gewünschten Ziel. Einzelne Anlagentypen erwirtschaften weiterhin zu wenig oder zu viel. Deshalb müssen weitere Iterationsschritte unternommen werden, bis eine Stabilisierung der Prämienzahlungen und somit eine stabile Refinanzierung aller Akteure erreicht ist.

Abweichend von einem Newton-Verfahren muss beachtet werden, dass durch gegenseitige Marktwechselwirkungen die Ergebnisse verzerrt werden. So kann es passieren, dass eine leichte Erhöhung der Prämie eines Anlagenbetreibers zu einer sogar niedrigeren Refinanzierung führt, weil gleichzeitig auch die Prämien der anderen Betreiber angepasst werden. Im nächsten Iterationsschritt würde damit bei einer einfachen Interpolation ein negativer Gradient zwischen Prämie und Refinanzierung entstehen. Solchen Verzerrungen des Prämien-Refinanzierungsgradienten wird durch eine gewichtete Mittelung über mehrere Iterationen begegnet. Negative Gradienten werden nicht zugelassen und Gradienten aus vorherigen Iterationen verlieren im Verlauf an Gewicht. Dieses Verfahren führt zu einer schnellen Konvergenz der Prämien nach etwa fünf bis zehn Iterationen. Abbildung 3-2 und Abbildung 3-3 zeigen den Verlauf der Marktprämien bzw. Refinanzierungsquoten für vier Iterationsschritte. Trotz der Überschätzung des Prämienbedarfs nach der zweiten Iteration korrigiert der hier angewandte Algorithmus die Prämien in der vierten Iteration derart, dass alle sechs Anlagentypen zu fast genau 100 % refinanziert sind.

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

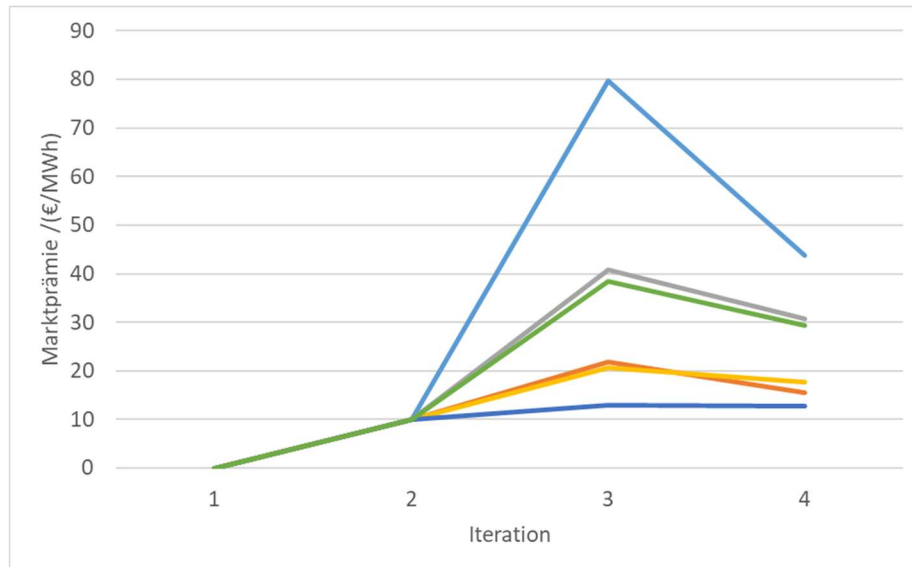


Abbildung 3-2: Marktprämien für sechs verschiedene erneuerbare Anlagen im Verlauf von vier Refinanzierungsiterationen

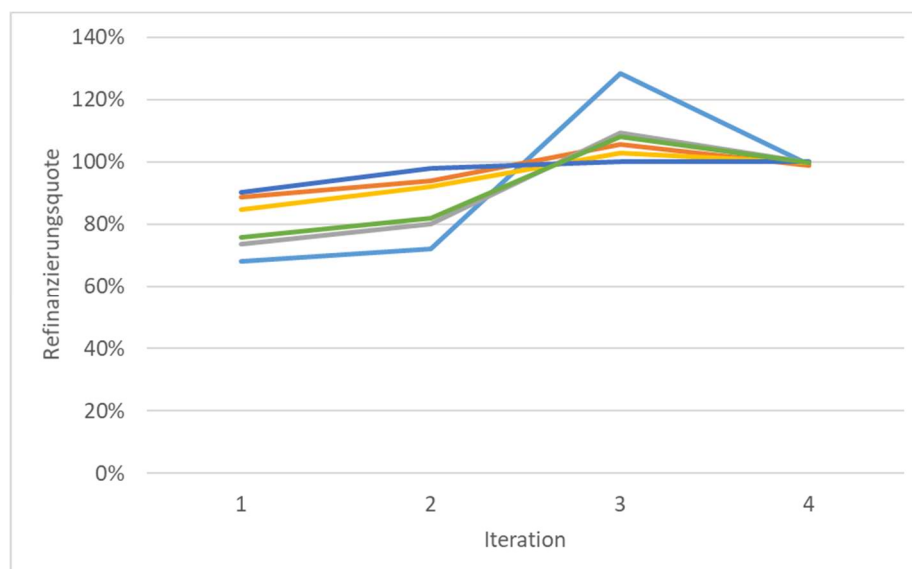


Abbildung 3-3: Refinanzierungsquote von sechs verschiedenen erneuerbaren Anlagen im Verlauf der Refinanzierungsiterationen; Bei der letzten Iteration wird eine Refinanzierung von 100 % \pm 1 % für jede Anlage erreicht.

Das im Projekt entwickelte Verfahren erlaubt es, die Genauigkeit der Anlagenrefinanzierung frei einzustellen. Mit steigender Genauigkeit nimmt allerdings auch die Anzahl der notwendigen Iterationen zu deren Erreichung zu. Zudem konnten bei extrem hohen geforderten Genauigkeiten der Anlagenrefinanzierung von unter 1 ‰ vereinzelt Konvergenzprobleme beobachtet werden. Als für alle Anwendungsfälle geeignetes Maß hat sich im Projekt daher eine Präzision von \pm 1 % herausgestellt, d. h. die Iterationen enden, wenn alle Anlagen zwischen 99 % und 101 % ihrer Kosten durch Einnahmen decken können. Um die Gefahr von Instabilität durch eine weitere Iterationsschleife zu vermeiden, wurden während der Iterationen nicht nur die Prämien erneuerbarer Anlagen angepasst, sondern gleichzeitig auch die Schätzer der

Leistungsmultiplikatoren für den Betrieb konkurrierender Speicher (siehe Kapitel 2.1.1) justiert. Dies wirkte sich nicht bedeutsam auf die Konvergenz der Prämienanpassung aus.

3.3 Modellharmonisierung und Testläufe

Eine Voraussetzung der Analysen zur Reduktion des Efficiency Gaps ist, dass ausgeschlossen werden kann, dass Modellartefakte oder nicht abgestimmte Parametrierungen die Ergebnisse beeinflussen. Im Vorgängerprojekt ERAFlex wurde zu diesem Zweck bereits eine vollständige Harmonisierung der Modelle durchgeführt. Das Ergebnis war, dass AMIRIS bei Verwendung einer systemkostenminimierenden Speicherbetriebsstrategie und ohne Betrachtung der Förderung für erneuerbare Erzeuger Ergebnisse aus E2M2 nahezu 1:1 replizieren konnte [12, pp. 51-71]. Die Differenzen in Bezug auf die Systemkosten waren im numerischen Toleranzbereich. Das Speichereinsatzverhalten von AMIRIS wich für einzelne Stunden von demjenigen in E2M2 ab. Dies ist darin begründet, dass in AMIRIS mit der dynamischen Programmierung gegenüber der geschlossenen Lösung eines (umfassenden) Optimierungsproblems in E2M2 ein anderer Lösungsalgorithmus verwendet wird. Der Agent, der den Speichereinsatz plant, war für Stunden, in denen Dispatch-Abweichungen vorlagen, agnostisch hinsichtlich des Speichereinsatzes wegen Preisgleichheit bei der jeweiligen Ein- bzw. Ausspeicherung. Insofern wurde in ERAFlex eine vollständige Harmonisierung der Modelle erreicht.

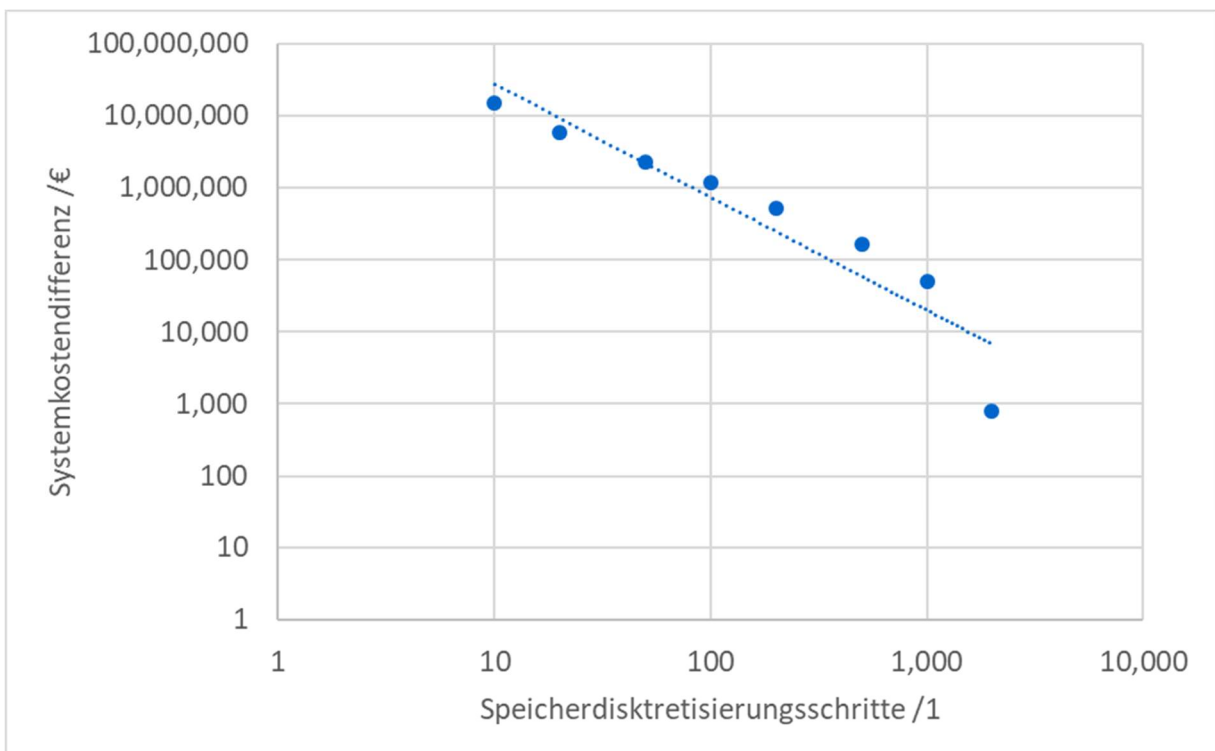


Abbildung 3-4: Systemkostendifferenz für verschiedene Speicherdiskretisierungen

Um eine ebensolche Harmonisierung auch in ERAFlex II festzustellen sowie um die technische Funktionalität der Modellkopplung zu erproben, wurden in ERAFlex II zunächst Analysen mit dem Testdatensatz aus ERAFlex [s. 12, p. 108] (Szenario mit 80 % EE-Anteil) mit den zwischenzeitlich weiterentwickelten Modellen durchgeführt. Das Ergebnis war identisch zu dem in

ERAFlex erzielten: In Bezug auf die Systemkosten lagen kleine Abweichungen vor. Abbildung 3-4 zeigt den Verlauf der Gesamtsystemkostenunterschiede bei verschiedenen Speicherdiskretisierungen in AMIRIS inklusive einer Trendlinie. Für 2.000 Speicherdiskretisierungsschritte als höchste betrachtete Auflösung lagen die Systemkostenunterschiede bei etwa 800 €. Bezogen auf etwa 12,05 Mrd. € Gesamtsystemkosten stellt dies eine Abweichung im numerischen Toleranzbereich dar.

Beim Vergleich des Speichereinsatzes zwischen E2M2 und AMIRIS zeigten sich wie im Vorgängerprojekt Verschiebungen zwischen Einzelstunden, siehe Abbildung 3-5, die wie gezeigt das Gesamtsystemkostenergebnis nicht signifikant beeinflussen. Dies gilt allerdings nur, wenn in AMIRIS eine systemkostenminimierende Speichereinsatzstrategie gewählt wird. Wird eine profitmaximierende Strategie in AMIRIS gewählt, treten erhebliche zusätzliche Einsatzabweichungen des Speichers auf, die auch die Systemkosten relevant beeinflussen können.

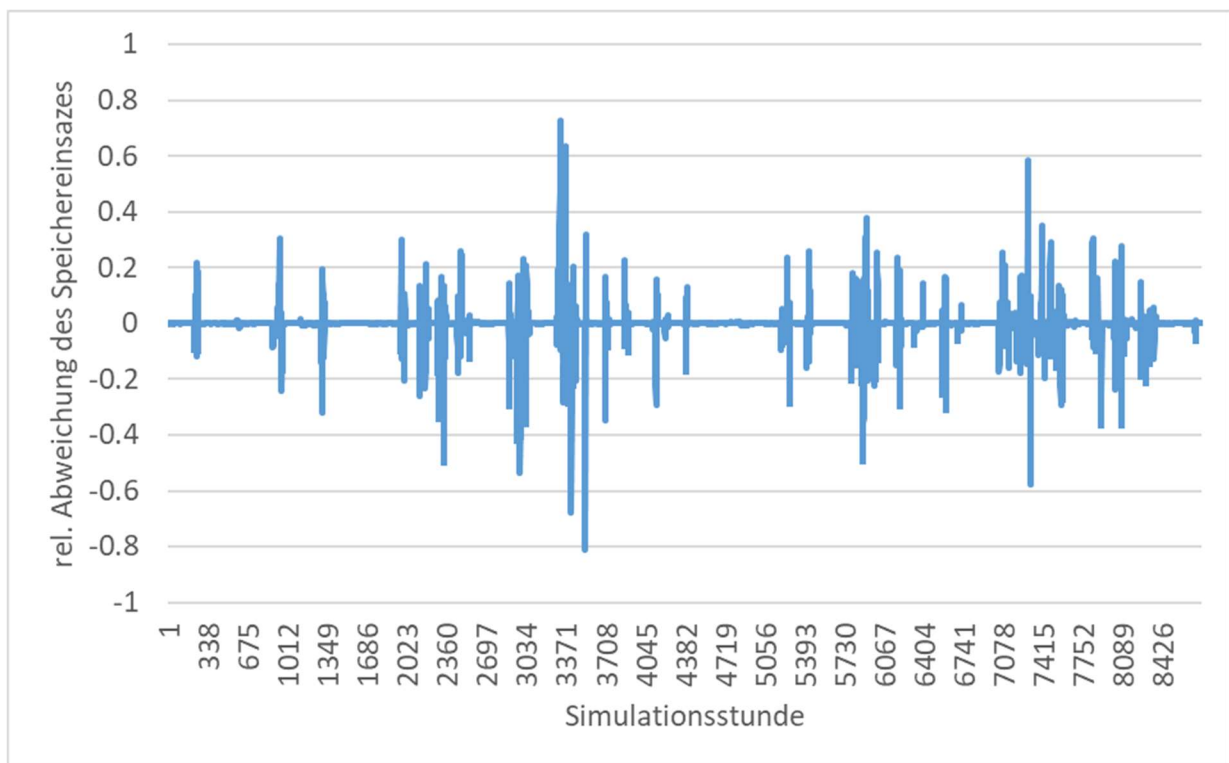


Abbildung 3-5: Relative Abweichungen des Speichereinsatzes in AMIRIS und E2M2 im Simulationsjahr bei 2000 Speicherdiskretisierungsschritten

3.4 Kopplungsparameter

Für die bidirektionale Kopplung wurden verschiedene Kopplungsstrategien getestet, also unterschiedliche Parameter zwischen den Modellen übergeben, um deren Konvergenzverhalten untersuchen zu können. Diese Strategien werden im Folgenden näher beschrieben.

Fehlende Peak-Leistung

Die erste getestete Möglichkeit zur Modellkopplung war die Übergabe der fehlenden Peak-Leistung zwischen den Modellen. In AMIRIS wird der Speicher mit einer profitmaximierenden

Strategie betrieben unter nicht vollständiger Information. Eine Konsequenz daraus für die Kopplung ist, dass der Kraftwerkspark, der in E2M2 unter perfekter Voraussicht dimensioniert wurde, in AMIRIS in einigen Stunden nicht ausreichend ist, um die Last zu decken. Dies tritt vor allem in Stunden sehr hoher Last (peak) auf. Diese fehlende Peak-Leistung für die Stunde mit dem größten Leistungsdefizit wird in dieser Variante der Kopplung an E2M2 übergeben. In E2M2 wird der Kraftwerkspark in der nächsten Iteration dann so dimensioniert, dass er die Last plus die fehlende Peak-Kapazität aus AMIRIS der vorhergehenden Iteration decken kann. Um diese Art der Kopplung abzubilden wurde Gleichung (13) in E2M2 integriert.

$$\sum_{tec} (InstCap_{tech,i+1} \cdot f_{tech}) \geq \sum_{tech} (InstCap_{tech,i} \cdot f_{tech}) + MissCap_i^A - ExcCap_i^A \quad (13)$$

wobei *tech* und *i* jeweils die Indizes für Technologien und Iterationen darstellen. *InstCap* bezieht sich auf die installierte Leistung und *MissCap*^A beschreibt die fehlende Peak-Leistung aus AMIRIS. Im Laufe der Iterationen kann es vorkommen, dass in E2M2 Kapazitäten zugebaut werden, die in AMIRIS nicht (mehr) genutzt werden. Diese Leistung ist mit *ExcCap*^A beschrieben. Der Kapazitätsfaktor *f* repräsentiert den möglichen Beitrag, den eine Technologie zur Lastdeckung in kritischen Stunden liefern kann. Für thermische Kraftwerke wird angenommen, dass diese mit ihrer vollen Leistung beitragen können. Da die fehlende Peak-Leistung in AMIRIS durch das nicht-systemkostenoptimale Verhalten der Speicher verursacht wird, wird außerdem angenommen, dass Speicher nicht zur Deckung dieser Lastspitzen beitragen können (*f_{sto}* = 0). Für fEE wird der Kapazitätsfaktor sehr gering angesetzt, da deren Verfügbarkeit während kritischer Stunden als sehr gering angenommen wird (0,02 für PV, 0,04 für Wind onshore und 0,08 für Wind offshore).

Speicherverfügbarkeit

Die zweite Variante zur Modellkopplung erfolgt über den stündlichen Dispatch der Speicher. Da der Speicherdispatch die Hauptursache der Abweichungen zwischen den Modellen ist, wird der Einsatz der Speicher in E2M2 so festgeschrieben, dass er genau dem Einsatz der Speicher in AMIRIS entspricht. Wie in Gleichungen (14) und (15) beschreiben, wird dafür die stündliche Verfügbarkeit für das Laden und Entladen der Speicher entsprechend des Einsatzes in AMIRIS aus der vorangegangenen Iteration exogen vorgegeben.

$$Input_{sto,i+1}^E = MaxInput_{sto,i+1} \cdot AvailInput_{sto,t,i}^A \quad (14)$$

$$Output_{sto,i+1}^E = MaxOutput_{sto,i+1} \cdot AvailOutput_{sto,t,i}^A \quad (15)$$

wobei *sto*, *t* und *i* jeweils die Indizes für Speichereinheiten, Zeitschritte und Iterationen darstellen. *Input*^E und *Output*^E repräsentieren die Ein- und Ausspeicherung in E2M2. *MaxInput* und *MaxOutput* sind in E2M2 Optimierungsgrößen und beziehen sich auf die maximale Ein- und Ausspeicherleistung der Speichereinheiten. *AvailInput*^A und *AvailOutput*^A beschreiben die in AMIRIS berechnete Speicherverfügbarkeit.

Fehlende Erzeugungsmengen

Eine dritte Art der Kopplung erfolgte über die Stromnachfrage. Dabei wird eine stündliche Zeitreihe der in AMIRIS ungedeckten (bzw. durch sehr teure Back-up Kraftwerke gedeckten) Stromnachfrage an E2M2 übergeben. Diese Zeitreihe wird zur Stromnachfrage der vorherigen Iteration addiert. Durch welche Technologie die zusätzliche Last gedeckt wird, wird kostenoptimal innerhalb der Optimierung festgelegt. Diese Art der Kopplung ist der Kopplung über die fehlende Peak-Leistung sehr ähnlich, nur dass in diesem Fall über die fehlende Energiemenge mit der Information der zeitlichen Auflösung gekoppelt wird statt über die fehlende Leistung.

3.5 Modellierungsvarianten

Techno-ökonomische Restriktionen im Energiesystem können auf unterschiedliche Art abgebildet werden. Innerhalb der Projektlaufzeit wurden in beiden Modellen verschiedene Varianten einiger Restriktionen und deren Auswirkung auf die Modellkopplung untersucht.

Im Optimierungsmodell E2M2 kann eine Restriktion in Bezug auf die CO₂-Emissionen zum Beispiel als CO₂-Obergrenze abgebildet werden (d. h. die Menge der Emissionen wird begrenzt) oder Emissionen werden mit einem CO₂-Preis belegt und damit eine Reduktion über Kosteneinsparungen angeregt. Auch für den Zubau von einzelnen Technologien (z. B. von erneuerbaren Energien) können Restriktionen eingeführt werden. Dem Modell können ein Mindestzubau oder eine mindestens installierte Leistung in GW vorgegeben werden. Das Zielsystem wird in diesem Fall immer mindestens so viel Kapazität der entsprechenden Technologie enthalten, auch wenn es nicht dem Kostenoptimum entspricht. Eine andere Möglichkeit ist die Vorgabe eines Mindestanteils für die Stromproduktion einer bestimmten Technologie am gesamten Stromverbrauch.

Im Rahmen der Modellkopplung mit AMIRIS wurden in E2M2 die Varianten fixer exogen vorgegebener CO₂-Preis bzw. CO₂-Obergrenze getestet. Ferner wurden Rechnungen mit bzw. ohne einen Mindestanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch durchgeführt. Da AMIRIS aufgrund der Simulationsmethodik feste (jährliche) Grenzen aber nicht einhalten kann, konnte auch nach über 100 Iterationen keine Konvergenz in Bezug auf die durch jeweiligen Parameter erreicht werden. Dies wird in Abbildung 3-6 deutlich, wo jeweils die in E2M2 vorgegebene CO₂-Grenzen und der EE-Anteil im Vergleich zu den Emissionen bzw. EE-Anteil in AMIRIS über die betrachteten Iterationen dargestellt sind.

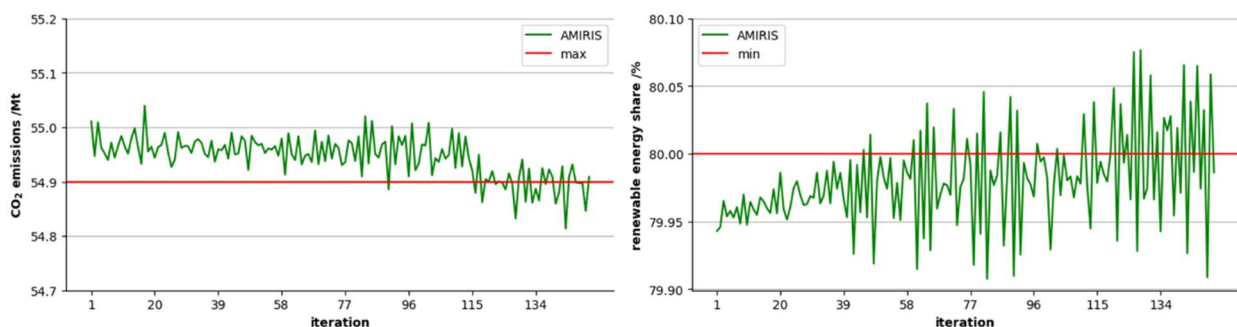


Abbildung 3-6: Vergleich CO₂-Grenzen und EE-Anteil mit Emissionen und EE-Erzeugung in AMIRIS

Auf Basis dieser Analyse konnte festgestellt werden, dass sich jährliche Unter- und Obergrenzen nicht für die Kopplung eines linearen Optimierungsmodells und eines agentenbasierten Simulationsmodells eignen. In allen weiteren Modellkopplungsrechnungen (greenfield und brownfield) wurde daher mit einem CO₂-Preis und ohne die Vorgabe eines EE-Mindestanteils gerechnet.

In AMIRIS kamen die in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Speicherstrategien „Multi Agent Median“ (MAM) und „Multi Agent Feedback“ (MAF) zum Einsatz. Dabei stellte sich heraus, dass nicht jede Strategie für jede Kopplung geeignet ist. Bei der Kopplung mittels der Übertragung der Speicherverfügbarkeit wird eine leistungsstarke Speicherstrategie benötigt – die MAM-Strategie hat sich für dieser Kopplung wegen ihrer schlechten Leistung als ungeeignet erwiesen: E2M2 hat nach wenigen Iterationen gar keine Speicher mehr installiert, da ein Einsatz gemäß MAM-Strategie als unnützlich bewertet wurde. Im Gegenzug konnte die MAF-Strategie nicht mit der Kopplungsmethode der fehlenden Peak-Leistung kombiniert werden: Durch die Ausübung von Marktmacht bei der MAF-Strategie traten stets Stunden mit fehlender Peak-Leistung auf, denn diese bieten mehr Gewinn für den Speicher, und Konvergenz wurde verhindert. Für Analysen mit mehreren Speichern wurde daher stets die MAF-Strategie mit der Modellkopplung über den Speichereinsatz kombiniert.

3.6 Konvergenzparameter

Wie in Kapitel 3.1 dargelegt, war der Anspruch der Analysen in ERAFlex II die Identifikation eines erreichbaren kostenoptimalen Systems, in dem der Efficiency Gap möglichst vollständig geschlossen ist. Das erreichbare System ist wiederum wesentlich durch die installierten Kapazitäten charakterisiert. Daher wurde eine Konvergenz für den Fall einer Stabilisierung des Kraftwerksparks betrachtet. Ergänzend wurde eine Stabilisierung des Efficiency Gaps selbst als weiteres Konvergenzkriterium betrachtet.

In beiden Fällen wurden Änderungen unterhalb eines Schwellenwerts bezogen auf die Ergebnisse der ersten Iteration für zwei aufeinanderfolgende Iterationen (i) als Konvergenz aufgefasst. Für Greenfield-Betrachtungen erwies sich hierbei eine strikte Schwelle von 0,01 % als praktikables Maß. Beim Kriterium des Kraftwerksparks wurde auf die Änderung der installierten Kapazitäten ($InstCap$) gegenüber der ersten Iteration abgestellt, wie in Gleichung (16) angegeben.

$$\sum_{\forall tech} |InstCap_{tech,i+2} - InstCap_{tech,i+1}| \leq 0,0001 \cdot \sum_{\forall tech} InstCap_{tech,i=1}$$

und

$$\sum_{\forall tech} |InstCap_{tech,i+1} - InstCap_{tech,i}| \leq 0,0001 \cdot \sum_{\forall tech} InstCap_{tech,i=1}$$
(16)

wobei $tech$ einen Technologieindex darstellt.

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

Da Optimierungsprobleme flache Optima aufweisen können, d. h. eine Vielzahl von Lösungen mit ähnlich hohen Systemkosten vorliegen können [51, 52], können auch bei einer Stabilisierung des Efficiency Gaps, d. h. annähernder Kostengleichheit der Systementwürfe, Unterschiede in der gewählten Lösung, d. h. dem Kapazitätsmix, vorliegen. Dies könnte zu einem Alternieren zwischen zwei ähnlich effizienten Systemkonfigurationen führen, sodass keine Konvergenz gegeben wäre, obwohl effiziente Systementwürfe identifiziert wurden. Daher wurde ergänzend auf das Kriterium der Stabilisierung des Efficiency Gaps abgestellt. Das entsprechende Konvergenzkriterium ist in Gleichung (17) dargelegt.

$$\begin{aligned} & |EfficiencyGap_{i+2} - EfficiencyGap_{i+1}| \leq 0,0001 \cdot EfficiencyGap_{i=1} \\ \text{und} & \\ & |EfficiencyGap_{i+1} - EfficiencyGap_i| \leq 0,0001 \cdot EfficiencyGap_{i=1} \end{aligned} \quad (17)$$

Hierbei ist der *EfficiencyGap*, wie in Kapitel 3.1 beschrieben als Kostendifferenz zwischen den Kosten des normativen Systems aus der ersten Iteration in E2M2 ($SystemCosts_{i=1}^E$) und den Endverbraucherkosten der jeweiligen Iteration in AMIRIS ($UserCost_i^A$) beschreiben (Gleichung (18)). Hierbei beschreiben die Endverbraucherkosten in AMIRIS die gesamten Zahlungen der Stromkunden, bestehend aus den Elektrizitätspreisen zuzüglich eventueller Prämien- bzw. Förderzahlungen. Die Systemkosten enthalten annuisierte Investitionsausgaben, fixe und variable Wartungskosten, Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten.

$$EfficiencyGap_i = UserCost_i^A - SystemCosts_{i=1}^E \quad (18)$$

4. Ergebnisse: Greenfield (DLR, IER)

Unter Anwendung der im vorherigen Kapitel dargestellten Methoden wurden zunächst Ergebnisse für Greenfield-Rechnungen generiert. Die zugehörigen Ergebnisse werden in diesem Kapitel dargelegt und diskutiert. Die Ergebnisse werden nach den verwendeten Kopplungsparametern differenziert. Es wird auf das Konvergenzverhalten in Bezug auf die Kostenentwicklung und Schließung des Efficiency Gaps eingegangen. Neben den Betrachtungen für den Fall eines einzelnen Speichers im System werden auch Analysen für mehrere konkurrierende Speicher durchgeführt.

4.1 Kopplung mittels fehlender Peak-Leistung

Bei der Verwendung der fehlenden Peak-Leistung (Missing Capacity) als Kopplungsparameter zwischen AMIRIS und E2M2 zeigt die Abbildung 4-1 die Entwicklung der Systemkosten in E2M2 sowie der Endverbraucherkosten in AMIRIS über etwa 40 Iterationen. Der Efficiency Gap bleibt bereits ab der zweiten Iteration stabil.

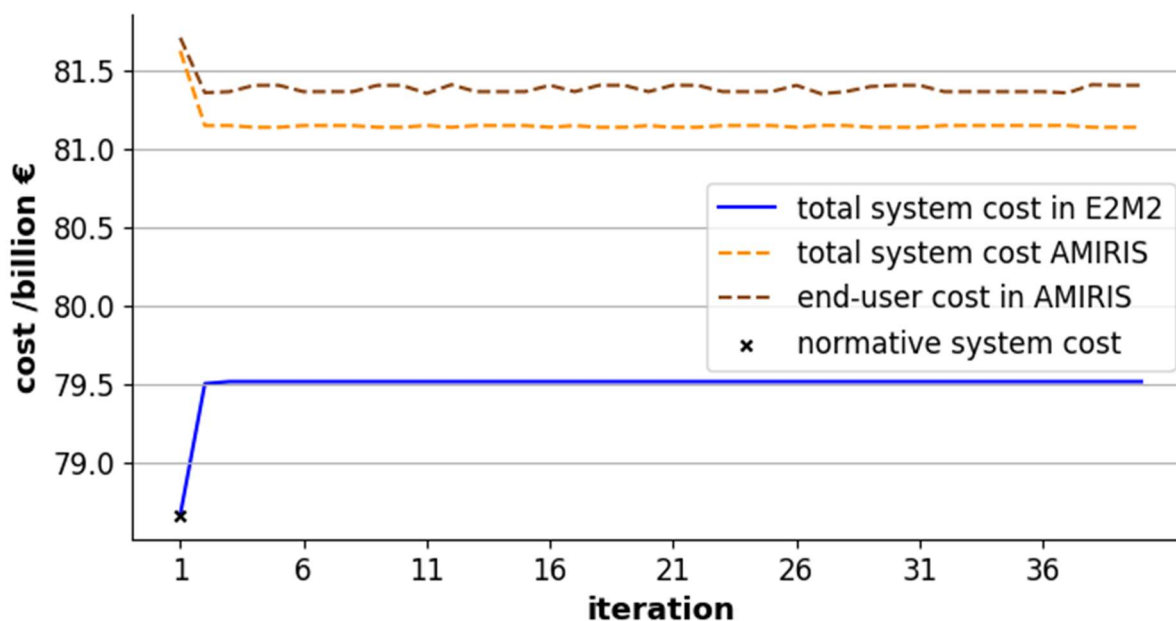


Abbildung 4-1: Kosten in E2M2 und AMIRIS bei der Kopplung über fehlende Kapazitäten

Diese Kopplungsart führt zu einer leichten Senkung der Endverbraucherkosten gegenüber der Anfangskonfiguration bei der ersten Iteration. Im Gegensatz dazu steigen die Systemkosten in E2M2 um ca. 1 % an.

Der profitmaximierende und somit nicht systemkostenminimale Einsatz der Speicher in AMIRIS führt dazu, dass die installierte Leistung vor allem in den Peak-Stunden zur Deckung der Stromnachfrage nicht ausreicht. Die fehlende Peak-Leistung wird an E2M2 übergeben und bildet eine weitere Nebenbedingung (siehe Gleichung (13) in Kapitel 3.4). Im betrachteten Beispielfall beträgt die fehlende Peak-Leistung 21,5 GW. Die dafür notwendigen zusätzlichen Investitionen führen zu den bereits erwähnten steigenden Systemkosten in E2M2.

Wie aus Abbildung 4-2 ersichtlich ist, investiert E2M2 ab der zweiten Iteration vermehrt in Gasturbinen (Gas GT) und Gaskombikraftwerke (Gas CC), da diese annahmegemäß einen Kapazitätsfaktor $f=1$ besitzen und somit zu gesicherter Deckung der Stromnachfrage beitragen. Investitionen in Photovoltaik und Speicher werden reduziert, da diese nur Kapazitätsfaktoren von 0 bzw. 0,02 aufweisen. Für die Wahl der Kapazitätsfaktoren sei auf Kapitel 3.4 verwiesen.

Der Kraftwerkspark konvergiert zu einem stabilen System, das Konvergenzkriterium des Efficiency Gaps ist jedoch nicht erfüllt, da sich die Endverbraucherkosten von AMIRIS und die Systemkosten von E2M2 um 1,8 Mrd. € unterscheiden.

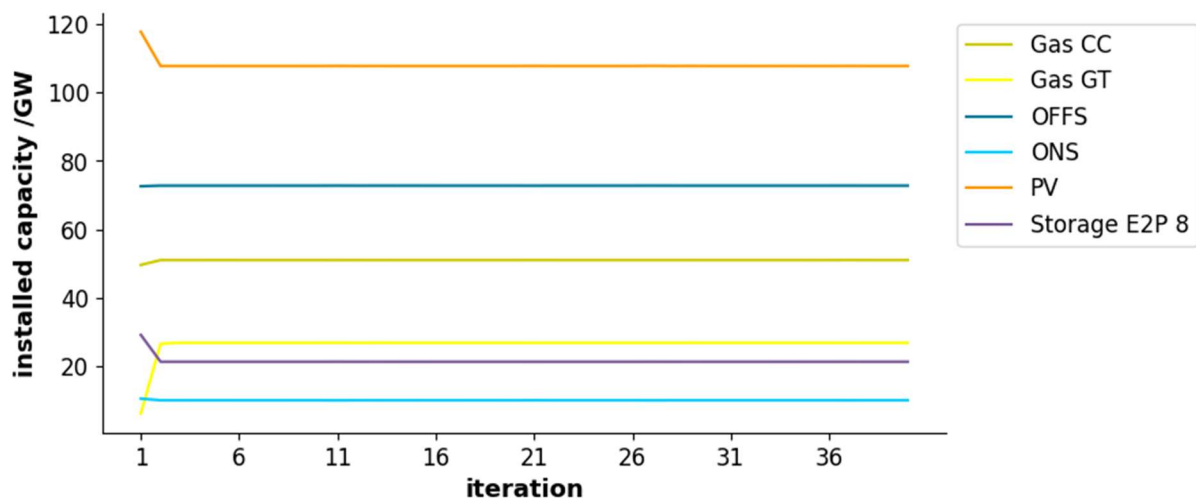


Abbildung 4-2: Entwicklung der installierten Leistung bei der Kopplung über fehlende Peak-Leistung

4.2 Kopplung mittels stündlicher Stromnachfrage

Bei einer Kopplung über die stündliche Stromnachfrage wird die in AMIRIS in einzelnen Zeitpunkten fehlende Kapazitäten dem Nachfrageprofil in E2M2 für die entsprechenden Stunden in der nächsten Iteration hinzuaddiert (s. Kapitel 3.4). Das Profil und die Höhe der Nachfrage in AMIRIS bleibt gleich, jedoch steigt die seitens E2M2 gewählte installierte Leistung. Der profitmaximierende Speicherbetreiber in AMIRIS antizipiert nun wiederum dieses neue Kapazitätsniveau, sodass durch die neue Speicherbewirtschaftung die Stromnachfrage nun zu anderen Zeitpunkten nicht gedeckt werden kann.

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

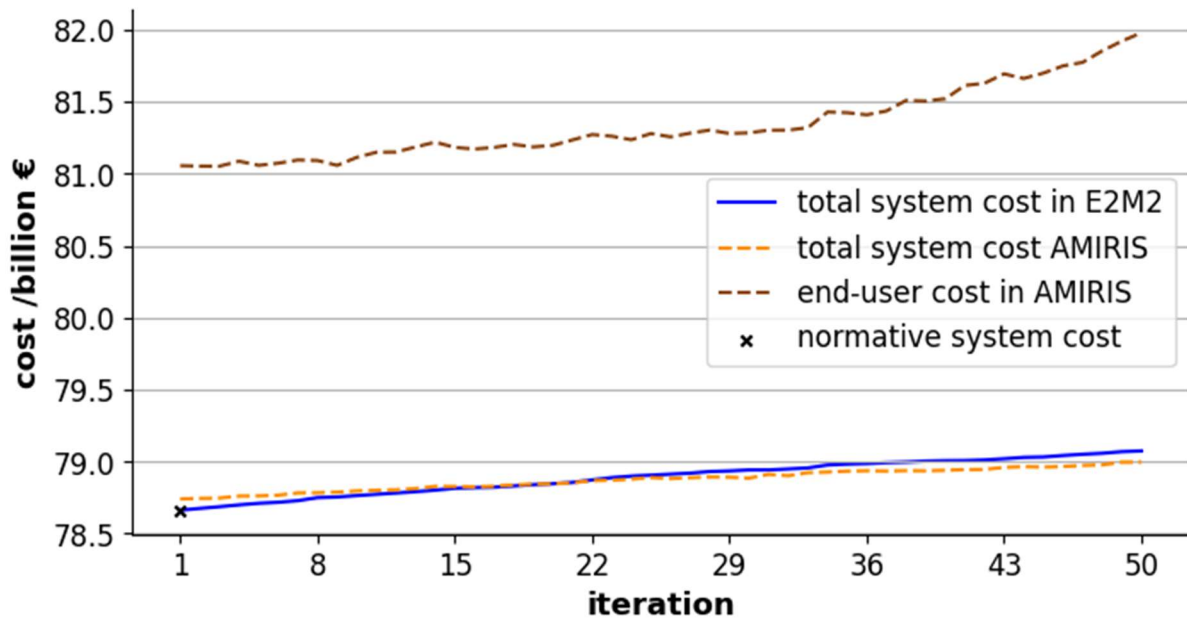


Abbildung 4-3: Systemkosten in E2M2 und Endverbraucherkosten in AMIRIS bei einer Kopplung der stündlichen Stromnachfrage

Die zu diesen anderen Zeitpunkten fehlenden Kapazitäten werden wieder der Nachfrage der entsprechenden Zeitpunkte hinzugefügt. Somit schaukeln sich das System und die installierten Kapazitäten hoch. Es kommt über mehrere Stunden hinweg zu einer höheren Nachfrage, die anfangs durch steigende Investitionen in Gasturbinen und im weiteren Verlauf durch erhöhte Speicherinvestitionen gedeckt wird (Abbildung 4-4).

Die zusätzlichen Investitionen führen sowohl zu steigenden Systemkosten als auch zu höheren Endverbraucherkosten. Der unterschiedliche Kraftwerkseinsatz durch den höheren Anteil an Speichern bewirkt sogar ein Auseinanderdriften der Kosten in beiden Modellen. Durch diese Kopplungsmethode kann somit keine Konvergenz erreicht werden.

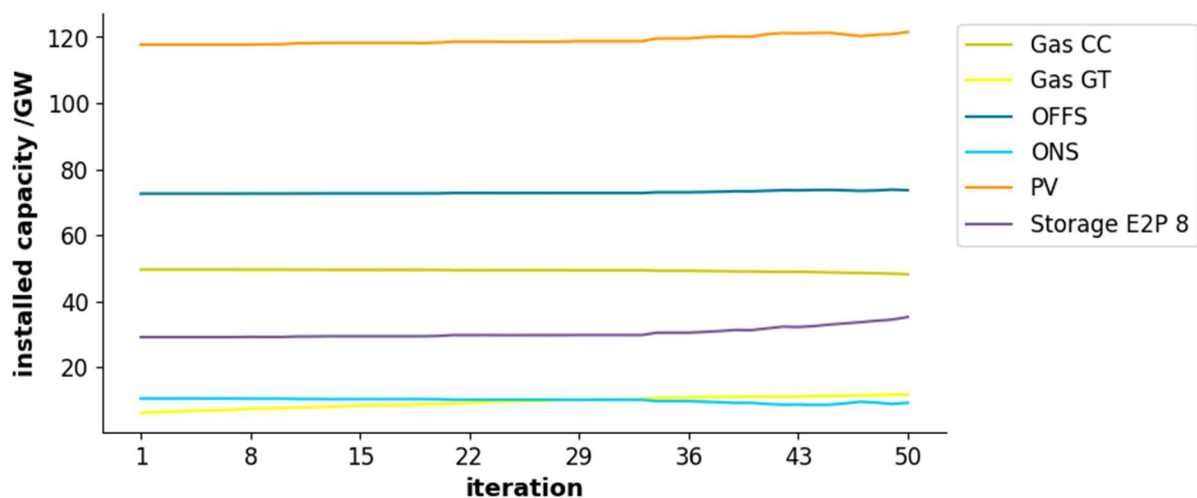


Abbildung 4-4: Entwicklung der installierten Leistung bei der Kopplung der stündlichen Stromnachfrage

4.3 Kopplung mittels Speicherverfügbarkeiten

Der wesentliche Unterschied zwischen den Ergebnissen in AMIRIS und E2M2 liegt im unterschiedlichen Verhalten der Speicher in den beiden Modellen begründet. Die nach Maximierung der Profite strebenden Speicher zeigen in AMIRIS ein wesentlich anderes Einsatzverhalten als das der systemkostenminimierenden Speicher in E2M2. Für eine verbesserte Auslegung des Energiesystems benötigt E2M2 somit die Informationen des Speichereinsatzes in AMIRIS. Daher wurde ein neuer Kopplungsparameter eingeführt, der das Einsatzverhalten der Speicher in AMIRIS in E2M2 in Form von Verfügbarkeiten berücksichtigt (s. Kapitel 3.4). Zuerst erfolgte die Kopplung mit nur einer Speicherklasse, in einem zweiten Schritt wurde die Kopplung auf mehrere Speicherklassen erweitert.

4.3.1 Kopplung mit nur einer Speicherklasse

Für die Kopplung mit Speicherverfügbarkeiten wird eine Speicherklasse mit einem E2P-Verhältnis von 8 h verwendet. In Abbildung 4-5 sind die Systemkosten in beiden Modellen sowie die Endverbraucherkosten in AMIRIS dargestellt. Das Verhalten der Speichereinheit aus AMIRIS wird nach E2M2 übernommen (s. Kapitel 3.4), sodass der Kraftwerkseinsatz und die Systemkosten in beiden Modellen sehr ähnlich sind.

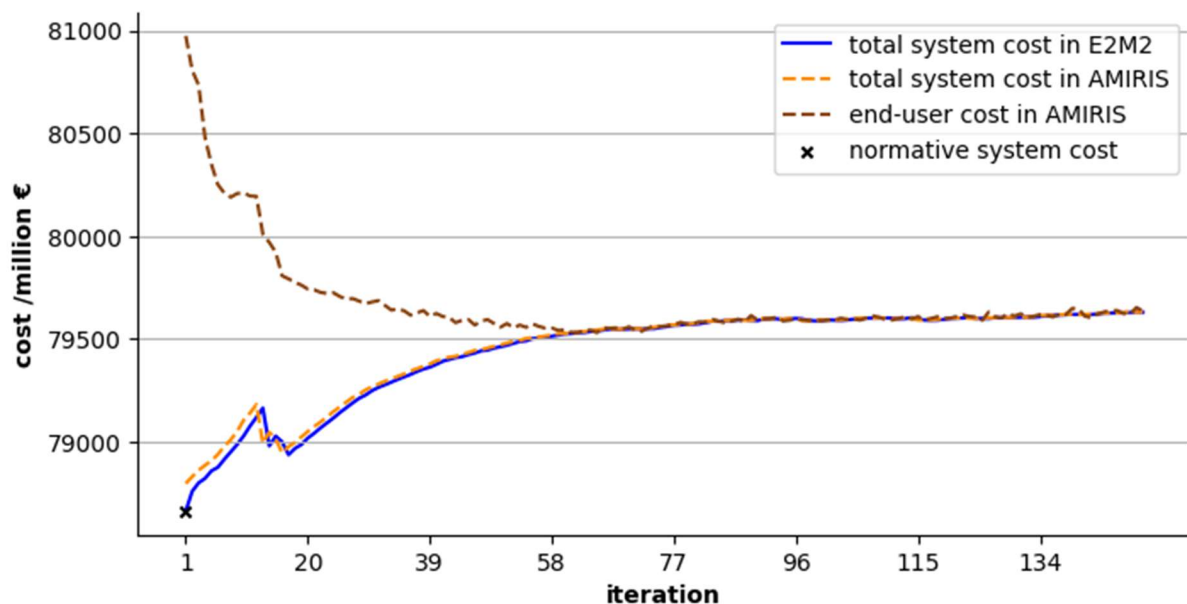


Abbildung 4-5: Kosten in E2M2 und AMIRIS bei der Kopplung der Speicherverfügbarkeiten einer Speicherklasse

Die Konvergenz ist auf die Integration des nicht systemkostenminimalen Speichereinsatzes bei AMIRIS in E2M2 zurückzuführen. Dadurch ändern sich die Investitionsentscheidungen des Systems in E2M2, da nun die Nebenbedingung des fixierten Speichereinsatzprofils bei der Optimierung der Investitionen berücksichtigt werden muss. Durch den profitmaximierenden Speichereinsatz steigen die Systemkosten in E2M2 und AMIRIS.

Die Endverbraucherkosten in AMIRIS sinken mit steigenden Iterationszahlen, bis sie schließlich ab ca. 50 Iterationen mit den Systemkosten übereinstimmen, wodurch eine Überfinanzierung

von Marktteilnehmern vermieden wird. Eine weitergehende detaillierte Analyse der Refinanzierungssituation offenbart, dass nach der 50. Iteration die Refinanzierungssituation von Speichern zunehmend schlechter ausfällt und eine Kapazitätsprämie an selbige gezahlt wird [3].

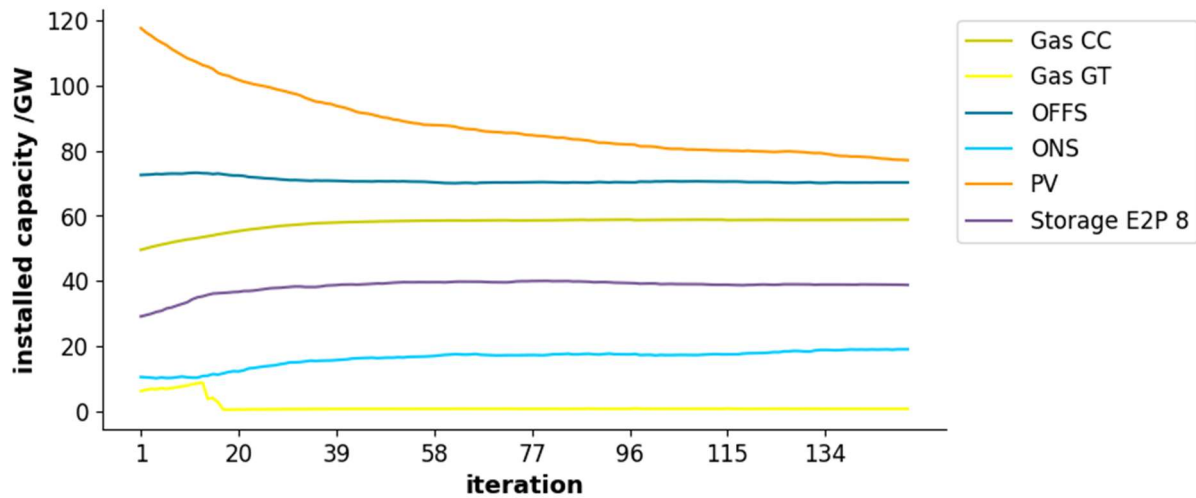


Abbildung 4-6: Entwicklung der installierten Leistung bei der Kopplung der Speicherverfügbarkeiten einer Speicherklasse

Die Integration des profitmaximierenden Speichereinsatzes aus AMIRIS in E2M2 führt zu einer anhaltenden Änderung der in E2M2 berechneten Investitionsentscheidungen (siehe Abbildung 4-6). Es fällt auf, dass nach 20 Iterationen keine Investitionen mehr in Gasturbinen erfolgen. Dies erklärt den deutlichen Rückgang der Systemkosten zu diesem Zeitpunkt. Die von den Gasturbinen bereitgestellte Flexibilität wird von den Speichern übernommen, in die vermehrt investiert wird. Die Ausspeicherleistung der Speicher steigt von 29,1 GW auf 38,8 GW, was einem Anstieg von etwa 33 % entspricht. Durch das in AMIRIS veränderte Profil des Speichereinsatzes verringert sich die Kosteneffizienz der Photovoltaikanlagen, sodass deren Investitionen reduziert werden. Relativ dazu steigt hingegen die Kosteneffizienz von Wind-Onshore-Anlagen, sodass diese vermehrt ausgebaut werden.

4.3.2 Kopplung mit unterschiedlichen Speicherklassen

Die zur Kopplung verwendeten Speicherklassen unterscheiden sich durch verschiedene Werte der E2P-Verhältnisse. Konkret wurden die Werte 2, 12, 24 und 48 Stunden für die E2P-Verhältnisse gewählt. In Abbildung 4-7 sind die Systemkosten der beiden Modelle und die Endverbraucherkosten in AMIRIS bei der Kopplung mit unterschiedlichen Speicherklassen dargestellt. Wie bei den Modellrechnungen mit nur einer Speicherklasse sind der Kraftwerkseinsatz und die Systemkosten in beiden Modellen sehr ähnlich. Im Gegensatz dazu sinken hier aber die Endverbraucherkosten anfangs sehr stark ab. Eine Konvergenz der Kosten liegt aber erst ab etwa 40 Iterationen vor.

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

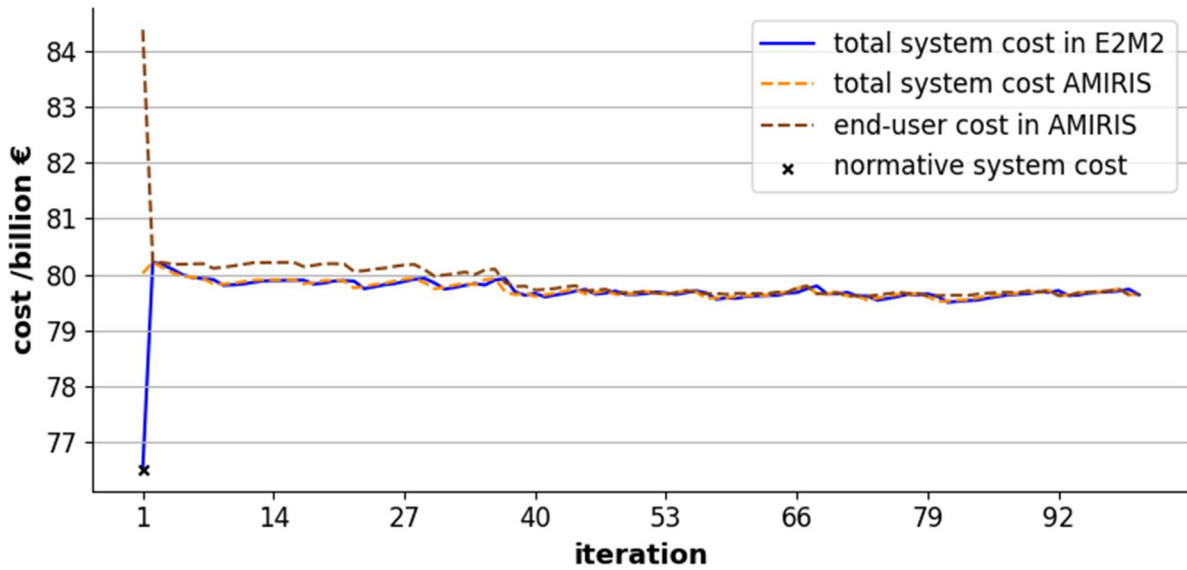


Abbildung 4-7: Kosten in E2M2 und AMIRIS bei der Kopplung der Speicherverfügbarkeiten unterschiedlicher Speicherklassen

Wie aus Abbildung 4-8 ersichtlich, investiert E2M2 in der ersten Iteration in alle vier verfügbaren Speichertypen, sodass die Systemkosten sehr niedrig sind. In der zweiten Iteration bewirken die von AMIRIS übernommenen Speicherverfügbarkeiten, dass nur noch in den Speicher mit dem E2P- Verhältnis von 2 h investiert wird. Die anderen Speicherinvestitionsoptionen werden dann nicht mehr realisiert.

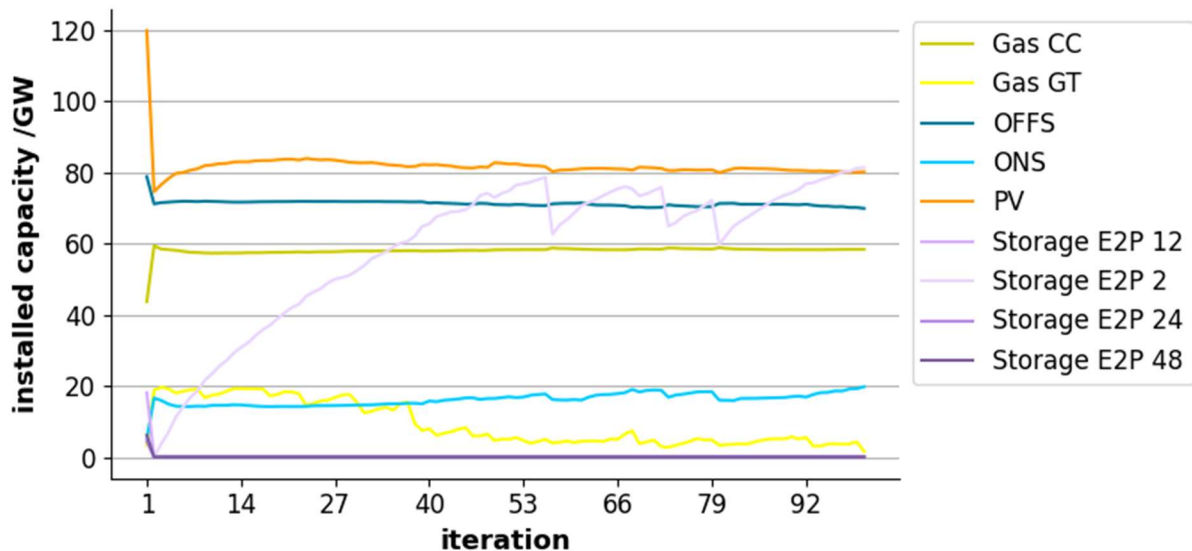


Abbildung 4-8: Entwicklung der installierten Leistung bei der Kopplung der Speicherverfügbarkeit unterschiedlicher Speicherklassen

Durch die effektiv nur mit einer Speicherklasse arbeitende Kopplung ergeben sich strukturell vergleichbare Ergebnisse wie bei der Kopplung mit nur einer Speicherklasse, wobei die dort verwendete E2P-Verhältnis mit 8 h deutlich länger war als hier mit 2 h. Der damit einherge-

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

hendere geringere Abweichungsspielraum ist der Grund für die in diesem Fall deutlich schnellere Konvergenz der Systemkosten, da ein Speicher mit einem E2P-Verhältnis von 2 h nur wenig Spielraum für die Ausübung von Marktmacht zulässt.

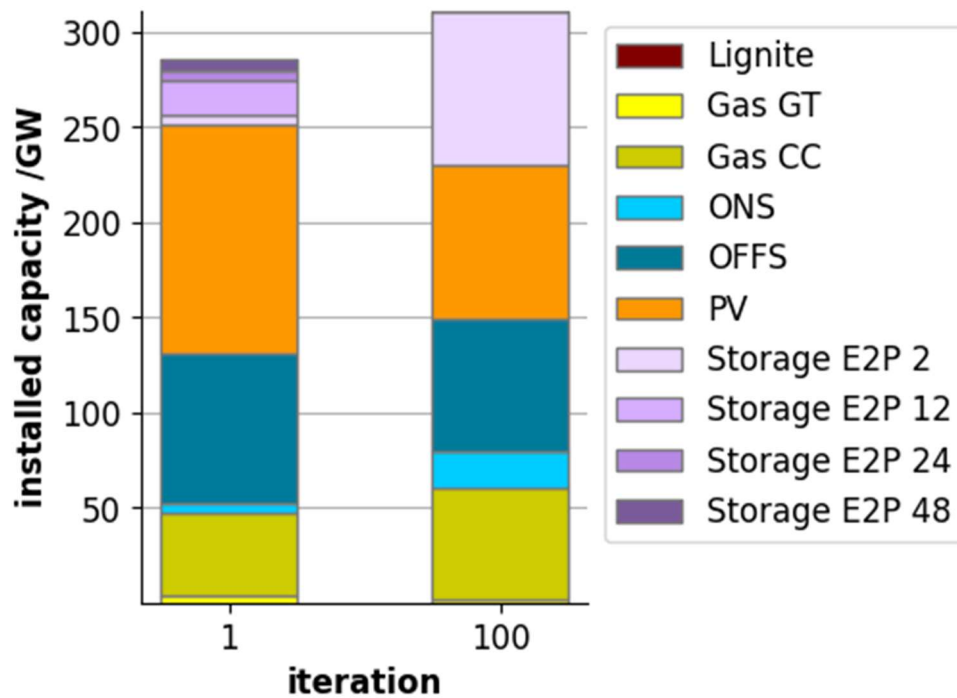


Abbildung 4-9: Vergleich der installierten Leistung bei der Kopplung der Speicherverfügbarkeit unterschiedlicher Speicherklassen zu Beginn und nach 100 Iterationen

Nach 100 Iterationen ist die gesamte installierte Leistung von 285 GW auf 311 GW gestiegen, wobei der Speicher und Photovoltaik mit jeweils ca. 80 GW die größten Anteile darstellen (siehe Abbildung 4-9).

5. Ergebnisse: Brownfield (DLR, IER)

Nach Anwendung der Methoden aus Kapitel 3 auf Greenfield-Testrechnungen im Kapitel 4 wurden diese auch auf Brownfield-Rechnungen für ein umfangreicheres Szenario angewendet. In diesem Kapitel wird zunächst auf die Datengrundlage und Parametrierung eingegangen, bevor die Ergebnisse für die verschiedenen Simulationsjahre und Betrachtungsfälle dargestellt und diskutiert werden.

5.1 Parametrierung

Für die Parametrierung der Szenariorechnungen wurde das Szenario TN45-Strom* der Langfristszenarien im Auftrag des BMWK herangezogen [53]. Hierbei wurde auf die Stützjahre 2030 und 2040 abgestellt. Im Einzelnen wurden die Kapazitätsentwicklung für das Szenario TN45-Strom* extrahiert sowie die Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungspfade, die in den Szenarien hinterlegt sind. Diese sind in Tabelle 5-1 dargestellt.

Tabelle 5-1: Brennstoffpreise in €₂₀₁₈/MWh sowie CO₂-Preis in €₂₀₁₈/t CO₂

Jahr	Erdgas	Öl	Wasserstoff	Steinkohle	Braunkohle	CO ₂ (ETS)
2020	9,61	20,17	115,00	7,53	4,32	20
2030	22,59	27,55	72,00	13,55	4,32	150
2040	12,83	26,92	69,00	6,86	4,32	300

Datenquelle: [53]

Für die Parametrierung erneuerbarer Erzeuger wurden die spezifischen Investitionsausgaben sowie variablen Kosten für Anlagen im Bestand sowie neue Anlagen benötigt. Zur Ermittlung der Werte im Bestand wurde der historische Zubau der letzten 15 Jahre betrachtet, wobei für in der Zukunft liegende Jahre die Annahme getroffen wurde, dass der Anlagenzubau den Zubaupfad des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2023 [54] folgt. Je Zubaujahr wurden spezifische Investitionsausgaben und Betriebskosten aus den Stromgestehungskostenanalysen des Fraunhofer ISE [55] übernommen und zugewiesen. Zukünftige Betriebskosten wurden konstant gehalten. Für zukünftige Investitionsausgaben wurden Annahmen zu Degressionsfaktoren getroffen, um die erwartbare Kostenentwicklung zu approximieren. Gewählt wurden 1 % p.a. Kostendegression für Wind onshore, 2 % p.a. für Wind Offshore und 1,5 % p.a. für PV. Sofern in den Stromgestehungskostenanalysen des Fraunhofer ISE fixe Kostenwerte angegeben waren, wurden diese mittels Annahmen zu typischen Anlagengrößen zur Vergleichbarkeit

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

in einen variablen Betriebskostenteil konvertiert. Für die Umrechnung in Kostenwerte des Jahres 2020 wurde der Verbraucherpreisindex nach statistischem Bundesamt [56] herangezogen.

Je Technologie wurde der Brutto- und Nettoanlagenzubau ermittelt, wobei Nettozubauten in Bezug auf die im System installierte Kapazität und Bruttozubauten in Bezug auf die zu leistenden Prämienzahlungen relevant sind. Bei der Ermittlung des Bruttozubaus wurde wiederum vereinfachend pauschal eine 20-jährige Lebensdauer der Anlagen unterstellt. Auf diese Art wurden für das Simulationsjahr 2030 die Anlagenzubauten der Jahre 2011 bis 2025 und für das Simulationsjahr 2040 die Zubauten der Jahre 2021 bis 2035 zur Ermittlung der Kostenwerte für den Bestand herangezogen. Tabelle 5-2 enthält die spezifischen Investitionsausgaben für Anlagen, die im jeweiligen Jahr in Betrieb gehen. In Tabelle 5-3 sind die gewichteten durchschnittlichen Investitionsausgaben des Anlagenbestands sowie die gewichteten durchschnittlichen Betriebskosten angegeben. Ebenso sind Betriebskosten für Neuinvestitionen angegeben.

Tabelle 5-2: Spezifische Investitionsausgaben für Neustallationen des jeweiligen Jahres

Angaben in € ₂₀₂₀ /MW	2011	2020	2030	2040
Windenergie an Land	1.193.460	1.693.888	1.506.285	1.362.257
Windenergie auf See	4.057.763	3.588.353	2.830.376	2.312.623
Photovoltaik	1.193.460	1.028.441	901.606	775.139

Tabelle 5-3: Gewichtete Investitionsausgaben und Betriebskosten für Bestands- bzw. Neuanlagen

Energieträger	CAPEX in €/MW		OPEX in €/MWh			
	2030	2040	Be-stand 2030	Be-stand 2040	Neu-bau 2030	Neu-bau 2040
Windenergie an Land	1.530.417	1.526.666	10,0	7,8	7,8	7,8
Windenergie auf See	3.522.727	2.878.574	12,7	7,8	7,8	7,8
Photovoltaik	1.035.803	916.411	1,3	1,0	1,0	1,0

Die Parametrierung der betrachteten Brownfield-Szenarien in diesem Kapitel sowie der Greenfield-Szenarien aus dem vorherigen Kapitel 4 kann in Tabelle 5-4 nachvollzogen werden. Dargestellt sind die jeweilige Jahresstromnachfrage, der angenommene CO₂-Preis sowie die E2P-Verhältnisse für Bestandspeicher, sofern diese betrachtet wurden, bzw. neu investierbare Speicher.

Tabelle 5-4: Parameter der Brownfield- und Greenfield-Szenarien

Szenario	Nachfrage [TWh]	CO ₂ -Preis [€/tCO ₂]	E2P Speicher Bestand	E2P Speicher Invest
Brownfield 2030	623,8	152,9	30	2, 24
Brownfield 2040	797,0	300,0	-	2
Greenfield / Brownfield 2040	797,0	300,0	-	2
Greenfield 2050	545,0	355,7	-	8
Greenfield 2050 verschiedene Speicherklassen	545,0	355,7	-	2, 12, 24, 48

5.2 Brownfield 2030

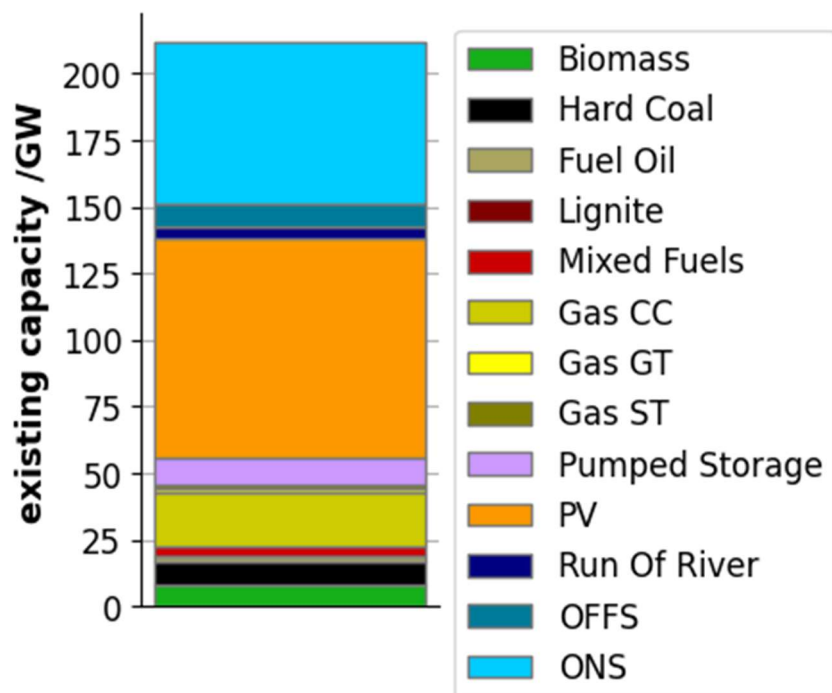


Abbildung 5-1: Installierte Leistung der Bestandskraftwerke im Jahr 2030

Für die Brownfield-Szenarien für das Jahr 2030 wurden die Anlagenzubauten der Jahre 2006 bis 2025 zur Ermittlung der Werte im Bestand herangezogen (siehe Abbildung 5-1). Die bestehenden steuerbaren Kraftwerke inklusive Pumpspeicher besitzen eine Gesamtkapazität von

55,9 GW. Die installierte Leistung der fluktuierenden Kraftwerke beträgt 155,8 GW. Bei den erneuerbaren Erzeugungsanlagen werden Zubauten zwischen 2006 und 2023 für die Bestandskapazitäten berücksichtigt, sodass bei angenommener Lebensdauer von 20 Jahren noch keine nennenswerten Anlagenstillegungen erfolgt sind.

5.2.1 Ohne Berücksichtigung der Investitionskosten bei Bestandsanlagen

Abbildung 5-2 zeigt die Systemkosten in E2M2 sowie die Endverbraucherkosten in AMIRIS für das Jahr 2030. Eine Konvergenz wird nicht erreicht. Der Efficiency Gap sinkt innerhalb der ersten fünf Iterationen zwar von 9,3 Mrd. € auf 8,6 Mrd. € ab, steigt danach aber an und fluktuiert im weiteren Verlauf zwischen 9,5 Mrd. € und 10,2 Mrd. €. Ursache für diese große Differenz ist die Nichtbeachtung der Investitionskosten der Bestandsanlagen in E2M2. Diese Anlagen erwirtschaften dennoch erhebliche Einnahmen am Strommarkt und tragen so zu den Endverbraucherkosten in AMIRIS bei.

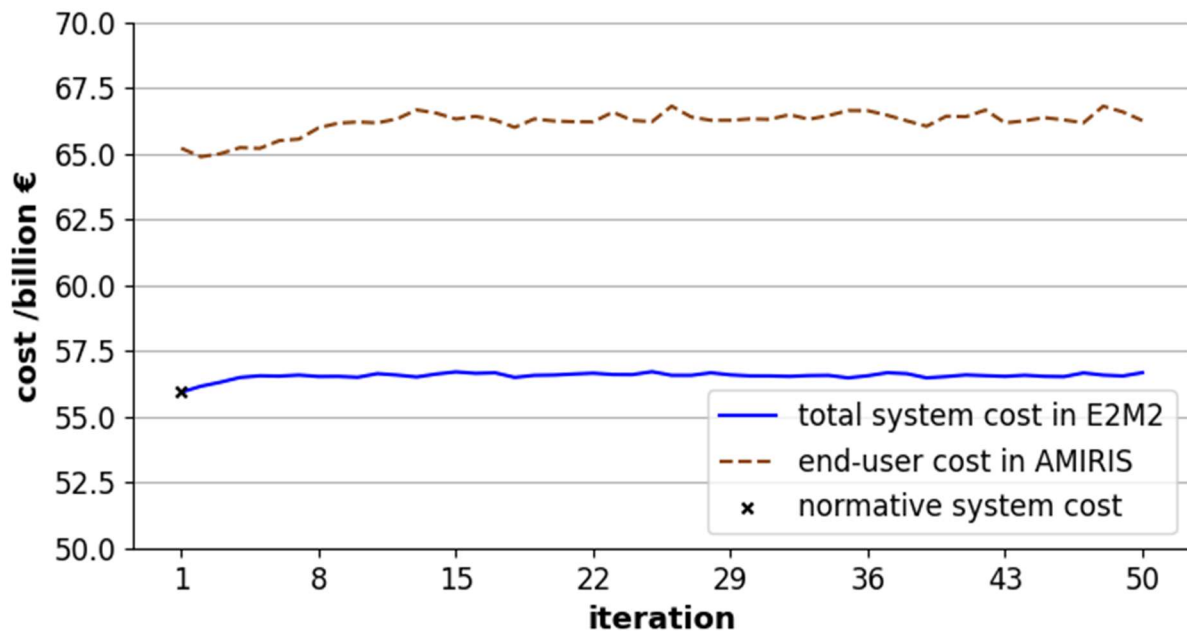


Abbildung 5-2: Systemkosten in E2M2 und Endverbraucherkosten in AMIRIS im Brownfield für das Stützjahr 2030

Wie im Greenfield-Szenario sind auch im Brownfield-Szenario Investitionen in Gas-Kombikraftwerke, Gasturbinen, Photovoltaik, Windkraft an Land und auf dem Meer sowie zwei Pumpspeicheroptionen möglich. Wie aus Abbildung 5-3 ersichtlich, werden die Investitionsoptionen Windkraft an Land und Photovoltaik nicht genutzt. Gasturbinen werden nur bei der ersten Iteration investiert, danach nicht mehr.

Da im System schon Bestands-Photovoltaikanlagen vorhanden sind, werden keine weiteren Photovoltaikanlagen investiert, da das Einspeiseprofil nicht so gut zum Nachfrageprofil passt. Ebenso sind die bestehenden Windkraftanlagen an Land (ONS) ausreichend. Angesichts des erhöhten Einspeisungspotentials sind Windkraftanlagen auf See (OFFS) aus Systemsicht geeigneter zur Deckung der verbleibenden Nachfrage und werden entsprechend investiert. Es fällt

auf, dass bei den Iterationen je nach Vorgabe der Speicherverfügbarkeiten aus AMIRIS in einigen Iterationen der Speicher mit einem E2P-Verhältnis von 2 h und in anderen Iterationen ein Speicher mit einem E2P-Verhältnis von 24 h genutzt wird. Die Investitionen in den Speicher mit einem E2P-Verhältnis von 2 h fallen absolut deutlich größer aus als in den anderen Speicher mit einem E2P-Verhältnis von 24 h, da letzterer ein wesentlich größeres Speichervolumen bietet. Die Speicher werden hier in AMIRIS mit der neuen MAF-Gebotsstrategie betrieben. Diese passt den Speichereinsatz an die jeweils vorhandene eigene Marktmacht im Vergleich zu konkurrierenden Speicherbetreibern an. Diese zusätzliche Dimension bei der Betrachtung der Gebotslegung führt bei der Modellkopplung zu einer Instabilität hinsichtlich der installierten Speicherkapazitäten. Der Einfluss auf die Systemkosten bleibt allerdings unterhalb von 0,5 %. Der Einfluss auf die Endverbraucherkosten durch die unterschiedlichen Systemkonfigurationen nach der zehnten Iteration liegt jedoch bereits bei bis zu 1,2 %.

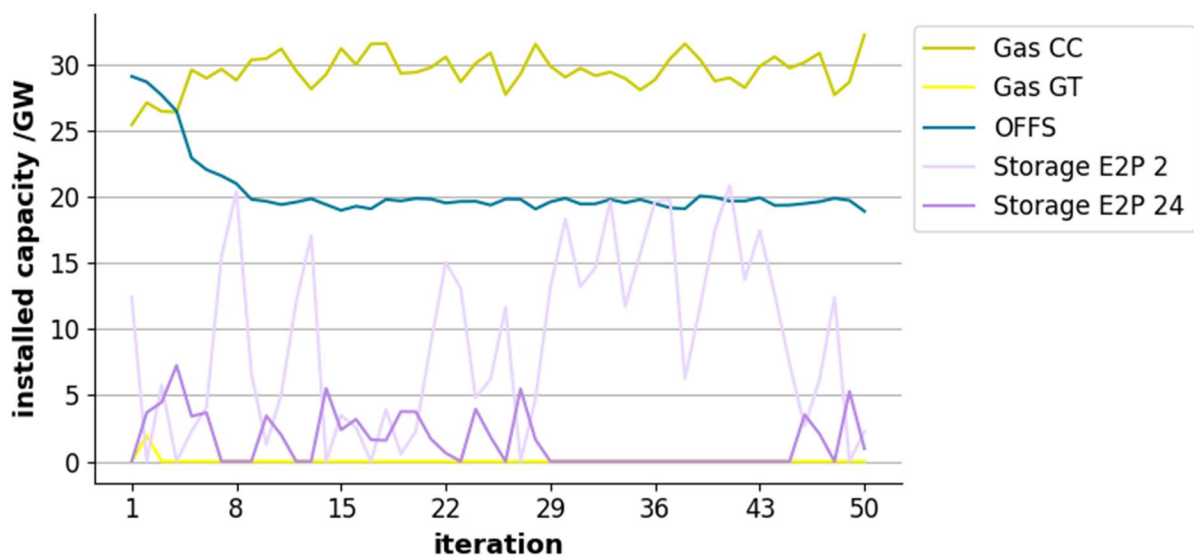


Abbildung 5-3: Entwicklung der Investitionen im Brownfield-Szenario für das Stützjahr 2030

Eine Analyse der Refinanzierungssituation für den zuvor betrachteten Fall (Kapitel 5.2.1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) zeigt, dass vor allem bestehende Laufwasserkraftwerke sowie existierende Pumpspeicher und Biomasseanlagen im Modell deutlich überfinanziert sind. Ein Grund dafür ist, dass in E2M2 für in der Vergangenheit getätigte Investitionen (Bestandsanlagen) keine Investitionskosten mehr berücksichtigt werden. Da diese Art der Modellierung aber zu einer Verzerrung der Erlöse zwischen Bestandsanlagen und Neuinvestitionen führt, wurden die annuisierten Investitionskosten der Bestandsanlagen den fixen Betriebskosten zugeschlagen und auf diese Weise in die Modellrechnungen einbezogen. Alle anderen Modell- und Kopplungsparameter wurden nicht verändert.

Abbildung 5-4 zeigt die Systemkosten in E2M2 sowie die Endverbraucherkosten in AMIRIS für das Jahr 2030. Aufgrund der um die Investitionskosten erhöhten fixen Betriebskosten liegen die Systemkosten in E2M2 nun höher als im vorherigen Kapitel 5.2.1. Wie erwartet ist der Abstand zwischen Systemkosten und Endverbraucherkosten deutlich geringer und liegt mit

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

einer maximalen Differenz von 1 Mrd. € im Bereich von 1 % Abweichung. Die angepasste Kostenstruktur in E2M2 beeinflusst den Verlauf der Modellkopplungsiterationen nicht wesentlich.

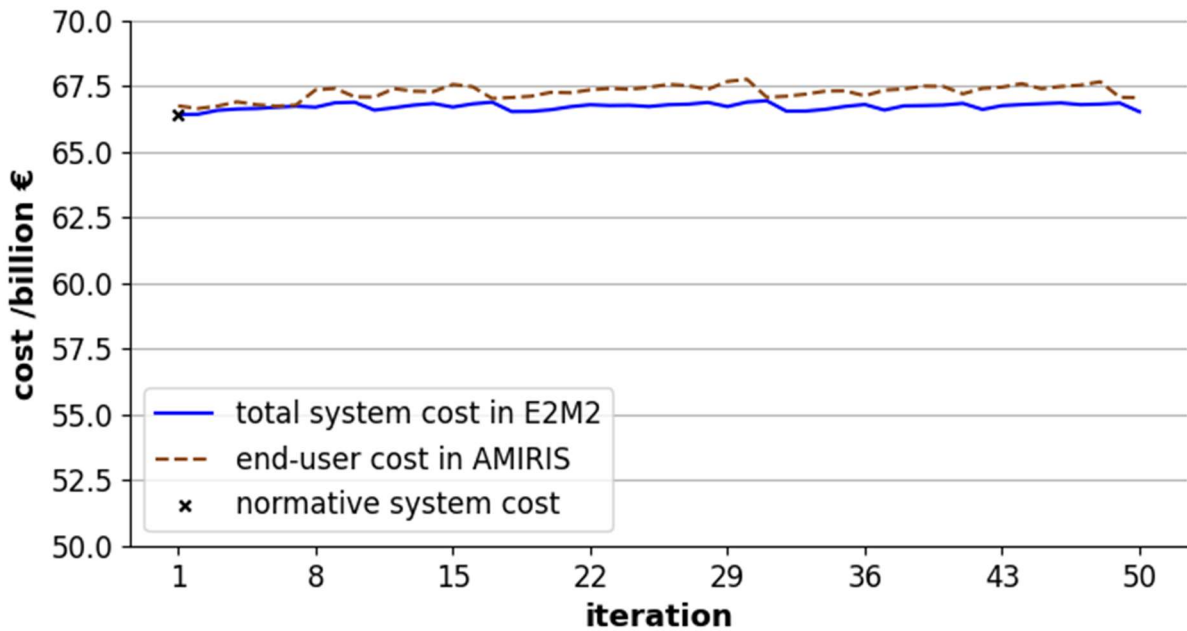


Abbildung 5-4: Systemkosten in E2M2 und Endverbraucherkosten in AMIRIS im Brownfield-Szenario für das Stützjahr 2030 bei erhöhten Betriebskosten

Die Entwicklung der Investitionen (siehe Abbildung 5-5) zeigt ein sehr ähnliches Verhalten wie im vorherigen Modell (siehe Abbildung 5-2). Die Fluktuationen bei den Speicherinvestitionen sind etwas geringer, aber auch hier nehmen diese keinen signifikanten Einfluss auf die Systemkosten oder Endverbraucherkosten. Eine Stabilisierung des Kraftwerksparks konnte in beiden Fällen nicht erreicht werden.

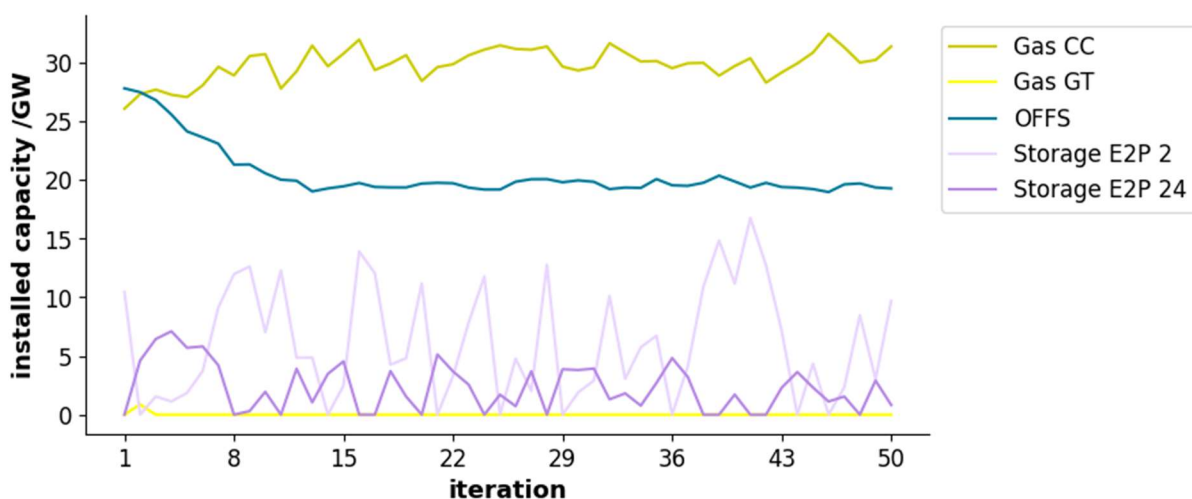


Abbildung 5-5: Entwicklung der Investitionen im Brownfield-Szenario für das Stützjahr 2030 bei erhöhten Betriebskosten

5.3 Brownfield 2040

Ein Ziel des Projektes war es, die Konvergenz der Modellkopplung und das Verhalten des Efficiency Gaps auch für eine langfristige Transformationsperspektive zu bewerten. Im Projekt wurde dafür das Betrachtungsjahr 2040 ausgewählt, in dem der Stromsektor (nahezu) klimaneutral ist.

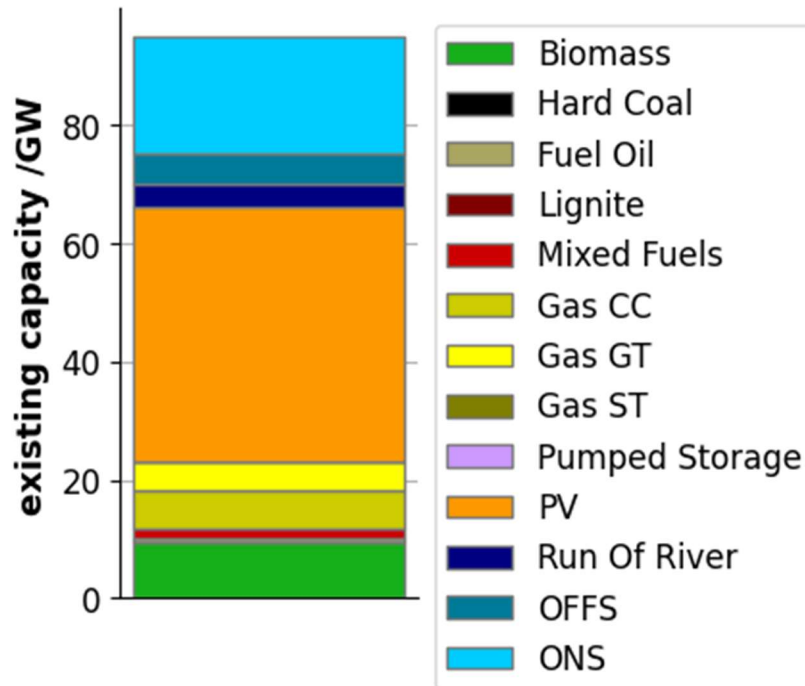


Abbildung 5-6: Installierte Leistung der Bestandskraftwerke im Jahr 2040

Für das Brownfield-Szenario 2040 wurden die Anlagenzubauten der Jahre 2016 bis 2035 zur Ermittlung der Bestandskapazitäten herangezogen. Abbildung 5-6 zeigt die installierte Leistung im Bestand in 2040. Die bestehenden steuerbaren Kraftwerke besitzen eine Kapazität von 22,9 GW. Die installierte Leistung der bestehenden fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen beträgt 71,9 GW. Bei den erneuerbaren Erzeugern werden lediglich Anlagen, die im Zeitraum von 2016-2023 installiert wurden, unter Berücksichtigung von deren Lebensdauer als Bestand für das Jahr 2040 vorgegeben. Da viele der vor 2035 installierten Photovoltaik- und Windkraftanlagen mit einer Laufzeit von 20 Jahren schon stillgelegt sind, fällt das Kapazitätsniveau geringer aus als im vorherigen Fall für das Jahr 2030 (Kapitel 5.2).

Im Vergleich zum Stützjahr 2030 liegen sowohl Systemkosten in E2M2 als auch Endverbraucherkosten in AMIRIS deutlich höher, was sich durch die erhöhte Stromnachfrage (797 TWh in 2040 statt 623,8 TWh in 2030) und dem erhöhten CO₂-Preis (300 €/t CO₂ statt 152,9 €/t CO₂) begründen lässt (siehe Abbildung 5-7). Die Systemkosten in E2M2 nehmen im Laufe der untersuchten 100 Iterationen um ca. 1 % zu, während der Anstieg bei den Endverbraucherkosten in AMIRIS (insbesondere ab einer Iterationszahl von 35) mit ca. 1,5 % etwas höher ausfällt.

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

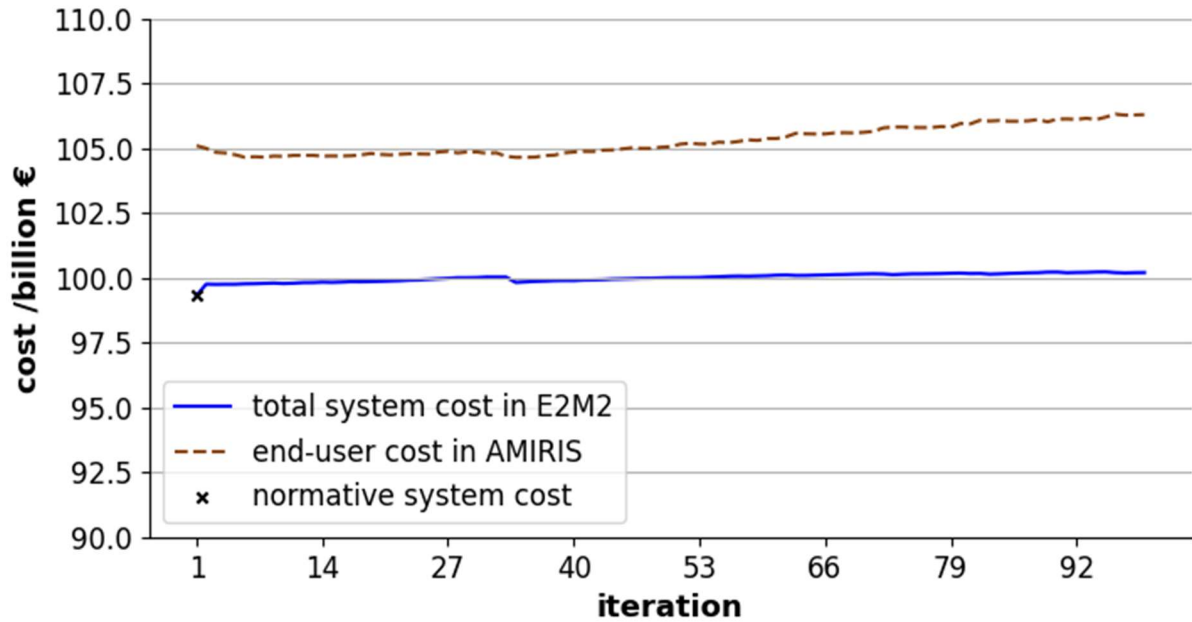


Abbildung 5-7: Systemkosten in E2M2 und Endverbraucherkosten in AMIRIS im Brownfield-Szenario für das Stützjahr 2040

Hierdurch ergibt sich ein Verlauf des Efficiency Gaps wie in Abbildung 5-8 dargestellt.

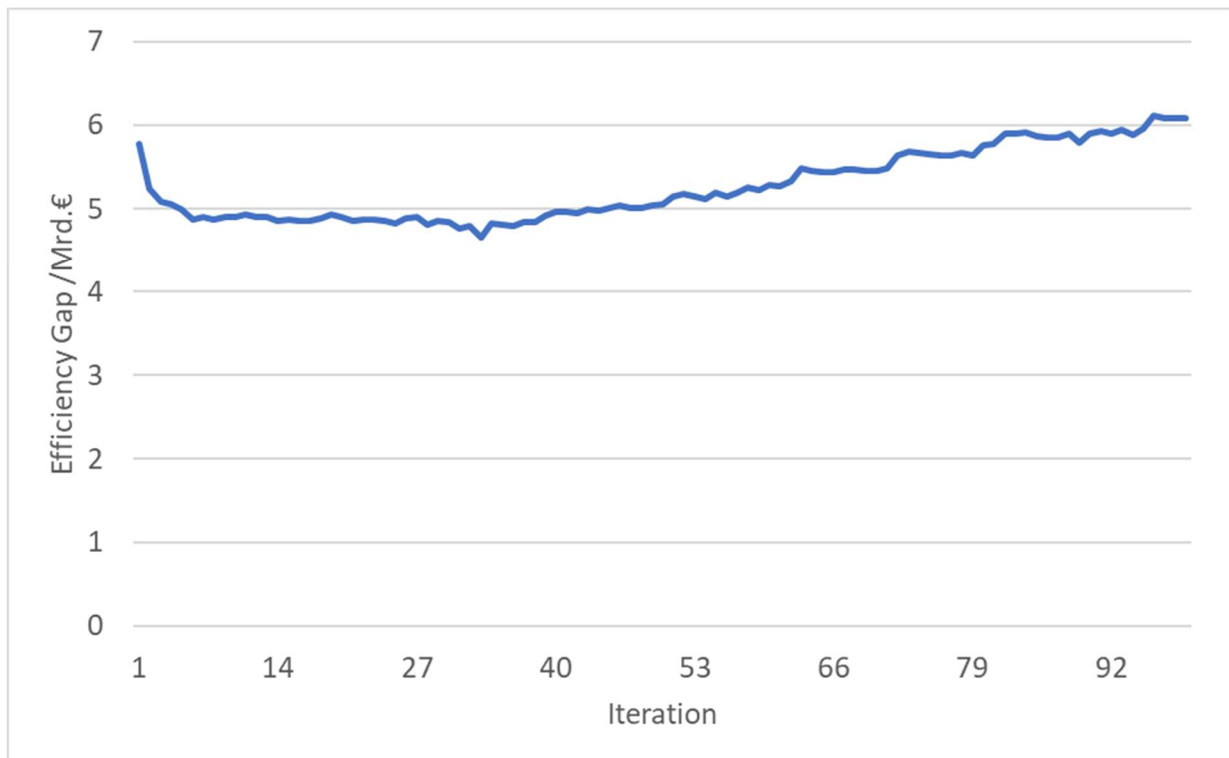


Abbildung 5-8: Efficiency Gap im Verlauf der Modellkopplungsiterationen – Brownfield 2040 Szenario

Es wird ersichtlich, dass der Efficiency Gap bis zur 33. Iteration zunächst von 5,8 Mrd. € auf 4,7 Mrd. € abfällt, danach allerdings auf über 6 Mrd. € ansteigt. Die Umkehrung des Trends

fällt mit dem Ende der Investitionen in Gasturbinenkraftwerke und dem Ende profitablen Speicherbetriebs zusammen. Der nachfolgende Anstieg des Efficiency Gaps konnte auf eine wachsende Überfinanzierung von erneuerbaren Anlagen aller Art (PV, Windkraft und Biomasse) zurückgeführt werden. Dies ist durch die Einseitigkeit der gewählten Marktprämie (keine Rückzahlverpflichtung) bedingt. Diese Überfinanzierung ist nicht wie im vorigen Kapitel Folge der fehlenden Betrachtung von Investitionskosten, sondern durch die Struktur des gewählten Kraftwerksparks und der damit verbundenen Merit Order bedingt.

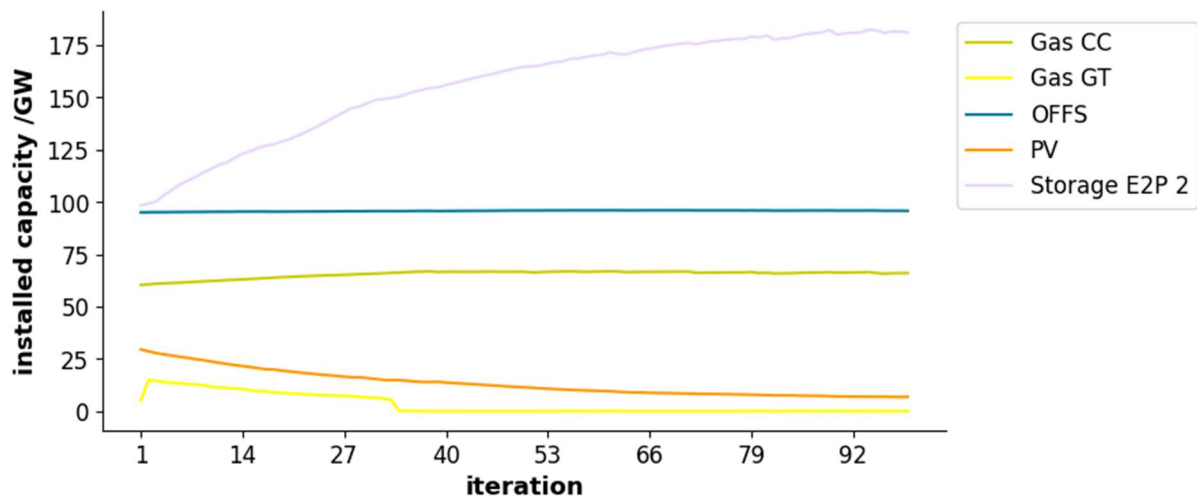


Abbildung 5-9: Entwicklung der Investitionen im Brownfield-Szenario für das Stützjahr 2040

Wie bereits in vorherigen Untersuchungsfällen gesehen fallen die Investitionen in Photovoltaikanlagen ab, während zeitgleich die Speicherinvestitionen stark zunehmen (siehe Abbildung 5-9). Kleinere Schwankungen sind bei Investitionen in Gasturbinen GT zu verzeichnen, die Investitionen in Offshore Windkraftanlagen und Gas-Kombikraftwerke bleiben in allen Iterationen konstant.

5.4 Brownfield/Greenfield 2040

Da bei den Brownfield-Szenarien keine Konvergenz der Kosten erzielt werden konnte, wurde untersucht, welchen Einfluss die Parameter Stromnachfrage und CO₂-Preis auf die Konvergenz der Greenfield-Szenarien haben. Dafür wurden die Werte für die Stromnachfrage und den CO₂-Preis gegenüber den Greenfield-Szenarien aus Kapitel 4.3 geändert: die Stromnachfrage wurde auf 797 TWh erhöht, der CO₂-Preis auf 300 €/t CO₂ verringert. Diese Werte sind wie in Kapitel 5.1 dem BMWK-Langfristszenario TN45-Strom* entnommen.

Eine Konvergenz der System- und Endverbraucherkosten ist in Abbildung 5-10 ebenfalls nicht feststellbar. Beide Kosten steigen ab der 50. Iteration zwar an, divergieren aber deutlich. Der Efficiency Gap steigt ebenfalls nach einer anfänglichen Abnahme von 1,3 Mrd. € auf 0,4 Mrd. € ab der Iterationszahl 50 immer weiter auf 1,5 Mrd. € an. Aufgrund des nicht systemkostenminimalen Speichereinsatzes aus AMIRIS wird in E2M2 immer mehr Speicher investiert, um Knappheiten im System zu vermeiden. Diese Erhöhung der Speicherkapazität führt

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

in AMIRIS bei der nächsten Iteration zu einer Anpassung des profitorientierter Speichereinsatzes, welcher wiederum zu steigenden Systemkosten führt. Diese Wechselwirkung senkt zwar die Endverbraucherkosten zunächst ab, führt aber nach der 50. Iteration zu konsequent steigenden Endverbraucherkosten.

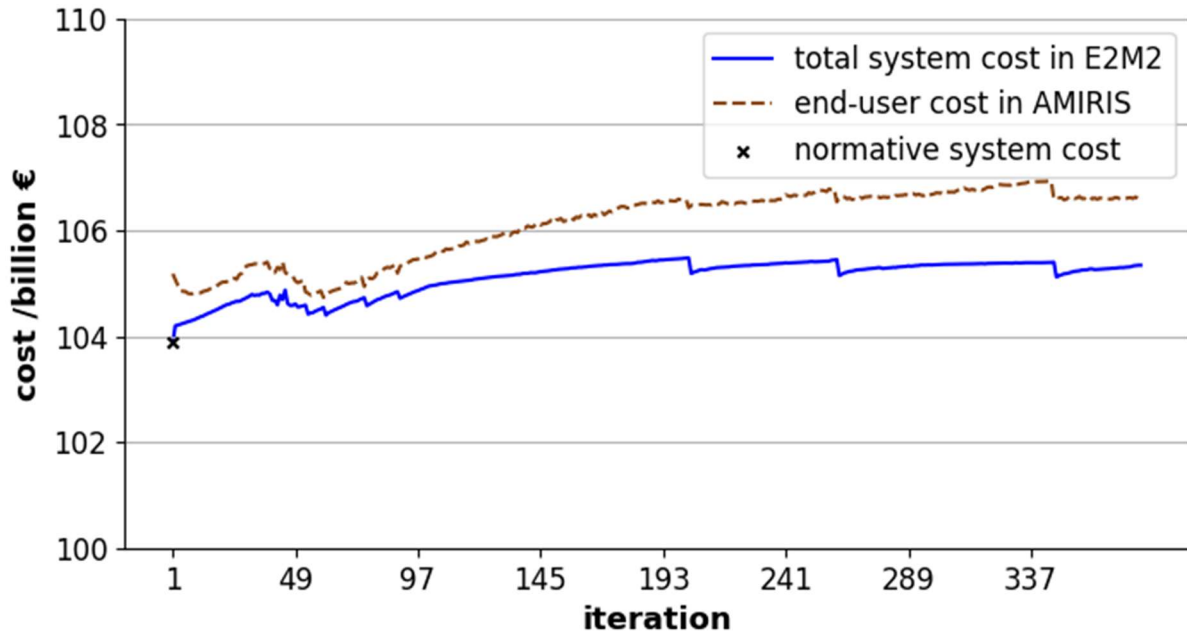


Abbildung 5-10: Systemkosten in E2M2 und Endverbraucherkosten in AMIRIS im Greenfield-Szenario für das Stützjahr 2040

Auffällig sind die plötzlichen Abfälle in beiden Kostenfunktionen zu den Iterationszahlen 200, 260 und 340. Diese Kostensprünge treten zusammen mit Sprüngen bei den Investitionen in Speicher und Gasturbinen auf, die in Abbildung 5-11 dargestellt werden.

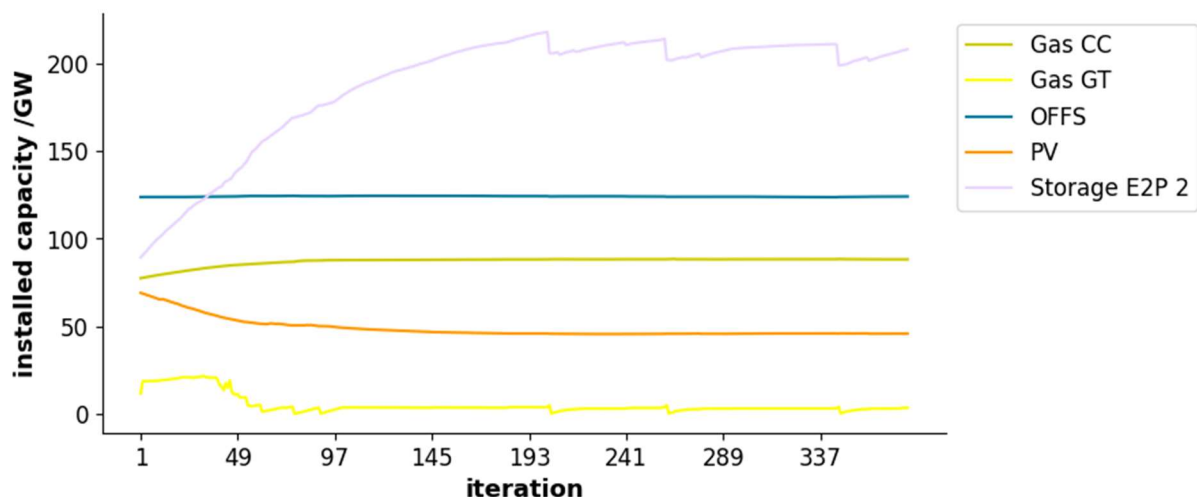


Abbildung 5-11: Entwicklung der Investitionen im Greenfield-Szenario für das Stützjahr 2040

Diese Sprünge können mit einem Regimewechsel beim Speichereinsatz in AMIRIS erklärt werden: Die profitmaximierenden Speicher versuchen einerseits möglichst von systemischen

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

Knappheiten bzw. hohen Preisen zu profitieren und ihre Marge durch strategisches Aufrechterhalten von Preisspreads nicht zu gefährden (Preiseffekt). Ab einer bestimmten verfügbaren Speicherkapazität können Speicherbetreiber andererseits durch Auspeichern größerer Mengen auch bei kleineren Spreads mehr Gewinn erwirtschaften (Volumeneffekt) und der Volumeneffekt übertrifft den Preiseffekt in AMIRIS. Dies führt zu einer deutlichen Veränderung im Einsatzprofil der Speicherbetreiber. Im Ergebnis passt das Einsatzprofil der Speicher wieder besser zum Nachfrageprofil bzw. ist näher an dem systemkostenminimalen aus E2M2. Die Investitionen in Speicher und Gasturbinenkraftwerke werden in E2M2 entsprechend reduziert, führen allerdings in AMIRIS zu einer Rückkehr der Dominanz des Preiseffekts. Dieser Regimewechsel beim Speichereinsatz in AMIRIS tritt im gezeigten Szenario wiederholt auf, sodass eine Art „Sägezahnmuster“ in den Speicherkapazitäten bzw. den Kosten entsteht.

6. Schlussfolgerungen und Ausblick (DLR, IER)

Das Projekt ERAFlex II zielte darauf ab, realisierbare kostenoptimale Systeme zu identifizieren, die einen möglichst kleinen Efficiency Gap aufweisen. Zu diesem Zweck wurde im Projekt ein bidirektionaler iterativer Ansatz zur Kopplung des fundamentalen Optimierungsmodells E2M2 mit dem agentenbasierten Strommarktmodell AMIRIS entwickelt. In Hinblick auf die Methode und die im Projekt gesammelten Anwendungserfahrungen lassen sich wichtige Erkenntnisse zusammentragen. Im Folgenden werden zunächst zentrale methodische Schlussfolgerungen dargelegt. Hierbei werden das Verhalten der verschiedenen Kopplungsparameter, Effekte der Speicherrepräsentation sowie generell beobachtbare Systemeffekte diskutiert. Es schließen sich Limitationen des gewählten methodische Vorgehens an. Den Abschluss des Kapitels bildet eine Sammlung offener Forschungsfragen und Empfehlungen in Hinblick auf ähnlich geartete Forschungsziele und Modellkopplungen.

6.1 Methodische Schlussfolgerungen

In Bezug auf die *Kopplungsparameter* konnte für die Kopplung mittels fehlender Leistung bei Einsatz der einfachen Speichereinsatzstrategie MAM in AMIRIS eine sehr rasche Stabilisierung der Systemkonfiguration bei einem gleichzeitig großen verbleibenden Efficiency Gap festgestellt werden. Die rasche Konvergenz lässt sich dadurch begründen, dass die in AMIRIS eingesetzte einfache Strategie MAM keine strategische Anpassung des Speichereinsatzes beherrscht, und somit die fehlende Leistung in AMIRIS gut in E2M2 antizipiert werden konnte. Der verbleibende Efficiency Gap lässt sich auf die Informationsasymmetrie zurückführen: Das Verhalten des profitmaximierenden Speichers aus AMIRIS wird nicht an E2M2 übergeben und kann entsprechend nicht bei der Bestimmung der systemkostenminimalen Investitionen berücksichtigt werden.

Bei der Kopplung über fehlende Erzeugungsmengen und unter Einsatz profitmaximierender Speicherstrategien in AMIRIS wurde eine Nichtkonvergenz beobachtet. Hier nehmen die Investitionen in Speicherkapazitäten und ebenso die Kosten zu. Dies lässt sich damit erklären, dass der profitmaximierende Speicher in AMIRIS die Auswirkungen des jeweils veränderten Kraftwerkspark in seiner Planung antizipieren kann, und seine eigenen Einsatzentscheidungen strategisch anpasst. Der Speicherbetreiber hat ein Interesse an systemischer Knappheit, da diese in Situationen mit hohen Preisen und großen Preisspreads resultiert. Die Ausnutzung dieser Spreads trägt zur Maximierung des Profits bei. Es gibt in AMIRIS keine übergeordnete systemische Anforderung, Knappheiten abzubauen. Im Grundsatz besteht ferner das gleiche Problem der Informationsasymmetrie wie bei der Kopplung über fehlende Leistung; Selbst bei hypothetischer Konvergenz des Kopplungsansatzes wäre also ein großer verbleibender Efficiency Gap zu erwarten.

In Bezug auf die Kopplung über Speicherverfügbarkeiten lässt sich in einigen Fällen eine vollständige Konvergenz beobachten. Das bedeutet es konnte ein Systemzustand berechnet werden, in dem eine kostenminimale Systemauslegung erfolgt, Akteursverhalten und Marktineffizienzen aber trotzdem berücksichtigt werden (der Efficiency Gap also geschlossen ist). Die Konvergenz erfolgt in diesem Fall allerdings deutlich langsamer als bei der Kopplung über fehlende Leistung. Die Konvergenz der Modellkopplung hängt allerdings von der gewählten Systemkonstellation bzw. Szenario ab. Für den Greenfield-Fall sank die in AMIRIS fehlende Leistung ab einer gewissen Iteration auf null. Die Speicherkapazitäten im System waren dann hinreichend groß, sodass sie keine Knappheiten mehr im System verursachten. Für das System war das Zusammenlaufen von Systemkosten der beiden Modelle und den Endverbraucherkosten zu beobachten. Der darauffolgende Anstieg („Drift“) der Kostenwerte konnte als ein Kopplungsartefakt identifiziert werden: Die E2M2 ex ante mitgeteilte Information über den Speicherdispatch ist unvollständig bzw. inkorrekt, da AMIRIS im nächsten Schritt des iterativen Verfahrens wiederum einen (leicht) abweichenden Speicherdispatch wählt.

Hinsichtlich der *Speicherrepräsentation* in AMIRIS besteht für einen profitmaximierenden Speicherbetreiber ein Trade-off, einerseits Preise hoch- und damit Spreads ausreichend groß zu halten (Preiseffekt) und andererseits über möglichst große Ein- bzw. Ausspeisevolumina Arbitragegewinne zu vergrößern (Volumeneffekt). Das Aufrechterhalten von systemischen Knappheiten führt in der Kopplung zu fehlenden Leistungen. Durch die Erhöhung der Speicherkapazität im Zuge der Kopplung kann ab einer bestimmten Iteration den Speichern so viel Leistung zur Verfügung stehen, dass die Volumeneffekte die Preiseffekte übersteigen. In diesen Fällen kommt es zu einer deutlichen Änderung des Speichereinsatzverhaltens in AMIRIS und somit zu sprunghaften Kosten- und Systemsprüngen im Zuge der Modellkopplung. Ob und bei welchen Leistungen solche Sprünge auftreten hängen stark von den Parametern des gewählten Szenarios ab.

Bei der Kopplung mit mehreren Speichern im System wurde ein höchst instabiles Verhalten der Kraftwerksparkzusammensetzung festgestellt. In den Brownfield-Betrachtungen wurde hier ein Wechseln zwischen verschiedenen Speichertypen ohne wirkliche Stabilisierung festgestellt. Es zeigt sich jedoch eine Tendenz hin zu Speichern mit kleineren E2P-Verhältnissen, da deren Einsatz in AMIRIS demjenigen in E2M2 ähnlicher ist. Diese Speicher tragen daher eher zur Senkung der Systemkosten bei und werden von E2M2 bevorzugt. In den Greenfield-Betrachtungen ergab sich daher eine Festlegung auf den Speicher mit dem geringsten E2P-Verhältnis von 2 h.

In Bezug auf die Entwicklung der *Systemzusammensetzung* konnte bei nahezu allen Kopplungsfällen festgestellt werden, dass weniger PV und mehr Speicher im System verwendet werden. Dass mehr Speicherkapazität benötigt wird, kann durch das abweichende Einsatzverhalten erklärt werden. Ein profitmaximierender einzelwirtschaftlicher Speicherbetrieb führt tendenziell zu einer Zurückhaltung von Speicherkapazität gegenüber einem systemkostenminimalen Betrieb und erhöht in der Tendenz die Systemkosten von PV. In dieser Hinsicht stimmen die Ergebnisse z. B. mit [57] darin überein, dass systemkostenoptimale Modelle den Bedarf an Speicherkapazitäten tendenziell unterschätzen.

Weiterhin lasse sich folgenden *generelle Erkenntnisse* festhalten. Die Kopplung zeigt für Fälle, in denen Konvergenz erreicht wird, dass die Kosten aus Systemmodellen zu gering ausfallen. Das ist in gewisser Weise ein erwartbares Ergebnis, da systemkostenminimierende Modelle von ihrer Grundkonzeption ein globales Kostenminimum identifizieren, sodass jegliche Abweichung von selbigem eine Kostenerhöhung bedeutet. Der profitmaximierende Speichereinsatz in AMIRIS zeigt Abweichungen gegenüber einem systemkostenminimalen Einsatz. Dies liegt an strategischer Kapazitätszurückhaltung zur Sicherung von Preisspreads. Vorherige Analysen mit dem systemkostenminimierenden Modell E2M2 haben gezeigt, dass durch im Modell forcierte Kapazitätszurückhaltung eine bessere Approximation von realen Preisergebnissen erreicht werden kann [57]. Somit bestehen starke Indikationen dafür, dass eine realwirtschaftliche Speicherbewirtschaftung von derjenigen in systemkostenminimierenden Modellen divergiert und letztlich ein höherer Bedarf an Speicherkapazität besteht. In der Konsequenz sind die in diesem Projekt bei Konvergenz identifizierten Systementwürfe zwar teurer, allerdings auch näher an einem realen Verhalten der Akteure.

Die im Projekt entwickelte Modellkopplung konvergiert nicht in allen Fällen. Insbesondere für die Brownfield-Analysen wurden Konvergenzschwierigkeiten identifiziert. Dennoch ist der grundlegende Ansatz spannend und die folgenden Aspekte sind genauer in den Blick zu nehmen: Es wurde keine robuste Konvergenz erreicht, sondern Indizierungen für eine Parameterabhängigkeit wurden festgestellt. Dies sollte weiter analysiert werden. In allen Fällen verbleibt eine Informationsasymmetrie, da innerhalb der Kopplung *ex ante* benötigte Information (über den *realisierten* Speicherdispatch) erst *ex post* bereitgestellt werden kann. Dies lässt sich bei der gewählten Kopplungsarchitektur nicht auflösen. Fraglich ist auch, ob die divergierenden Optimierungskalküle, die übergeordnete Systemkostenminimierung in E2M2 sowie die einzelwirtschaftliche Profitmaximierung in AMIRIS *per se* bei Annahme hypothetisch vollständiger Information zwangsläufig zu einem System konvergieren. Diesbezüglich schließen sich weitergehende Forschungsfragen an, die in Kapitel 6.3 zusammengefasst sind.

Da die gewählte Methode in diesem Projekt nur auf stark vereinfachte Energiesysteme angewandt werden konnte, lassen sich aus den Ergebnissen (noch) keine konkreten politischen Handlungsempfehlungen ableiten. Grundsätzlich ist aber zu erwarten, dass wir in einem realen Energiesystem mehr Kapazitäten (z. B. Speicher) benötigen, als dies in rein kostenminimierenden Energiesystemmodellen normalerweise ausgewiesen wird. Maßnahmen um diese Problematik zu lösen, können zum einen die Verbesserung von Marktineffizienzen sein (wie z. B. höhere Markttransparenz, Verringerung der Ausübung von Marktmacht) und zum anderen Anreize zu bieten, damit im realen Markt ausreichende Investitionen auch über das berechnete Kostenoptimum hinaus stattfinden.

6.2 Limitationen

Wie im vorherigen Kapitel 6.1 dargestellt, besteht eine zentrale Limitation des gewählten Kopplungsansatzes darin, dass die vorhandene Informationsasymmetrie zwischen den Modellen auch bei der Kopplung mittels Speicherverfügbarkeiten nicht vollständig geschlossen werden kann. Zudem erweist sich das Konvergenzergebnis als instabil.

Neben diesen zentralen Limitationen ist auf Begrenzungen der gewählten Methode zur Sicherstellung der Refinanzierung hinzuweisen. Diese ermittelt fixe einseitige Marktprämien für erneuerbare Erzeuger. Somit ist für den Fall hoher Strommarktpreise allerdings eine Überrefinanzierung selbiger möglich. Für diesen Fall wird keine Rückzahlungsverpflichtung betrachtet, wie sie etwa in einem zweiseitigen Differenzkontraktmodell (Contracts for Difference) gegeben wäre. Rückzahlungen sind aber – je nach Design des Förderinstruments – prinzipiell denkbar. Das derzeit angewendete dynamische Verfahren der Auktionen für Offshore-Windenergie resultiert beispielsweise letztlich in Rückzahlungen.

Als ein weiterer Aspekt konnte festgestellt werden, dass durch die verwendete Kopplung unrealistische Systemergebnisse generiert werden konnten. So wurden Konstellationen betrachtet, in denen Speicherkapazitäten wegen Dispatch-Abweichungen auch ganz aus dem System gedrängt werden. Dies kann sowohl für eine Greenfield- als auch eine Brownfield-Betrachtung nicht als ein realistisches Ergebnis gewertet werden und ist somit ein Artefakt der Kopplungsmethode.

Nicht zuletzt betrachten alle Kopplungen im Projekt Speicher als alleinige Flexibilitätstechnologie. Dies ist mit den zuvor beschriebenen methodischen Herausforderungen und Stabilitätsproblemen hinsichtlich der Konvergenz begründet. Zur Bewertung realer Systeme müssten weitere Flexibilitätstechnologien inklusive deren Spezifika und intertemporalen Einschränkungen mitberücksichtigt werden.

Neben den benannten Limitationen enthalten alle modellbasierten Analysen des Projekts gängige Limitationen für die Kategorie von energiesystemanalytischen Untersuchungen: So wird (weitgehend) perfekte Voraussicht über die langfristige Entwicklung exogener und zudem unsicherer Szenarioparameter unterstellt. Die rollierende Speichereinsatzplanung in AMIRIS bricht mit dieser Prämisse. Für die modellgestützten Abbildungen werden eine Reihe von Vereinfachungen vorgenommen. So werden etwa (binäre) Betriebszustände sowie Teillastwirkungsgrade von Kraftwerken nicht betrachtet. In Bezug auf die Systemgrenzen sind Elemente des restlichen Energiesystems sowie Netzinfrastrukturen nicht Gegenstand der Betrachtung. Auch die Interaktion mit dem europäischen Ausland wird zugunsten einer Fokussierung auf die nationale Perspektive für die Bundesrepublik Deutschland außer Acht gelassen.

6.3 Offene Forschungsfragen

Angesichts der Komplexität der Kopplung und den im Projekt generierten Erkenntnissen eröffnen sich eine Reihe von Forschungsfragen, die über den Projektinhalt hinausgehen und in zukünftigen Forschungen adressiert werden sollten:

ERAFlex II – Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor II

1. Wie lassen sich ein systemdienlicherer Speicherdispatch und mehr Investitionen in Speicher anreizen?

Die Kopplung hat gezeigt, dass gegenüber einem systemkostenminimalen Ergebnis tendenziell höhere Speicherkapazitäten benötigt werden und Dispatch-Abweichungen auftreten. Auch realwirtschaftlich zeigt sich einerseits eine höhere Dynamik beim Speicherzubau, insbesondere im Batteriespeichersegment [58], als in Szenariostudien von optimierenden Systemmodellen für ein kostenminimales System festgestellt wird [59]. Andererseits zeigen sich auch divergierende Dispatch-Muster, beispielsweise von PV-Heimspeichern in Verbindung mit Eigenverbrauchsoptimierung [60]. Angesichts des erwartbaren Flexibilitätshochlaufs [61] kommt dieser Frage somit eine gewisse Brisanz zu.

2. Wie lässt sich das reale Investitionsverhalten besser approximieren?

In der Kopplung werden Investitionen in E2M2 so getätigt, dass Systemkosten minimal ausfallen. Der Einsatz der Speicher in AMIRIS erfolgt aber beispielweise profitmaximierend. Reale Investoren würden auch in der Investitionsplanung versuchen, solche Investitionen auszuwählen, die unter risikostrategischer Abwägung einen möglichst großen Profit versprechen. Hier könnte geprüft werden, ob dies zu einem abweichenden Systemergebnis und ggf. rascherer Konvergenz führt und welche Wirkung auf den Efficiency Gap vorliegt.

3. Welche Auswirkungen hat der gewählte Ansatz in einer sehr langfristigen Brownfield-Betrachtung?

In einem Brownfield-Szenario ist der Anteil bestehender Kapazitäten an der gesamten installierten Leistung normalerweise hoch. Dies gilt insbesondere, wenn Stützjahre mit kurzem zeitlichem Abstand gewählt werden. Angesichts des hohen Bestandssockels ergibt sich bei den beobachteten Investitionen eine eingeschränkte Dynamik in Bezug auf Veränderungen der restlichen Systementwicklung und das entsprechende Investitionsniveau. Würden sehr langfristige Betrachtungen, d. h. über 2050 hinaus, mit mehreren Stützjahren durchgeführt, so sinkt der Einfluss der (exogenen) Bestandskapazitäten und es bestehen mehr Freiheitsgrade in der Wahl der Systemzusammensetzung. Hier stellt sich – Konvergenzschwierigkeiten außer Acht gelassen – die Frage, welchen Einfluss dies auf die beobachtbaren Systementwürfe und den Abbau des Efficiency Gaps ausübt. Da in einem solchen System mehr Freiheitsgrade für das Modell bestehen und ein hoher Anteil Speicher benötigt wird, würde das Delta zwischen Systemkostenoptimum und realem System vermutlich deutlich höher ausfallen.

4. Lassen sich realistische Systemoptima durch heuristische Optimierungsverfahren identifizieren?

Eine verbleibende Informationsasymmetrie zwischen den Modellen ließ sich in keinem der betrachteten Fälle vollständig schließen. Hieran anknüpfend stellt sich die Frage, ob alternative Ansätze zur Identifikation realistischer Systemoptima geeignet wären. Ob also etwa eine Profitmaximierung und/oder heuristische Ansätze in der Investitionsentscheidungsfindung einen Beitrag zur Stabilisierung von Konvergenzergebnissen leisten könnten.

7. Literaturverzeichnis

- [1] M. G. Prina, G. Manzolini, D. Moser, B. Nastasi, and W. Sparber, "Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 129, p. 109917, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109917.
- [2] M. Haugen *et al.*, "Power market models for the clean energy transition: State of the art and future research needs," *Applied Energy*, vol. 357, p. 122495, 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.122495.
- [3] L. Torralba-Díaz, C. Schimeczek, J. Kochems, and K. Hufendiek, "Iterative coupling of a fundamental electricity market model and an agent-based simulation model to reduce the efficiency gap," *Energy*, vol. 310, p. 133192, 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.133192.
- [4] E. Trutnevyte, "Does cost optimization approximate the real-world energy transition?," *Energy*, vol. 106, pp. 182–193, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.03.038.
- [5] J. Mannhardt, P. Gabrielli, and G. Sansavini, "Understanding the vicious cycle of myopic foresight and constrained technology deployment in transforming the European energy system," *iScience*, vol. 27, no. 12, p. 111369, 2024, doi: 10.1016/j.isci.2024.111369.
- [6] C. Ruiz, A. J. Conejo, J. D. Fuller, S. A. Gabriel, and B. F. Hobbs, "A tutorial review of complementarity models for decision-making in energy markets," *EURO Journal on Decision Processes*, vol. 2, 1-2, pp. 91–120, 2014, doi: 10.1007/s40070-013-0019-0.
- [7] S. A. Gabriel, A. J. Conejo, J. D. Fuller, B. F. Hobbs, and C. Ruiz, *Complementarity Modeling in Energy Markets*. New York, NY: Springer New York, 2013.
- [8] M. Klein, U. J. Frey, and M. Reeg, "Models Within Models – Agent-Based Modelling and Simulation in Energy Systems Analysis," *JASSS*, vol. 22, no. 4, 2019, doi: 10.18564/jasss.4129.

- [9] P. Ringler, D. Keles, and W. Fichtner, "Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets – A literature review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 205–215, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.169.
- [10] C. Schimeczek, M. Deissenroth, B. Fleischer, and M. Reeg, "Bewertung politischer Maßnahmen im Energiesystem mittels Kopplung eines agentenbasierten und linear optimierenden Energiesystemmodells," Graz, 2018.
- [11] M. Reeg, "AMIRIS - ein agentenbasiertes Simulationsmodell zur aktorenspezifischen Analyse techno-ökonomischer und soziotechnischer Effekte bei der Strommarktintegration und Refinanzierung erneuerbarer Energien," Dissertation, TU Dresden, Dresden, 2019. Accessed: Mar. 23 2024. [Online]. Available: <https://elib.dlr.de/129374/>
- [12] Díaz Laura Torralba *et al.*, "ERAFlex - Effektive Rahmenbedingungen für einen kostenoptimalen EE-Ausbau mit komplementären dezentralen Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor," Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2019.
- [13] J. L. Finkenbeiner, "Retrospektive Bewertung regulatorischer Instrumente in der Energiewirtschaft hinsichtlich ihrer Wirksamkeit für die Energiewende," Universität Stuttgart, 2017.
- [14] M. Deissenroth, Díaz Laura Torralba, B. Fleischer, F. Guthoff, M. Reeg, and C. Schimeczek, "Analysis of flexibility options in the German electricity system via coupled simulation and optimization models," 2018.
- [15] N. Sun, I. Ellersdorfer, and D. J. Swider, "Model-based long-term electricity generation system planning under uncertainty," in *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Nanjing, China, 2008, pp. 1298–1304.
- [16] N. Sun, "Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes: Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen," Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2013.
- [17] L. Tesfatsion, "Chapter 13 - Electric Power Markets in Transition: Agent-Based Modeling Tools for Transactive Energy Support," in *Handbook of Computational Economics*, C. Hommes and B. LeBaron, Eds., 4th ed.: Eds. Elsevier, 2018, pp. 715–766.

- [18] Technische Universität Braunschweig and IZES, "Modellierung zukünftiger Bilanzkreisbewirtschaftung," 2018.
- [19] N. Harder, A. Weidlich, and P. Staudt, "Finding individual strategies for storage units in electricity market models using deep reinforcement learning," *Energy Inform*, vol. 6, S1, 2023, doi: 10.1186/s42162-023-00293-0.
- [20] F. Maurer, K. K. Miskiw, R. R. Acosta, N. Harder, V. Sander, and S. Lehnhoff, "Market Abstraction of Energy Markets and Policies - Application in an Agent-Based Modeling Toolbox," in *Lecture Notes in Computer Science, Energy Informatics*, B. N. Jørgensen, L. C. P. Da Silva, and Z. Ma, Eds., Cham: Springer Nature Switzerland, 2024, pp. 139–157.
- [21] A. Weidlich and D. Veit, "A critical survey of agent-based wholesale electricity market models," *Energy Economics*, vol. 30, no. 4, pp. 1728–1759, 2008, doi: 10.1016/j.eneco.2008.01.003.
- [22] D. Keles, A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese, and W. Fichtner, "Analysis of design options for the electricity market: The German case," *Applied Energy*, vol. 183, pp. 884–901, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.189.
- [23] Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute of Industrial Production (IIP), Chair of Energy Economics, *PowerACE - An Agent-based Energy Market Model*.
- [24] E. J. Chappin, L. J. de Vries, J. C. Richstein, P. Bhagwat, K. Iychettira, and S. Khan, "Simulating climate and energy policy with agent-based modelling: The Energy Modelling Laboratory (EMLab)," *Environmental Modelling & Software*, vol. 96, pp. 421–431, 2017, doi: 10.1016/j.envsoft.2017.07.009.
- [25] J. C. Richstein, E. J. Chappin, and L. J. de Vries, "Cross-border electricity market effects due to price caps in an emission trading system: An agent-based approach," *Energy Policy*, vol. 71, pp. 139–158, 2014, doi: 10.1016/j.enpol.2014.03.037.
- [26] Marc Deissenroth, Martin Klein, Kristina Nienhaus, and Matthias Reeg, "Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration," *Complexity*, vol. 2017, pp. 1–24, 2017, doi: 10.1155/2017/7494313.

- [27] C. Schimeczek *et al.*, "AMIRIS: Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems," *JOSS*, vol. 8, no. 84, p. 5041, 2023, doi: 10.21105/joss.05041.
- [28] M. Reeg *et al.*, "AMIRIS - Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen," DLR - Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, IZES - Institut für ZukunftsEnergiesysteme, Kast Simulation Solution -, 2013.
- [29] U. J. Frey, M. Klein, K. Nienhaus, and C. Schimeczek, "Self-Reinforcing Electricity Price Dynamics under the Variable Market Premium Scheme," *Energies*, vol. 13, no. 20, p. 5350, 2020, doi: 10.3390/en13205350.
- [30] A. Purkus, E. Gawel, M. Deissenroth, K. Nienhaus, and S. Wassermann, "Market integration of renewable energies through direct marketing - lessons learned from the German market premium scheme," *Energ Sustain Soc*, vol. 5, no. 1, 2015, doi: 10.1186/s13705-015-0040-1.
- [31] A. Gillich, L. Brodecki, and K. Hufendiek, "Impacts of complementing goals besides emission targets on CO2 mitigation cost: A model-based analysis," *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100395, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100395.
- [32] W.-P. Schill, A. Zerrahn, and F. Kunz, "Solar Prosumage: An Economic Discussion of Challenges and Opportunities," in *Energy Transition*, J. Lowitzsch, Ed., Cham: Springer International Publishing, 2019, pp. 703–731.
- [33] A. Herbst, F. Toro, F. Reitze, and E. Jochem, "Introduction to Energy Systems Modelling," *Swiss J Economics Statistics*, vol. 148, no. 2, pp. 111–135, 2012, doi: 10.1007/BF03399363.
- [34] C. Wene, "Energy-economy analysis: Linking the macroeconomic and systems engineering approaches," *Energy*, vol. 21, no. 9, pp. 809–824, 1996, doi: 10.1016/0360-5442(96)00017-5.
- [35] S. Collins *et al.*, "Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A methodological review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 839–856, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.090.

- [36] J. P. Deane, A. Chiodi, M. Gargiulo, and B. P. Ó Gallachóir, "Soft-linking of a power systems model to an energy systems model," *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 303–312, 2012, doi: 10.1016/j.energy.2012.03.052.
- [37] K. Poncelet, E. Delarue, D. Six, J. Duerinck, and W. D'haeseleer, "Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models," *Applied Energy*, vol. 162, pp. 631–643, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.100.
- [38] P. I. Helgesen, A. Lind, O. Ivanova, and A. Tomasgard, "Using a hybrid hard-linked model to analyze reduced climate gas emissions from transport," *Energy*, vol. 156, pp. 196–212, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.005.
- [39] A. Pina, C. A. Silva, and P. Ferrão, "High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables," *Applied Energy*, vol. 112, pp. 215–223, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.05.074.
- [40] A. Belderbos and E. Delarue, "Accounting for flexibility in power system planning with renewables," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 71, pp. 33–41, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.02.033.
- [41] L. Niamir, *Behavioural Climate Change Mitigation*, 2019.
- [42] G. F. Belete *et al.*, "Exploring Low-Carbon Futures: A Web Service Approach to Linking Diverse Climate-Energy-Economy Models," *Energies*, vol. 12, no. 15, p. 2880, 2019, doi: 10.3390/en12152880.
- [43] C. Pelling and T. Schmid, "Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030: Teil 1: Hauptbericht," Im Auftrag des BMWi, FfE, München, May. 2016.
- [44] J. Kochems and C. Schimeczek, "Agentenbasierte Modellierung von Lastmanagement im deutschen Stromsektor," in *Das Energiesystem nach Corona: Irreversible Strukturänderungen - Wie?*, Wien / online, 2021. Accessed: Mar. 23 2024. [Online]. Available: https://elib.dlr.de/147017/1/Langfassung_IEWT_2021_Kochems_Schimeczek.pdf

- [45] K.-K. Cao *et al.*, "Analyse von Strukturoptionen zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit (INTEEVER): Schlussbericht," DLR; Universität Stuttgart; Fraunhofer IEE, Stuttgart, Kassel, Jan. 2019.
- [46] J. Kochems, "Lastmanagementpotenziale im deutschen Stromsystem: Einzelwirtschaftliche Bewertung gesamtwirtschaftlicher Potenzialschätzungen," Dissertation, Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, Technische Universität Berlin, Berlin, 2024.
- [47] H. C. Gils, "Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage," Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2015.
- [48] *Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist: Strom-NEV, 2005.*
- [49] L. Torralba-Díaz, A. Gillich, and K. Hufendiek, "How temporal and technological simplifications affect the performance of capacity expansion models: eingereicht am 17.12.2024; Veröffentlichung noch anstehend," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2025.
- [50] J. Priesmann, L. Nolting, and A. Praktiknjo, "Are complex energy system models more accurate? An intra-model comparison of power system optimization models," *Applied Energy*, vol. 255, p. 113783, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113783.
- [51] J. Finke, C. Weber, and V. Bertsch, "Linking Modelling to Generate Alternatives, Multi-Objective Optimisation and Market Equilibria – On the Economic Interpretation of Near-Cost-Optimal Solutions in Energy System Models," *SSRN Journal*, 2024, doi: 10.2139/ssrn.4812751.
- [52] H. Schwaeppe, M. S. Thams, J. Walter, and A. Moser, "Finding better alternatives: Shadow prices of near-optimal solutions in energy system optimization modeling," *Energy*, vol. 292, p. 130558, 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.130558.
- [53] Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, and TU Berlin, "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien 3): Daten für das Szenario T45-Strom*, extrahiert aus dem Enertile Explorer," 2024. Accessed: Dec. 9 2024. [Online]. Available: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>

- [54] *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) geändert worden ist: EEG 2023.*
- [55] Fraunhofer ISE, "Stromgestehungskosten erneuerbare Energien: Studien der Jahre 2013, 2018 und 2021 ausgewertet," Accessed: Dec. 9 2024. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>
- [56] Destatis, "Verbraucherpreisindex: Deutschland, Jahre (1991-2023): Code: 61111-0001,"
- [57] H. Scheben and K. Hufendiek, "Modelling power prices in markets with high shares of renewable energies and storages—The Norwegian example," *Energy*, vol. 267, p. 126451, 2023, doi: 10.1016/j.energy.2022.126451.
- [58] T. Reuther and C. Kost, "Photovoltaik- und Batteriespeicherausbau in Deutschland in Zahlen: Auswertung des Marktstammdatenregisters," Stand Februar 2024, Fraunhofer ISE.
- [59] F. Cebulla, J. Haas, J. Eichman, W. Nowak, and P. Mancarella, "How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U.S., Europe, and Germany," *Journal of Cleaner Production*, vol. 181, pp. 449–459, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.01.144.
- [60] L. Semmelmann, M. Konermann, D. Dietze, and P. Staudt, "Empirical field evaluation of self-consumption promoting regulation of household battery energy storage systems," *Energy Policy*, vol. 194, p. 114343, 2024, doi: 10.1016/j.enpol.2024.114343.
- [61] A. Eicke, L. Hirth, and J. Mühlenpfordt, "Mehrwert dezentraler Flexibilität: Oder: Was kostet die verschleppte Flexibilisierung von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern?," Kurzstudie. Im Auftrag des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI e.V.), Mar. 2024.