

Abschlussbericht

MAPSEN

Methoden und Analysen für die Auswirkung von dezentralen Prosumer- und Geschäftsmodellen auf Erzeugung und Netz im deutschen Stromsystem

Förderkennzeichen: 03EI1014A

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

MAPSEN

Methoden und Analysen für die Auswirkung von dezentralen Prosumer- und Geschäftsmodellen auf Erzeugung und Netz im deutschen Stromsystem

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Verbundpartner:

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Technische Universität Dortmund

Förderkennzeichen: 03EI1014A

Berichtszeitraum: 01.01.2020 – 31.10.2023

Autorinnen und Autoren:

Connor Thelen, Natapon Wanapinit, Wolfgang Biener, Verena Fluri, Janis Kähler, Magnus Straßburger, Christoph Kost

Projektleitung:

Verena Fluri, Christoph Kost

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Danksagung

Das Forschungsprojekt MAPSEN wurde in der Zeit vom 01.01.2020 bis zum 31.10.2023 durch den Projektträger Jülich (PtJ) unter dem Förderkennzeichen 03EI1014A betreut. Die Finanzierung erfolgte aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, wofür wir uns herzlich bedanken.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	6
1. Ausgangssituation des Vorhabens	7
1.1 Aufgabenstellung	7
1.2 Wissenschaftlicher und technischer Stand	7
2. Ergebnisse des Vorhabens	11
2.1 AP 1 Auswahl von Geschäftsmodellen im Prosumer-Bereich und Bestimmung der Methodik und Schnittstellen	11
2.2 AP 2 Wirtschaftlichkeitsberechnung ausgewählter Geschäftsmodelle	13
2.3 AP 3 Entwicklungen zur Implementierung und Aggregation von unterschiedlichen, dezentralen Speichern (und ihrer Geschäftsmodelle) in das Strommarktmodell ENTIGRIS	16
2.4 AP 4 Analyse der Auswirkungen dezentraler Speicher auf das Stromsystem mit Fokus Erzeugung	18
2.5 AP 5 Entwicklung Netzsimulationsmodelle	21
2.6 AP 6 Untersuchung der Auswirkungen von dezentralen Speichern auf das Netz	26
2.7 AP 7 Mögliche Rückkopplung auf Geschäftsmodelle und Technologien im Wettbewerb	32
2.8 AP 8 Zusammenfassung, Bewertung und Vorstellung der Ergebnisse	32
2.9 AP 9 Veranstaltung der IEW-Konferenz 2022	32
3 Zusammenfassung	34
4. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen	36
Literatur	37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veränderung des Netzstrombezugs im Verhältnis zum Referenzfall	14
Abbildung 2: Anteile der Gebäude mit unterschiedlichen Personas nach Einschätzung der Experten bis 2050.....	15
Abbildung 3: Anteile des Stromverbrauches in der Industrie nach Personas nach Einschätzung der Experten bis zum Jahr 2050	15
Abbildung 4: Disaggregation der Onshore Windkraftanlagen auf NUTS-3 Ebene	16
Abbildung 5: Disaggregierter Strombedarf auf NUTS-3 Ebene	17
Abbildung 6: Kosten der Strombereitstellung.....	18
Abbildung 7: Strombereitstellung und Nachfrage.....	19
Abbildung 8: Verteilung des regionalen Import-zu-Nachfrage-Verhältnisses nach Szenarien	20
Abbildung 9: Betriebsmöglichkeiten von Speichern zur einfachen Eigenstromnutzung	21
Abbildung 10: Betriebsmöglichkeiten von Speichern zur prädiktiven Eigenstromnutzung	22
Abbildung 11: Streudiagramm der Last und Einspeisung eines Stromnetzes.	23
Abbildung 12: Qualität der Modellierung der Netzverluste in Abhängigkeit der Clusterzentren Anzahl, hier Lastfälle genannt.	24
Abbildung 13: Ergebnisse der k-means Clusterung.	24
Abbildung 14: Schematischer Ablauf der synthetischen Netzerstellung.....	26
Abbildung 15: Vergleich der Leitungslänge, Transformatoranzahl und Netzanschlusspunkte von Synthetischem Netz und Realnetz der NetzeBW	27
Abbildung 16: Vergleich von Netzausbaukosten und -methoden, zwischen synthetischem und Realnetz	28
Abbildung 17: Dörfliches Gebiet für das ein synthetisches Netz erstellt wurde	29
Abbildung 18: Vergleich von Netzausbaukosten mit und ohne Smart-Grid-Technologien	29
Abbildung 19: Ableiten repräsentativer Netze aus gesamt-deutschen Niederspannungsnetzen	30
Abbildung 20: Auswirkungen des Szenarios auf die Transformatorauslastungen in den repräsentativen Netzen, aufgetragen nach Siedlungsdichte.	30
Abbildung 21: Summierte Ausbaukosten des Niederspannungsverteilsnetzes für das gewählte Szenario, aufgetragen nach Siedlungsdichte	31

Kurzfassung

Das Forschungsprojekt „MAPSEN“ verdeutlicht die zukünftige Bedeutung von Energiespeichern zur Bewältigung von Nachfrage- und Erzeugungsschwankungen. Es wird gezeigt, dass Flexibilitätslösungen wie Stromspeicher vermehrt installiert und eine relevante Größe für das Gesamtsystem erreichen werden.

Im Rahmen des Projektes werden zunächst Geschäftsmodelle von Prosumenten identifiziert und daraus die entsprechenden Betriebsführungsstrategien von dezentralen Batteriespeichern abgeleitet. Mit verschiedenen Modellen wird anschließend der Einfluss des Verhaltens der Prosumenten auf das Energiesystem sowie die Übertragungs- und Verteilnetze untersucht.

Die Ergebnisse ermöglichen eine fundierte Bewertung der Auswirkungen von Veränderungen im Nutzungsverhalten von Batteriespeichern der Prosumer. Dabei konnte gezeigt werden, dass eine systemdienliche Nutzung von dezentralen Speichern erhebliche Effekte auf das gesamte Energiesystem haben kann, aber insbesondere die Auslastung von Übertragungs- und Verteilnetzen reduziert. Diese Arbeit betont damit die Notwendigkeit einer proaktiven Gestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen um eine systemdienliche Nutzung von dezentralen Energiespeichern zu incentivieren.

1. Ausgangssituation des Vorhabens

1.1 Aufgabenstellung

Im Projekt soll vorausschauend untersucht werden, welchen Einfluss ein starker Ausbau von PV-Systeme mit Stromspeichern in Verbindung mit verschiedenen, möglichen Prosumergeschäftsmodellen, aber auch die Nutzung dezentral erzeugten Stroms in Elektrofahrzeugen oder zur Wärmeerzeugung, auf Erzeugung und Stromnetz im deutschen Energiesystem hat. Aktuell lässt sich beobachten, dass zunehmend in den Verbrauchssektoren (Haushalte, Gewerbe und Industrie) Stromspeicher- und andere Flexibilitätslösungen eingebaut werden, die in absehbarer Zeit eine systemrelevante Größe erreichen werden. Ausgewählt werden dafür in diesem Projekt solche Geschäftsmodelle, die in naher Zukunft relevant werden. Hierzu werden die folgenden FuE-Maßnahmen vorgeschlagen, die zentrale Elemente dieses Forschungsantrags darstellen:

- (1) Entwicklungen zur Implementierung und Aggregation von unterschiedlichen, dezentralen Speichern (und dazugehöriger Geschäftsmodelle) in Energiesystemmodelle (ENTIGRIS und ENTIGRIS-Unit)
- (2) Weiterentwicklung der Simulationsumgebung MILES, insbesondere der Module zur Strommarktsimulation und zur Netzbetriebszustandsermittlung, um die Auswirkungen dezentraler Speicher und Prosumer auf die Belastung des Übertragungsnetzes zu analysieren
- (3) Weiterentwicklung des Modells InDiGO im Bereich Netzsimulation hinsichtlich Implementierung dezentraler Speicher zur Untersuchung der Auswirkungen von auf die Stromnetze (Verteilnetz)

Durch die Weiterentwicklungen wird eine Abbildung der verschiedenen Geschäftsmodelle und technische Lösungen in aggregierter Form im Energiesystem- und Netzsimulationsmodell möglich. Somit können die gesamtsystemischen Effekte und die Auswirkungen auf Verteil- und Übertragungsnetze, und hier insbesondere auch an den Netzübergabepunkten, sowie Strommarkt analysiert werden. Mit den Ergebnissen soll geprüft werden, inwiefern die Entwicklungen sowie die Nutzung von Speichern auf Seiten der Prosumer (und deren dezentrale Speicheraktivitäten) eine Auswirkung auf das System und umgekehrt haben. Da insbesondere Verhaltensänderungen auch durch ökonomische Anreize und externe Rahmenbedingungen gesteuert werden, sollen entsprechend der Auswirkungen veränderter regulatorischer Rahmenbedingungen analysiert werden.

1.2 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Die Ergebnisse wissenschaftlicher Untersuchungen zum Speicherbedarf in Deutschland variieren stark, da sie von den Annahmen zu Netzausbau, Austausch mit dem Ausland, Entwicklung der Energietechnologien und Entwicklung der Speichertechnologien abhängen. [1] gehen z.B. davon aus, dass bis zu einem Anteil erneuerbarer Energien von ca. 60% keine Stromspeicher benötigt werden, sofern eine Abregelung gewisser Energiemengen stattfindet. [2] errechnen ein Szenario für die Wirtschaftlichkeit von Stromspeicher im niedrigen Gigawattbereich (16 GW Langzeitspeicher und 7 GW Kurzzeitspeicher) erst für einen Anteil von 90% erneuerbaren Energien im Stromsektor, unter Annahme geringer Strompreise und verzögerungsfreien Netzausbaus. Die deutsche Bundesregierung geht in der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030 davon aus, dass in 2030 11,9 GW Pumpspeicher und 3 bis 6 GW PV-Batteriespeicher installiert sein werden [3]. Im Vergleich zu den heute bestehenden ca. 6 GW Pumpspeicherkraftwerken und ca. 500 MW PV-Batteriespeichern [4] wird folglich mit einem erheblichen Speicherausbau gerechnet.

Unbestritten jedoch ist, dass Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbaren Energien im Energiesystem benötigt werden (siehe z.B. [5, 6, 1, 7, 8, 2]). Aus volkswirtschaftlicher Sicht werden Stromspeicher in Deutschland in der Zukunft daher eine große Rolle spielen. Untersuchungen im Bereich Speicher-Geschäftsmodelle bilden hingegen die betriebswirtschaftliche Gegenseite zu dem prognostizierten Bedarf ab. Aus mehreren Untersuchungen ergibt sich das folgende aktuelle Bild der Geschäftsmodelle für Stromspeicher in Deutschland [9–11]:

- (1) Große Batteriespeicher (ab 1 MW) haben derzeit ein Geschäftsmodell am Regelleistungsmarkt, aufgrund des geringen Marktvolumens ist eine baldige Sättigung zu erwarten.
- (2) Eigenverbrauchserhöhung durch Batteriespeicher in Industrie und Quartieren ist (noch) kein wirtschaftliches Geschäftsmodell, werden aber dennoch bereits installiert.
- (3) PV-Heimspeichersysteme befinden sich momentan an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit und werden in nennenswerter Anzahl bei PV-Neusystemen verbaut (Anteil >50 % in 2018).
- (4) Ab dem nächsten Jahr fallen jährlich tausende „alte“ PV-Anlagen aus der EEG-Förderung. Es ist zu erwarten, dass hier im großen Stil Eigenverbrauchslösungen umgesetzt werden und lokale Speicherlösungen (v. a. erst einmal Heizstäbe für Warmwasserspeicher) verbaut werden, die entsprechenden Änderungen im Netznutzungsverhalten mit sich bringen. Bei einem Ersatz der alten PV-Anlage dürften Batteriespeicher ebenfalls zum Standard gehören.

Durch die derzeit stark sinkenden Kosten von Batteriespeichern [12, 13] kann allerdings mit dem Entstehen neuer Geschäftsmodelle in diesem Bereich und damit einem starken Zubau dezentraler Batteriespeicher gerechnet werden. Insbesondere im PV-Heimspeicherbereich wurde bereits nachgewiesen, dass eine auf den Eigenverbrauch ausgelegte Betriebsweise für das Netz von Nachteil sein kann (siehe z.B. [14]). Es stellt sich daher zunehmend die Frage, welche Auswirkungen ein starker Ausbau von dezentralen Stromspeichern bzw. Prosumergeschäftsmodellen insgesamt auf das Energiesystem hat. In energiesystemanalytischen Studien wird derzeit häufig die Speicherkapazität als feste Größe definiert und fließt als Annahme in das Energiesystemmodell ein [15]. Eine Variation dieser Leistung bzw. eine geschäftsmodellabhängige Betriebsweise mit einer umfassenden Untersuchung der Auswirkungen auf das Energiesystem ist dem Projektteam bisher nicht bekannt.

Ziel dieses Forschungsvorhabens soll es daher sein, die eingangs aufgezeigte Forschungslücke zu schließen und die Auswirkungen eines starken Speicherausbaus in Deutschland auf das deutsche Energiesystem – bestehend aus Erzeugungs- und Netzinfrastruktur- mithilfe von drei Energiesystemmodellen detailliert zu untersuchen. Dafür soll einerseits das Energiesystemmodell ENTIGRIS des Fraunhofer ISE verwendet und weiterentwickelt werden, um die Auswirkungen auf die Zusammensetzung der Erzeugungsparks sowie lastseitige Verbraucher zu analysieren. Andererseits soll die europäische Strommarkt- und Netzsimulationsumgebung MILES des ie^3 der TU Dortmund weiterentwickelt und eingesetzt werden, um insbesondere die Auswirkungen auf die zeitliche und räumliche Belastung des deutschen Übertragungsnetzes zu bewerten. Zudem soll das Verteilnetzmodell InDiGo des Fraunhofer ISE verwendet und weiterentwickelt werden, um den Einfluss von Geschäftsmodellen mit einhergehenden Flexibilitäten auf das Verteilnetz zu untersuchen.

Das Strommarktmodell ENTIGRIS Deutschland des Fraunhofer ISE zeichnet sich insbesondere durch eine hohe räumliche, zeitliche und technologische Auflösung aus (siehe laufendes Projekt WeatherAggReOpt). Im Projekt AUTGRID wurde eine neue Methodik zur Netzaggregation und Netzberechnung umgesetzt. Dies geschah unter anderem durch die Koppelung mit einem DC-Loadflow-Modell. Die Anzahl der Netzknoten innerhalb des Modells konnte somit erhöht werden; dies geschah durch die Entwicklung eines neuen Netzaggregationsalgorithmus. Im Projekt WeatherAggReOpt werden Methoden zur technischen, räumlichen und zeitlichen Aggregation der Einspeisecharakteristika erneuerbarer Energien untersucht. Ziel des Projektes ist die Entwicklung von Verfahren zur Aggregation der Einspeisecharakteristika, um die Komplexität der Problemstellungen zu reduzieren und dadurch die Recheneffizienz zu erhöhen. Die gewonnene Recheneffizienz soll anschließend zur Erhöhung der Modellgenauigkeit und zur Lösung neuer Problemstellungen (z.B. Einfluss von Prosumern auf das Energiesystem) verwendet werden.

Eine breite Marktdiffusion von Stromspeichern und anderen Speichertechnologien lässt auch umfangreiche Folgen für die elektrischen Energieversorgungsnetze erwarten. Dabei ist im Voraus nicht pauschal abzuleiten, ob diese Folgen ausschließlich netzbelastend oder netzentlastend ausgeprägt sein werden. Vielmehr wird eine großräumige Integration der Stromspeicher in die Stromnetze – je nach Betriebsführungsstrategie der Speicher – in lokaler und zeitlicher Abhängigkeit sowohl zur Minderung drohender zukünftiger Netzengpässe als auch teilweise zur Verschärfung dieser beitragen oder sogar neue Engpässe hervorrufen. Im konkreten Fall ist folglich sowohl das zeitliche Ein- und Ausspeiseverhalten der Stromspeicher in Abhängigkeit unterschiedlicher (Markt-)Anreize, ihre räumliche Verteilung in Kombination mit den lokalen Einspeise- und

Lastgegebenheiten sowie die Netzstrukturen zu berücksichtigen. Dabei soll einerseits der aktuelle Ordnungsrahmen als Basis dienen und andererseits angenommene Anpassungen im Ordnungsrahmen zugrunde gelegt werden. Die entsprechenden Analysen der Folgen einer umfassenden Marktdiffusion von Stromspeichertechnologien auf die Versorgungs- und Transportaufgabe der elektrischen Netze steht in bisherigen Netzstudien eher nicht im Fokus. Stattdessen ist die Entwicklung der Speichertechnologien meist einer von vielen Aspekten im Rahmen von Untersuchungen der zukünftigen Netzbelastung in Folge verschiedener Entwicklungspfade des Gesamtenergiesystems.

Als solche Untersuchungen sind auf der Übertragungsebene insbesondere die kontinuierlich veröffentlichte Netzausbauplanung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber in Form der Netzentwicklungspläne Strom (NEP, aktuell NEP 2030, Version 2017 (2017)) sowie auf europäischer Ebene der gemeinsam von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern herausgegebene Ten Year Network Development Plan (TYNDP, aktuell TYNDP 2018 (2018)) zu nennen. Die jeweilige nationale bzw. europäische Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes basiert hierbei auf verschiedenen Marktszenarien, welche unterschiedliche Entwicklungspfade des Energiesystems darstellen. Dabei wird jedoch weder das zeitliche Einsatzverhalten oder die räumliche Verteilung der Stromspeicher, sondern lediglich die installierte Leistung dieser variiert, sodass die Auswirkung unterschiedlicher Marktanzreize oder lokaler Förderbedingungen nicht sensitiv betrachtet werden, wie bspw. im Rahmen der Begutachtung zum NEP 2030 durch die TU Dortmund festgestellt wurde (NEMO VI (2018)). Zur gutachterlichen Bewertung des Netzentwicklungsplans der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wurde die Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES - Model of International Energy Systems - eingesetzt. Die Simulationsumgebung MILES wurde eigens am ie³ der TU Dortmund konzipiert und seitdem in verschiedenen Forschungsprojekten und Studien angewendet und kontinuierlich weiterentwickelt. MILES ermöglicht techno-ökonomische Analysen des gesamteuropäischen Energiesystems und deckt dabei die gesamte Prozesskette der Netzentwicklungsplanung ab.

Die Simulationsumgebung MILES des ie³ der TU Dortmund wird im Rahmen des Forschungsprojektes KonVeEn - Kongruente Modellumgebung zur Analyse der Folgen der Verkehrswende für Elektrizitätsmärkte und -netze weiterentwickelt, um die aus der Verkehrswende resultierenden veränderten Versorgungsaufgaben sowie die damit einhergehenden Veränderungen auf der Nachfrageseite entsprechend abbilden zu können. Das Projekt KonVeEn hat zum Ziel, wissenschaftliche Methoden und Modelle zur Abbildung der durch die Verkehrswende bedingten Folgen für den Stromsektor zu erforschen. Für diese Zielstellung wird aus dem Kongruenzbereich der Energietechnik und Verkehrslogistik eine Modellumgebung zur adäquaten Abbildung des Einflusses der Verkehrswende auf den Stromsektor entwickelt. Das ie³ wird in seinem Teilvorhaben ein Strommarktmodell zur Simulation des gesamteuropäischen Elektrizitätsmarktes unter expliziter Berücksichtigung der zukünftigen Strommarktteilnehmer aus dem Verkehrssektor entwickeln sowie zur Weiterentwicklung der im Rahmen des Vorgängerprojekts KonVeTrO entwickelten Verfahrensumgebung zur ebenenübergreifenden Stromnetzplanung und -analyse beitragen, um den Ausbaubedarf des deutschen Stromnetzes in Folge unterschiedlicher Entwicklungspfade der Verkehrswende abzuschätzen.

Im Rahmen des Verbundvorhabens MODEX-Net - Modellvergleich von Stromnetzmodellen im europäischen Kontext bringt das ie³ der TU Dortmund die Simulationsumgebung MILES in Modellexperimente ein, um die Ursachen und Auswirkungen verschiedener Modellierungsannahmen herauszuarbeiten. Unter den bestehenden methodischen Ansätzen zur Übertragungsnetzmodellierung hat sich über die letzten Jahre eine große Bandbreite entwickelt, welche zu voneinander abweichenden oder sogar widersprüchlichen Modellergebnissen führen kann. Deswegen ist das übergeordnete Ziel des Forschungsprojekts MODEX-Net ein Vergleich bestehender Übertragungsnetzmodelle im europäischen Kontext. Anhand von Modellexperimenten sollen die methodischen und datenseitigen Unterschiede der beteiligten Übertragungsnetzmodelle systematisch identifiziert und analysiert werden. Besonderes Augenmerk wird hierbei auch auf die Rolle von Flexibilitäten auf Angebots- und Nachfrageseite gelegt. Auf der Basis der gewonnenen Erkenntnisse sollen Vorschläge für die Weiterentwicklung von Übertragungsnetzmodellen abgeleitet werden, um deren Aussagekraft weiter zu erhöhen.

Im abgeschlossenen Forschungsprojekt Die Stadt als Speicher - Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der

Fluktuation erneuerbarer Einspeiser wurden vielfältige, dezentrale Flexibilitätsoptionen gebündelt und als virtueller Energiespeicher für das Stromnetz und den Energiemarkt nutzbar gemacht. Im Rahmen des Projektes wurden zunächst flexible Steuerungs- und Koordinationsalgorithmen entwickelt, die einen optimierten Einsatz für die Flexibilitätsoptionen ermöglichen. Auf Basis aktueller Wetterprognosen wurden dabei sowohl die primäre Versorgungsaufgabe der Flexibilitätsoptionen als auch der Zustand des lokalen Verteilnetzes berücksichtigt. Anschließend wurden die entwickelten Algorithmen in zwei Modellregionen in Deutschland im Livebetrieb demonstriert. Hierbei wurde die Flexibilität verschiedener elektrischer Anlagen für ein Jahr zum Ausgleich der aktuellen Stromproduktion erneuerbaren Energien eingesetzt. Im Anschluss erfolgten die Evaluation des entwickelten Koordinationsansatzes sowie die Entwicklung neuartiger Geschäftsmodelle für lokale Energieversorgungsunternehmen.

Auf der Verteilnetzebene sind ähnliche Untersuchungen sowohl für ganz Deutschland (TU Dortmund et. al. im Auftrag der DENA 2012, BMWi 2014) als auch für einzelne Netzgebiete (TU Dortmund 2017, Fraunhofer IEE et. al. 2018) durchgeführt worden, wobei ein erheblicher Einfluss der Stromspeicher auf Netzengpässe bzw. den Netzausbau auch bereits erkannt wurde. In der Netzflexstudie der DENA (2017) sowie der Studie Stromspeicher in der Energiewende der Agora Energiewende (2014) konnte belegt werden, dass Stromspeicher bei netzdienlichen Marktanreizen den notwendigen Netzausbaubedarf erheblich senken können.

In der Abteilung Intelligente Netze, Digitalisierung und Bewirtschaftung des Fraunhofer ISE werden seit vielen Jahren in Industrieprojekten und geförderten Forschungsprojekten Methoden zur Netzbetriebsführung und der Betriebsführung dezentraler Anlagen entwickelt und erprobt. Beispielhaft für eine Vielzahl an Projekten werden hier die folgenden Projekte genannt: StroWae (BMWi FKZ: 0325736), GreenAccess (BMWi FKZ: 03ET7534), Grid2Smart (Badenova Innovationsfond), DiGO (BMWi FKZ: 0350050).

In StroWae wurden einfache Optimierungsalgorithmen zur automatisierten Netzausbauplanung verwendet. Ziel war es hier Netzüberlastungen zu vermeiden, indem das Netz ausgebaut wird. Dabei wurde zur Reduktion der Laufzeit darauf verzichtet die Kosten für den Netzausbau durch innovative Betriebsmittel zu reduzieren. Im Projekt GreenAccess wurden optimale Netzausbaualgorithmen getestet. Mit den Algorithmen können Spannungsbandverletzungen und thermische Betriebsmittelüberlastungen vermieden werden. Es bestehen jedoch große Einschränkungen hinsichtlich der Verallgemeinerbarkeit der Netzausbaualgorithmen auf verschiedene Netztypen. Im Projekt DiGO wurden die Algorithmen zur Netzausbauplanung verallgemeinert und es wurden zusätzliche Netzausbaumaßnahmen integriert. Allerdings wurde die Ausbauplanung nur für Niederspannungsnetze durchgeführt, was hinsichtlich der Komplexität der Optimierung und Datenhaltung einfacher war. In Projekt Grid2Smart wurde zusammen mit der badenova Netz und der badenova Wärmeplus ein Konzept für ein Virtuelles Kraftwerk aufgebaut.

Das Projekt open_BEa der TU München (<http://www.ees.ei.tum.de/forschung/open-bea/>) befasst sich mit der Realisierung eines Open Source Modellierungstools mit Schwerpunkt auf den Einfluss der Technologie, der Position, der Dimension und des Betriebs der integrierten Speicher auf das Netzverhalten. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Integration von Elektrofahrzeugen als Flexibilitätsmaßnahme. Das vorliegende Vorhaben unterscheidet sich davon erheblich durch die Untersuchung des Einflusses unterschiedlicher Geschäftsmodelle und Nutzungsverhalten von Speichertechnologien, deren Auswirkungen und der darauffolgenden Rückkopplung dieser Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle. Diese Untersuchungen bilden den Schwerpunkt des Vorhabens.

2. Ergebnisse des Vorhabens

Im Nachfolgenden findet sich eine eingehende Darstellung der erfolgten Tätigkeiten in den entsprechenden Arbeitspaketen.

2.1 AP 1 Auswahl von Geschäftsmodellen im Prosumer-Bereich und Bestimmung der Methodik und Schnittstellen

In diesem Arbeitspaket wurden geeignete Geschäftsmodelle zur weiteren Untersuchung in den Stromsystemmodellen definiert, relevante Kombinationen von Prosumern und Geschäftsmodellen erarbeitet, Szenarien entwickelt und Schnittstellen zwischen den verwendeten Modellen definiert.

AP 1.1 Potenziale von Geschäftsmodellen im Prosumer-Bereich

Um geeignete Geschäftsmodelle zu finden, wurden im Projektteam sogenannte Kundenwelten ausgearbeitet und beschrieben. Für den Kleinkundenbereich und den Bereich Großindustrie wurden diese detailliert ausgearbeitet. Für Privatkunden wurden vier Gruppen definiert:

- **Passive Stromkunden** zeigen kein oder wenig Interesse an Eigenverbrauchslösungen. Sie haben keine Kapazitäten, sich über eigene Stromproduktion Gedanken zu machen, kein Kapital oder auch schlicht kein Eigentum, z.B. als Mieter/Mieterinnen in einem Mehrfamilienhaus. Ihren Strom beziehen sie komplett vom Stromversorger.
- **Einfache Prosumenten** sind Stromkunden mit lokaler Erzeugung. Dies ist in der Regel PV-Strom. Der Stromverbrauch ist teilweise an die Stromerzeugung angepasst, so lassen sie beispielsweise die Spülmaschine und Waschmaschine vorzugsweise tagsüber laufen. Sie besitzen aber keinen Batteriespeicher oder ähnliche flexible Anwendungen. Ihr Netzstrombezug ist aufgrund der selbst erzeugten Energiemenge geringer als der der passiven Stromkunden, in der Regel ist aber die Stromnachfrage größer als die Stromerzeugung.
- **Komplexe Prosumenten** besitzen neben der PV-Anlage noch einen Batteriespeicher, eine Wärmepumpe, ein Elektroauto, ein Energiemanagementsystem und/oder weitere flexible Anwendungen. Etwa neun Monate im Jahr kommen sie ohne Netzstrombezug aus, nur in den Wintermonaten wird Strom aus dem Netz benötigt. Die Stromerzeugung ist in der Regel größer als der Stromverbrauch.
- Die **Unabhängigen** gehen noch einen Schritt weiter. Ihre Stromerzeugungsanlagen sind so ausgelegt, dass sie ihren Strom komplett und zu jeder Zeit selbst erzeugen. Das Stromnetz wird nur für die Einspeisung von überschüssigem Strom verwendet. Diese Verbraucher sind nicht ökonomisch, sondern ideologisch getrieben.

Eine vergleichbare Charakterisierung für die Großindustrie wurde wie folgt definiert:

- **Industrieunternehmen mit Vollversorgungsvertrag** nutzen keine Eigenerzeugung und kein Energiemanagement. Die Unternehmen konzentrieren sich auf ihr Kerngeschäft und nutzen keine Möglichkeiten die Energieversorgung zu optimieren, da kein Interesse besteht oder kein Kapital verfügbar ist.
- **Industrieunternehmen mit PPA** decken einen Großteil oder die gesamte Stromnachfrage über Direktbelieferungsverträge (Power Purchase Agreements, PPA) auf Basis von erneuerbaren Energien. Die Unternehmen haben einen hohen Anteil Netzstrombezug und keine Netzeinspeisung. Gegebenenfalls wird ein Teil der Nachfrage an die Erzeugungsstruktur angepasst.
- **Industrieunternehmen mit Eigenerzeugung** haben einen hohen Energiebedarf, für den sich eigene Erzeugungsanlagen lohnen. Eigenerzeugung wird vor allem über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gedeckt. Aber auch PV-Anlagen kommen hier vermehrt zum Einsatz. Die Unternehmen haben in der Regel einen steten Netzstrombezug und eine strompreisoptimierte Netzeinspeisung.
- **„Grüne“ Industrieunternehmen** haben das Ziel, ihre Emissionen auf rechnerisch null zu senken. Sie besitzen eine hohe lokale Stromerzeugung, z.B. durch Kraft-Wärme-Kopplung, PV-Anlage

und/oder Windkraftanlage und nutzen Energiemanagement und Batteriespeicher zum Lastmanagement. Sie erreichen hohe Autarkiegrade und wechseln zwischen Stromnachfrage und -einspeisung. Im Vergleich zum Industrieunternehmen mit Vollversorgungsvertrag haben sie einen stark veränderten Lastgang.

Des Weiteren wurden ähnliche Charakterisierungen für produzierendes Gewerbe definiert. Der Bereich Fernwärme, Elektrolyseure, E-Mobilität und E-Wärme, sowie Quartiere, energieautarke Kommunen und Städte wurden als weitere Kundenwelten definiert. Insgesamt sind somit 29 Definitionen entstanden. Der Fokus lag dabei immer auf der Veränderung des Stromabnahmeverhaltens.

AP 1.2 Szenariorahmen und Schnittstellen

Bei der Arbeit mit unterschiedlichen Rechenmodellen, wie im Projekt MAPSEN der Fall, ist ein wichtiger Schritt die Abstimmung, welche Datengrundlage dazu genutzt werden soll und wie die Daten zwischen den Modellen übergeben werden. Dazu wurden im Arbeitspaket 1.2 mehrere Treffen durchgeführt.

Hier wurden Rahmenbedingungen der Szenarios für die Zieljahre 2030 und 2050 festgelegt. Grundlage für die Szenarien bilden Ergebnisse aus dem Fraunhofer ISE Energiesystemmodell REMod für den nationalen Raum und Daten aus den ENTSOE-E Szenarien für das europäische Ausland. [16]

Eingangs- und Ausgangsparameter aller Modelle wurden aufgelistet und miteinander abgeglichen. Insbesondere die regionale Verteilung der Eingangsparameter wurde festgelegt.

2.2 AP 2 Wirtschaftlichkeitsberechnung ausgewählter Geschäftsmodelle

In diesem Arbeitspaket wurden Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Geschäftsmodellen durchgeführt, diese mit realem Kundenverhalten abgeglichen und Szenarien zur Entwicklung der Verbreitung der Geschäftsmodelle entwickelt. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Geschäftsmodelle sind in dem Paper „Bottom-Up-Ansatz zur Modellierung von Prosumenten im Energiesystem“ von Fluri et. al. in den Energiewirtschaftlichen Tagesfragen veröffentlicht [17].

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen wurden mit dem am Fraunhofer ISE entwickelten Modell ENTIGRIS Unit durchgeführt. Das Modell wurde vor Beginn des Projektes für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen in Einfamilienhäusern genutzt. Im Projekt wurde zunächst der Weiterentwicklungsbedarf für das Modell identifiziert. Insbesondere die Fragestellung, wie aus den betriebswirtschaftlichen Ergebnissen Daten für Energiesystem- und Netzmodelle generiert werden können, wurde diskutiert. Im Anschluss wurde ein Lastenheft für das Programm ENTIGRIS Unit erstellt.

Die folgenden Anpassungen im Optimierungsmodell *ENTIGRIS Unit* vorgenommen:

- Die Modellversion wurde auf die aktuelle Arbeitsumgebung angepasst und die Auswertungsdateien wurden überarbeitet.
- Stochastisches Laden und Entladen im Modell wurde verhindert, um eine realistische Abbildung des Batteriespeicherbetriebes abzubilden.
- Die Möglichkeit zur Lastbegrenzung wurde im Modell integriert.
- Heizstab, Wärmespeicher und Wärmepumpe, sowie die Modellierung der Stromnachfrage durch E-Mobilität wurden in das Modell integriert.
- Aktuelle Daten zu Energiepreisen, Abgaben, Umlagen und Steuern bei der Nutzung von erneuerbaren Energien wurden erfasst und in die Modelldatenbank integriert.
- Die Betrachtung von Gewerbe/Handel/Dienstleistungs(GHD)-Unternehmen wurde im Modell implementiert durch die Einführung von Lastpreisen.

Zur Berechnung der großen Anzahl von verschiedenen Prosumer-Cases wurde für das Modell *ENTIGRIS Unit* eine Erweiterung entwickelt, mit der Parameter eingelesen werden können und Berechnungen automatisiert durchgeführt werden.

Mithilfe des weiterentwickelten Optimierungsmodells wurden Wirtschaftlichkeitsberechnungen für verschiedene Prosumer-Use-Cases durchgeführt. Der Fokus lag dabei zunächst auf PV- und PV-Batteriesystemen für Privathaushalte sowie für Gewerbebetriebe. Für Privathaushalte wurde zunächst analysiert, welche die wichtigsten Einflussfaktoren für die Wirtschaftlichkeit des PV- bzw. PV-Batteriesystems sind, um in der späteren Analyse den Datensatz gering zu halten.

Abbildung 1 zeigt die Auswirkungen der unterschiedlichen Faktoren auf den Netzstrombezug. Die PV-Anlagenleistung wurde optimiert und liegt zwischen 7 und 17 kWp (Ausnahme „PV-Leistung: max“ mit 30 kWp Leistung). Der Referenzfall ist ein Einfamilienhaus mit einem Bewohner, niedrigem Sanierungsstandard, Standort Ost (Dresden), PV-Südausrichtung, städtischem nicht-Pendler Fahrverhalten, optimierter PV-Anlagenleistung und Wärmespeichergröße. Im Referenzfall ist die PV-Anlage 14,7 kWp, die Wärmepumpe 7,8 kW, der Heizstab 11 kW und der Wärmespeicher 4,5 kWh (Warmwasser) plus 17,9 kWh (Raumwärme). Der Netzstrombezug beträgt 11.300 kWh/Jahr. [17]

Der Sanierungsstandard hat den größten Einfluss auf den verbleibenden Netzstrombezug. Dies liegt daran, dass die Wärmepumpe für die Bereitstellung der Warmwasser- und Heizwärme große Mengen Strom benötigt, mehr als der Stromverbrauch der sonstigen Haushaltsgeräte. Wohngebäude mit einem höheren Sanierungsstandard beziehen daher weniger Strom aus dem Netz. Das auf 40 kWh/m² renovierte Gebäude hat einen um knapp 70% reduzierten Netzstrombezug im Vergleich zum Haus mit vier Bewohner und niedrigem Sanierungsstandard. Aus demselben Grund hat auch der Haustyp einen großen Einfluss auf die Ergebnisse – im Vergleich zu einem frei stehenden Haus hat eine Doppelhaushälfte oder ein Reihenhaus einen deutlich geringeren Wärmeenergiebedarf. Ausrichtung der PV-Anlage und Standort des Gebäudes

können den Netzstrombezug um bis zu 25% verändern. Die Maximalauslegung von PV-Anlage, Batterie- oder Wärmespeicher hat einen Einfluss von bis zu 20%. Die Anzahl der Bewohner und das Fahrprofil hingegen haben einen vergleichsweise geringen Einfluss auf den verbleibenden Netzstrombezug. [17]

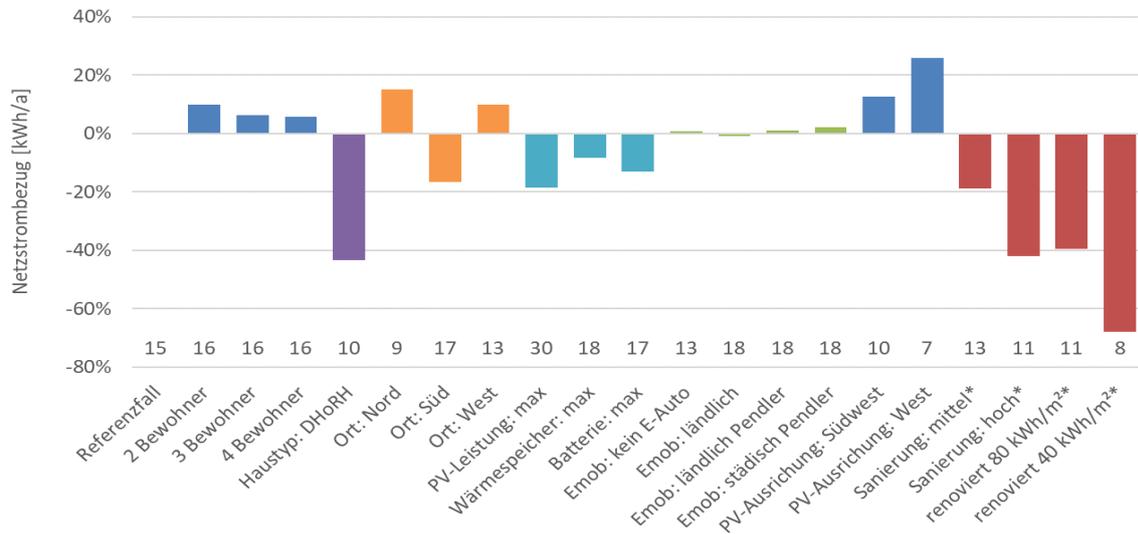


Abbildung 1: Veränderung des Netzstrombezugs im Verhältnis zum Referenzfall (* Veränderungen beim Sanierungsstandard wurden mit vier Bewohnern gerechnet). In Zahlen ist die errechnete optimale PV-Anlagenleistung zu sehen.

Essenziell für die Modellierung ist also vorrangig der Sanierungsstandard und der Haustyp. In Relevanz absteigend sind des Weiteren zu berücksichtigen: PV-Ausrichtung, Maximalauslegung, Standort, Bewohneranzahl und Fahrprofil. Zukünftig werden die Lastprofile von Haushalten demnach stark vom Sanierungsstandard abhängig sein und somit auch stärker saisonal abhängig sein. [17]

Im Bereich Gewerbebetriebe wurden vier exemplarische Verbraucher untersucht. Im Bereich Gewerbebetriebe ist es schwierig, an reale Stromlastdaten zu kommen und sicher zu stellen, dass diese repräsentativ sind für eine Branche. Oft ist Repräsentativität auch gar nicht möglich aufgrund der starken Unterschiede im Verbrauch verschiedener Gewerbegebäude. Mit dem weiterentwickelten Modell ENTIGRIS Unit wurde die Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen bei vier Verbrauchern ermittelt: Restaurant, Schule, Büro und Supermarkt. In allen Fällen konnte bei der Optimierung ein positiver Kapitalwert erreicht werden. Die Wirtschaftlichkeit ergibt sich beim Restaurant durch Eigenverbrauch, bei den drei anderen Verbrauchern durch eine Kombination aus Eigenverbrauch und Lastspitzenkappung. Bei Betrachtung des Gesamtsystems ist der Kapitalwert jeweils höher als bei reiner Betrachtung der Stromseite. In drei Fällen sinkt dabei zudem die Amortisationszeit auf unter 10 Jahre. Insgesamt sind die Amortisationszeiten jedoch höher als von vielen Unternehmen gefordert, weshalb davon ausgegangen werden muss, dass trotz positiver Kapitalwerte bislang wenige Unternehmen in Prosumertechnologien investieren. Mit sinkenden Technologiepreisen und steigenden Energiepreisen können sich hier aber in naher Zukunft interessante Geschäftsmodelle ergeben.

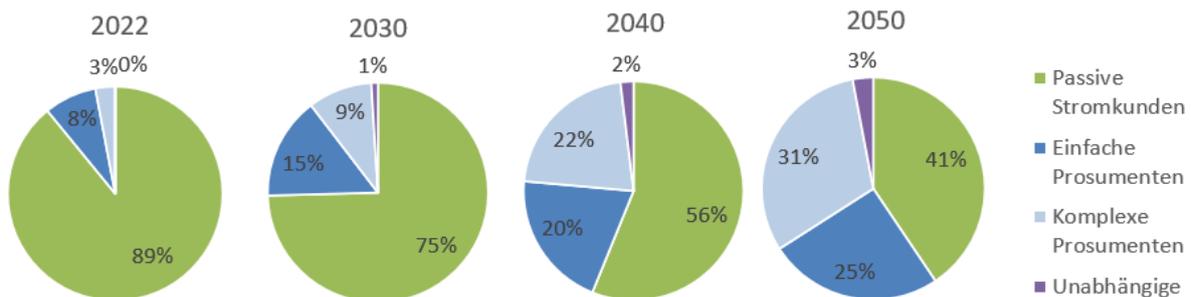


Abbildung 2: Anteile der Gebäude mit unterschiedlichen Personas nach Einschätzung der Experten bis 2050

In einem Expertenworkshop wurden Szenarien zur Entwicklung von Prosumenten im Energiesystem und Stromnetz definiert. Dabei wurden die oben genannten Kundengruppen nochmals genauer definiert und deren Anteile für den Zeitraum bis 2050 diskutiert und abgeschätzt. Das Projektteam entwickelte daraus drei Szenarien. Die Ergebnisse wurden in „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ veröffentlicht (siehe Anhang) (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3). [17]

Nach der Errechnung von einzelnen Wirtschaftlichkeitsfällen und bei der Vorbereitung umfangreicherer Rechnungen, zeigte sich dann, dass trotz Automatisierung der zeitliche Aufwand für die Berechnung und Auswertung von Daten für ganz Deutschland nach wie vor sehr hoch ist. Um eine repräsentative Menge von Einzelauswertungen zu erhalten, wäre ein unverhältnismäßig großer Arbeits- und Zeitaufwand notwendig.

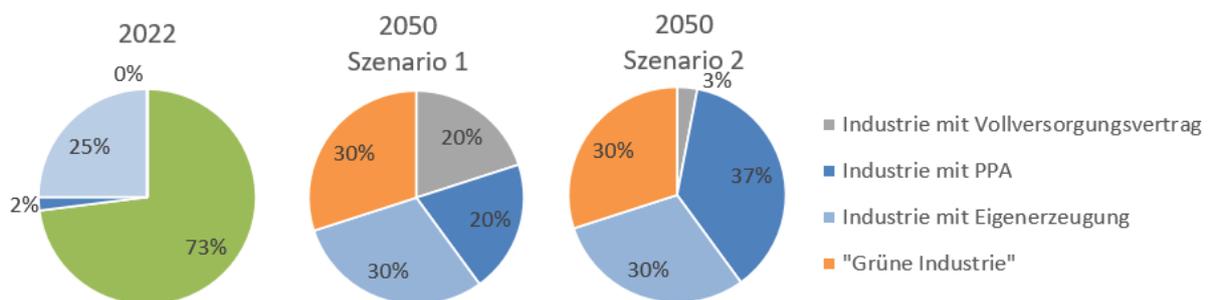


Abbildung 3: Anteile des Stromverbrauches in der Industrie nach Personas nach Einschätzung der Experten bis zum Jahr 2050

Daher wurde ein alternatives Vorgehen ausgewählt. Die Basis für die neuen Berechnungen bilden die Jahresenergie- und stündlichen Verbrauchsdaten, die auf Kreisebene für ganz Deutschland vorliegen. Mithilfe dieser Datensätze soll auf den einzelnen Kreisebenen das Prosumer-Verhalten abgebildet werden. Durch das Abbilden des gesamten Kreises sinkt die Repräsentativität für einzelnen Haushalte und Unternehmen, dafür ist eine höhere Repräsentativität auf Kreisebene gegeben, welche für die nationalen Modelle entscheidender ist. Zusätzlich wird dadurch ein weiteres Problem gelöst, welches darin besteht, dass im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung, sowie im Industriesektor nur wenige repräsentativen Energiedaten für Einzelunternehmen vorliegen. [18]

2.3 AP 3 Entwicklungen zur Implementierung und Aggregation von unterschiedlichen, dezentralen Speichern (und ihrer Geschäftsmodelle) in das Strommarktmodell ENTIGRIS

Das Ziel des Arbeitspakets 3 ist die Entwicklung eines hochaufgelösten räumlichen und zeitlichen Datensatzes, mit welchem im Arbeitspaket 4 die Rolle und Auswirkung von dezentralen Speichern und verschiedenen Betriebsführungsstrategien auf das Stromsystem ermittelt werden können.

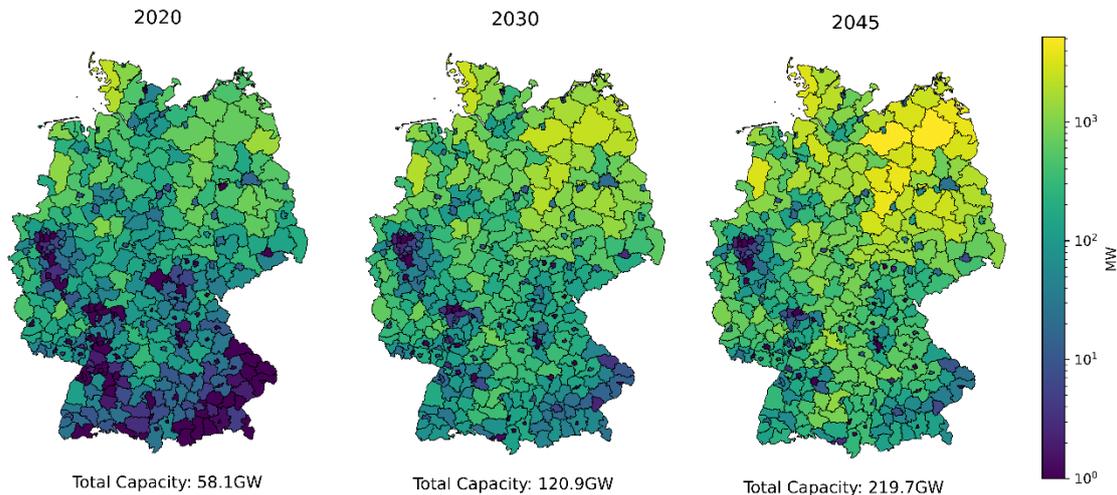


Abbildung 4: Disaggregation der Onshore Windkraftanlagen auf NUTS-3 Ebene

Für die räumliche Auflösung wurden die 401 NUTS-3 Regionen gewählt. Die zeitliche Auflösung ist stündlich festgelegt. Damit ist eine hinreichend genaue, aber weiterhin lösbare Detailtiefe gewählt. Zusätzlich ist festgelegt worden, dass das Jahr 2020 als Referenz sowie die Jahre 2030 und 2045 analysiert werden. Um die zukünftige Kapazitätsentwicklungen der Strombereitstellungseinheiten, Speichern und die damit einhergehenden Auswirkungen abzuschätzen ist zunächst ein Transformationspfad für das deutsche Energiesystem ermittelt worden. Dafür wurde das Energiesystemmodell „REMod“ verwendet.

Das REMod-Modell basiert auf einer nichtlinearen Optimierung eines 1-Knoten-Modell des nationalen Energiesystems mit dem Ziel, die Gesamtkosten der Transformation zu minimieren. Dabei dürfen die energiebezogenen CO₂-Emissionen den festgelegten Zielwert von 7,8 GT CO₂-Emissionen bis 2045 nicht überschreiten. Die Simulation von REMod erfolgt stündlich, während die Systemtransformation jährlich optimiert wird.

Das Optimierungsziel besteht darin, alle Energieerzeugungsanlagen, Energieumwandlungssysteme und Energiespeicher kostenoptimal zu dimensionieren. Zusätzlich ergibt sich modellendogen der Energiebedarf, aufgeteilt in die Sektoren Industrie und Gewerbe, Wohngebäude, Verkehr sowie der Strombedarf für die Erzeugung von PtX-Produkten. Aufgrund der Geschlossenheit des Energiesystemmodells ist gewährleistet, dass die Energiebilanz des Gesamtsystems zu jeder Stunde erfüllt wird. Die Parametrierung des Transformationspfads für diese Studie ist an das Referenzszenario der Studie "Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem" angelehnt. [16]

Anschließend sind die optimierten Ausbaupfade der Energieerzeugungs- und Energiespeichereinheiten auf die gewählte räumliche Auflösung auf NUTS-3 Ebene disaggregiert worden. Für das Jahr 2020 basierte die Disaggregation auf Basis des Marktstammdatenregister. Dadurch ist eine korrekte Verteilung der jeweiligen Kapazitäten sichergestellt. Für die Jahre 2030 und 2045 wurde für jede der betrachteten Technologien ein entsprechende Disaggregationsmethodik entwickelt. Diese ist ausführlich in einer Veröffentlichung [18] dargestellt. In Abbildung 4 ist beispielhaft die Disaggregation der Onshore Windkraftanlagen für die Jahre 2020, 2030 und 2045 dargestellt.

Das Ergebnis dieser Disaggregation ist eine Datenbank welche für alle NUTS-3 Regionen die Stromerzeugungs- und Stromspeicherkapazitäten aller relevanten Technologien für die zu analysierenden Jahre 2020, 2030 und 2045 enthält und dabei auch zukünftige Technologien wie Wasserstoff-Kraftwerke berücksichtigt.

Zusätzlich wurden für jede NUTS-3 Region spezifische Erzeugungsprofile für die erneuerbaren Energiequellen, Onshore Wind, Offshore Wind und Solarenergie auf Basis des ERA-5 Wetterdatensatzes erstellt. Damit ist sichergestellt, dass der Betrieb der dezentralen Batteriespeicher, welche weitestgehend den Strom aus erneuerbaren Energiequellen zwischenspeichern, auf regionalisierte Erzeugungsprofile optimiert werden.

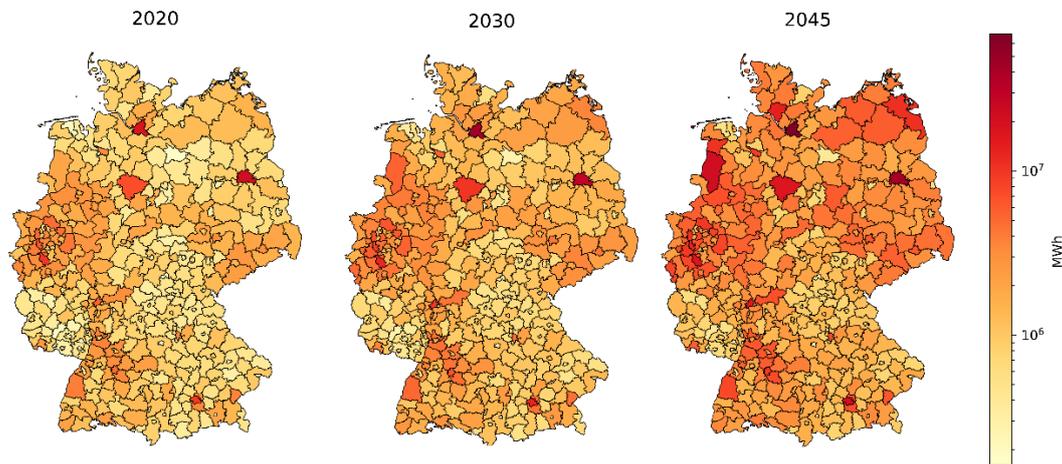


Abbildung 5: Disaggregierter Strombedarf auf NUTS-3 Ebene

Darüber hinaus wurde der Strombedarf der Sektoren Industrie und Gewerbe, Wohngebäude, Verkehr sowie der Strombedarf für die Erzeugung von PtX-Produkten vom 1-Knoten REMod-Modell jeweils auf die 401 NUTS-3 Regionen disaggregiert. Anschließend sind die Strommengen in Zeitreihen umgewandelt worden. Hierfür wurden für jeden der Sektoren eine Methodik entwickelt welches es ermöglicht die Eigenschaften wie Regionstyp, Industrieansiedlung, Bevölkerungsverteilung etc., einer jeden Region zu berücksichtigen und entsprechend Regionen-spezifische Bedarfsprofile abzuleiten. Der Strombedarf aller Sektoren auf NUTS-3 Ebene ist für die Jahre 2020, 2030 und 2045 in Abbildung 5 dargestellt. Die angewendeten Methodiken für die Erzeugung der Zeitzeihen der jeweiligen Sektoren ist ebenfalls ausführlich in der Veröffentlichung „Operative Benefits of Residential Battery Storage for Decarbonizing Energy Systems: A German Case Study“ von Wanapinit et. al. [18]beschrieben.

Die Bedarfsprofile gehen ebenfalls in Form einer Datenbank in das nachfolgende Arbeitspaket 4 ein und bilden zusammen mit den disaggregierten Erzeugungs- und Speichereinheiten die Grundlage der anschließende Betriebsoptimierung.

2.4 AP 4 Analyse der Auswirkungen dezentraler Speicher auf das Stromsystem mit Fokus Erzeugung

In diesem Arbeitspaket wurden die Einflüsse der Geschäftsmodelle von dezentralen Stromspeichern (PV-Speicher und Elektromobilität) auf das Stromsystem Deutschlands untersucht. Das Stromsystem wurde in einer hohen räumlichen Auflösung (NUTS-3 Ebene) anhand dem Energiesystemmodell ENTIGRIS abgebildet. ENTIGRIS optimiert den Einsatz jeder Energietechnologien im System zur Minimierung der gesamten Erzeugungskosten. Des Weiteren wurden die Jahre 2020, 2030, und 2045 modelliert, um die Einflüsse im Verlauf der Dekarbonisierung des Deutschen Systems auszuwerten.

Die Abbildung der Geschäftsmodelle erfolgt durch die Anpassung des Modells ENTIGRIS, sogenannt Szenario. Drei Szenarien wurden hiermit betrachten:

- Marktorientierter Einsatz aller Technologien (MK),
- Netzorientierter Einsatz aller Technologien zur Minimierung der Spitzenlast in jeweiligen Regionen (PR, *Peak Reduction*), und
- Nutzung der Stromspeicher nur zur Erhöhung Eigenverbrauches (SC, *Self-consumption*).

Das MK-Szenario stellt das Geschäftsmodell dar, in dem die Prosumer auf die Preise des Strommarkts reagieren können. Darauf aufbauend im PR-Szenario können die Netzbetreiber den Einsatz der Erzeugungstechnologien und der dezentralen Flexibilität beeinflussen, um die Spitzenlast (sowohl der Einspeisung als auch des Bezuges) zu reduzieren. Dies stellt die Auswirkung von der Spitzenlasttarifizierung der Netzentgelte vor. Im SC-Szenario wurden die PV-Speicher als getrennt vom System behandelt. Dabei reagieren die Speicher nur auf die PV-Erzeugung und die Nachfrage der Prosumer.

Abbildung 6 stellt die operativen Kosten des Systems in jeweiligen Szenarien dar. In allen Szenarien steigen die Gesamtbetriebskosten im Laufe der Zeit. Dies ist hauptsächlich auf den starken Anstieg des Strombedarfs aufgrund der Elektrifizierung von Heizung und Verkehr sowie anderer Energieverwendungen zurückzuführen. Hinsichtlich der Kostenstruktur steigen die Betriebs- und Wartungskosten der Technologien stetig an. Die Brennstoffkosten steigen zwischen den Jahren schnell an, aufgrund des höheren Erdgaspreises und später des höheren Wasserstoffpreises. Die Gesamtbetriebskosten im MK-Szenario sind am niedrigsten und belaufen sich im Jahr 2045 auf 91,9 Milliarden Euro pro Jahr. Dies wird gefolgt von 94,1 bzw. 97,8 Milliarden Euro im PR- und SC-Szenario. Mit anderen Worten reduzieren sich die Kosten im Jahr 2045 um 6,1%, wenn die Prosumer-Speicher vom System genutzt werden können. Im Jahr 2030 ist die Kostenreduzierung mit 5,4% etwas geringer.

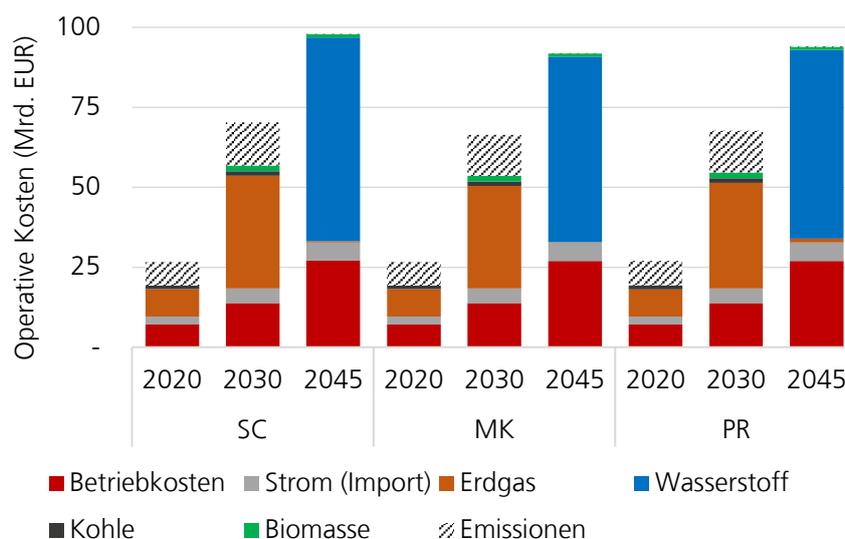


Abbildung 6: Kosten der Strombereitstellung

Abbildung 7 zeigt die Zusammenstellung des Strommix im Vergleich zur Nachfrage. Der Anteil der Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie am Strombedarf steigt von 34% im Jahr 2020 auf 83% im Jahr 2045. Das bedeutet, das Stromsystem verlässt sich stark auf die fluktuierende erneuerbare Energie. Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken wird nach 2038 eingestellt, was mit dem Ziel der Bundesregierung übereinstimmt. Basierend auf den angenommenen wirtschaftlichen Parametern wurden Kernkraftwerke nicht eingesetzt. Dies halten wir für irrelevant, da die Kernenergie in den Zwischen- und Zieljahren auslaufen soll und Kernkraftwerke die Grundlast sicherstellen würden. Darüber hinaus wird die Nutzung von Erdgas zwischen 2030 und 2045 schrittweise eingestellt, um das System zu dekarbonisieren. Schließlich spielt die Stromversorgung aus Biomasse, Wasserkraft und dem Import aus Nachbarländern nur eine geringe Rolle, weniger als 6%.

Der Unterschied in Bezug auf die Energieversorgung zwischen den Szenarien ist gering und liegt hauptsächlich in der Nutzung von Gas- oder Wasserstoffkraftwerken, die eine Ergänzung zur Nutzung von VRE darstellen. Im Jahr 2045 beläuft sich die Stromerzeugung aus Wasserstoff auf 172,1 TWh im MK-Szenario, 169,3 TWh im PR-Szenario und 185,6 TWh p.a. im SC-Szenario. Das bedeutet, dass bei einer strikten Reservierung der Prosumer-Speicherung für PV-Eigenverbrauch die Stromerzeugung aus Spitzenlastkraftwerken um 7,0% gegenüber dem MK-Szenario steigt. Die Höhe der Spitzenlasterzeugung in beiden Szenarien ist jedoch ähnlich.

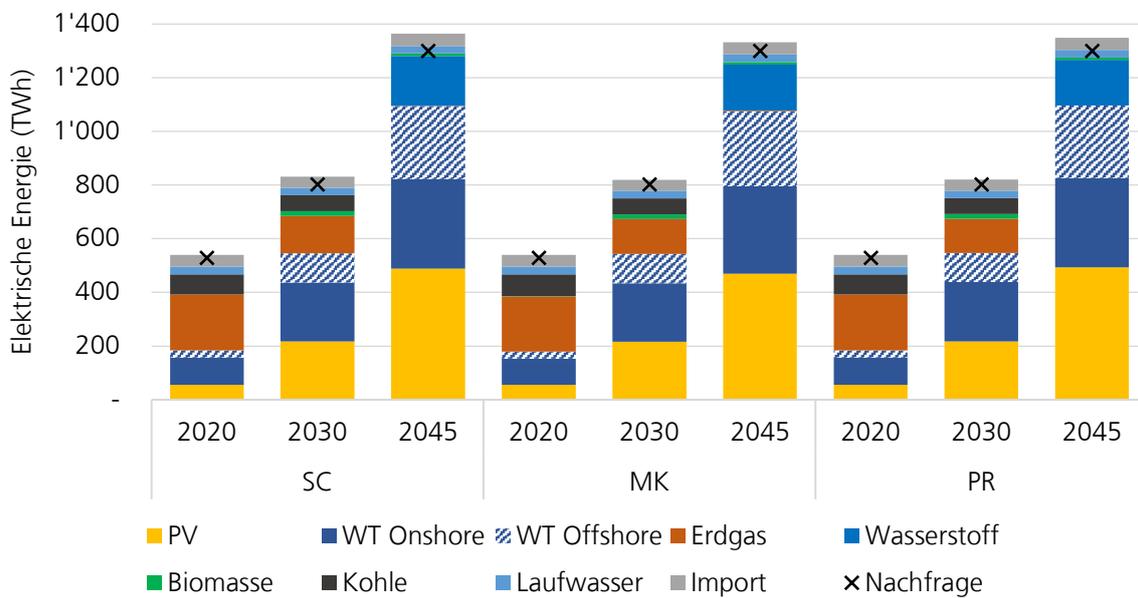


Abbildung 7: Strombereitstellung und Nachfrage

In Bezug auf der regionalen Selbstversorgung zeigt Abbildung 8 die Verteilung des Import-zu-Nachfrage-Verhältnisses von Strom. Je niedriger dieses Verhältnis ist, desto näher ist eine Region daran, selbstversorgend zu werden. Mit der Erschließung eigener erneuerbarer Energiepotenziale importiert jede Region weniger Strom aus dem nationalen System. Dieser Trend stagniert jedoch in den späteren Jahren, und keine Region wird vollständig autark. Dies liegt am Anstieg des Strombedarfs und der schwankenden Natur von VRE. Letzteres bedeutet, dass eine Region im Jahresausgleich einen Überschuss erzeugen kann, aber in einigen Stunden dennoch auf externe Stromerzeugung angewiesen ist. Schließlich beträgt das durchschnittliche Verhältnis über die drei Jahre im SC-Szenario 38,6%, im MK-Szenario 38,4% und im PR-Szenario 37,7%. Der geringe Unterschied zwischen verschiedenen Betriebsarten von Batteriespeichern für private Haushalte legt nahe, dass die Wahl des Preissignals kaum Auswirkungen auf die Selbstversorgung des Systems hat.

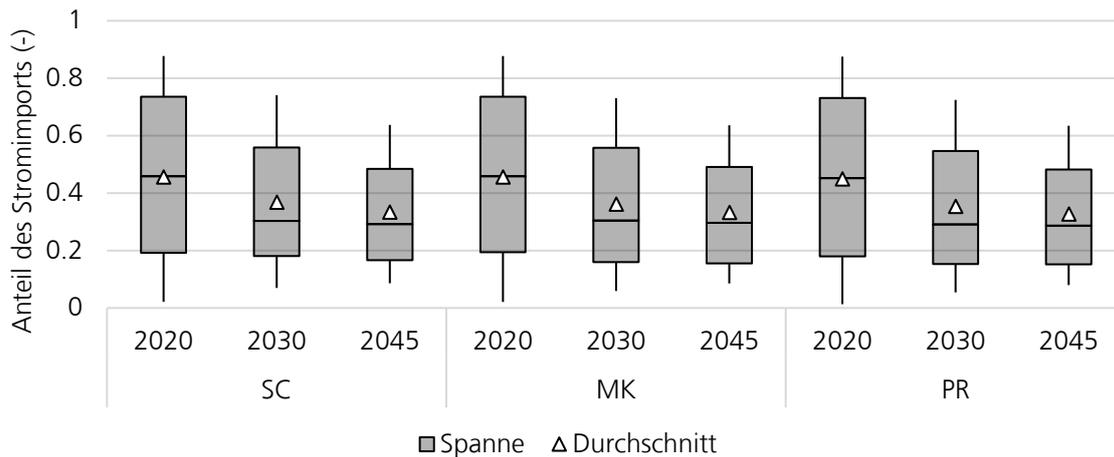


Abbildung 8: Verteilung des regionalen Import-zu-Nachfrage-Verhältnisses nach Szenarien

Die Ergebnisse zeigen, dass ein marktorientierter Betrieb von Prosumerspeichern die Gesamterzeugungskosten um 6% im Vergleich zum ausschließlichen Eigenverbrauch reduzieren kann. Wenn jedoch zusätzliche Beschränkungen zur Reduzierung der regionalen Spitzenleistung auf den Speichern angewendet werden, können die Kosten um 2% steigen. Die Ausweitung dezentraler Energieressourcen verbessert die regionale Eigenversorgung, jedoch besteht nach wie vor eine erhebliche Diskrepanz zwischen verschiedenen Regionen. Die Elektrifizierung von Heizungs- und Transportprozessen verschärft das Erzeugungsdefizit in städtischen Gebieten. Der Betrieb von Prosumerspeichern hat marginale Auswirkungen auf die regionale Eigenversorgung. Die Netzüberlastung ist am höchsten, wenn die Speicher marktorientiert betrieben werden oder um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Preisbasierte Anreize sollten sorgfältig gestaltet werden, um unnötige Lade- und Entladezyklen zu vermeiden. Diese Anreize mobilisieren Flexibilitätsressourcen effektiv, können jedoch Netzüberlastungen möglicherweise nicht ausreichend bewältigen. Insgesamt sind die Auswirkungen des Betriebsmodus der Prosumerspeicher auf die Anlagenbetreiber minimal, wenn der Hauptzweck darin besteht, den Eigenverbrauch zu erhöhen.

Die Ergebnisse wurden als Zeitschriftenartikel in „Wanapinit, Natapon; Offermann, Nils; Thelen, Connor; Kost, Christoph; Rehtanz, Christian (2024): Operative Benefits of Residential Battery Storage for Decarbonizing Energy Systems: A German Case Study“ veröffentlicht. [18]

Datenübergabe/Schnittstelle zur TU-Dortmund

Im Rahmen des MAPSEN Projektes wurde eine Schnittstelle zwischen dem Model ENTIGRIS des Fraunhofer ISE und dem Model MILES entwickelt und implementiert. Damit wurden die Auswirkungen dezentraler Prosumer-Geschäftsmodelle auf das Übertragungsnetz analysiert. Wie in AP3 und AP4 beschrieben, ist basierend auf dem Energiesystemmodell REMod ein Transformationspfad des deutschen Energiesystems auf NUTS-3 Ebene disaggregiert worden. Dafür sind neben den Kapazitäten zur Stromerzeugung und Stromspeicherung auch die Erzeugungszeitreihen der erneuerbaren Energiequellen sowie die Verbrauchszeitreihen auf NUTS-3 Ebene abgebildet worden (siehe AP3). [18]

Darauf aufbauend hat das Strommarktmodell ENTIGRIS das Betriebsverhalten aller betrachteten Technologien mit dem Ziel der Minimierung der Gesamtsystemkosten optimiert. Das Ergebnis dieser Betriebsoptimierung sind stündlich aufgelöste Strombereitstellungs- und Strombedarfsprofile eines kostenoptimierten Energiesystems für jede NUTS-3 Region (siehe AP3). [18]

Auf Basis dieser zwei Profile für jeden der 401 betrachteten Knoten wurde dann mit dem Stromnetzmodell MILES die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz analysiert. Eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens zur Bestimmung der resultierenden Lastflüsse und Betriebspunkte lastflusststeuernder Betriebsmittel sind dem Abschlussbericht der TU Dortmund sowie der gemeinsamen Veröffentlichung ([18]) zu entnehmen. Damit konnte ein Modellverbund zu den systemischen und übertragungsnetzseitigen Auswirkungen von Batteriespeichern im deutschen Stromsystem geschaffen werden.

2.5 AP 5 Entwicklung Netzsimulationsmodelle

Das Werkzeug Intelligent Distribution Grid Optimization (InDiGO) wurde im MAPSEN Projekt weiterentwickelt. Um abgesehen von den Worst-Case Simulationen auch Zeitreihen berücksichtigen zu können, wurde die Software verallgemeinert. Das Netzplanungswerkzeug kann jetzt mit Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherzeitreihen arbeiten.

Zeitreihensimulationen gehen einher mit einer deutlich erhöhten Anzahl an Lastflussberechnungen, was zu einem signifikanten Anstieg der Rechenzeit führt. Um dem entgegenzuwirken wurden Möglichkeiten getestet, um die Rechenzeiten zu reduzieren.

Geschäftsmodelle

Um die für MAPSEN wichtigen Geschäftsmodelle in der Netzberechnung abbilden zu können, wurde das Datenmodell von InDiGO um Flexibilitäten von Speichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen erweitert, sodass diese direkt aus den Werkzeugen synPRO1 und ETE (Energy Management System Test Environment) in Netzberechnungen einfließen können. Dabei wurden die Flexibilitäten der Elektrofahrzeuge aus den synPRO Ausgaben abgeleitet und in das Datenmodell integriert. Die Flexibilitäten der Wärmepumpen wurden aus ETE entnommen.

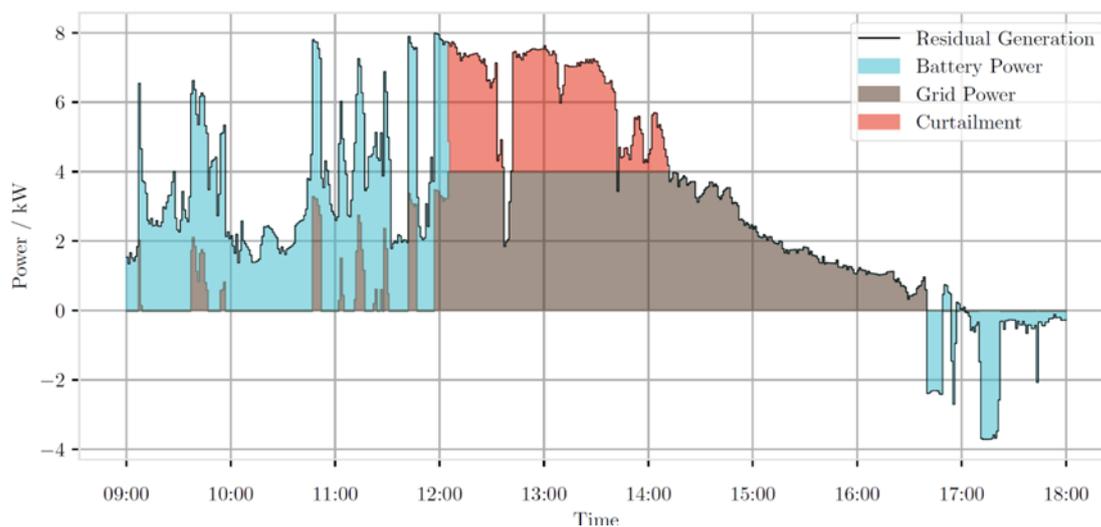


Abbildung 9: Betriebsmöglichkeiten von Speichern zur einfachen Eigenstromnutzung

Darauf aufbauend wurden in InDiGO verschiedene Geschäftsmodelle implementiert, die entweder auf eine ökonomisch optimierte Eigenstromnutzung mit Speichern abzielen und hierbei optional auf variable Preissignale reagieren, oder der umfassenden Reduktion von Netzbelastungen dienen.

In den folgenden beiden Abbildungen wird für einen exemplarischen Tag der Speicherbetrieb für einen Haushalt mit PV-Anlage dargestellt. Positive Werte bedeuten, dass die PV-Anlage mehr Leistung einspeist, als der Haushalt verbraucht. In Blau ist dargestellt, wenn der Speicher die Leistung der PV-Anlage einspeichert (positive Werte) oder ausspeichert (negative Werte). In Rot wird eine hypothetische Abregelung der PV-Einspeisung dargestellt, wenn mehr in das Netz zurückgespeist wird als vorgesehen. In Abbildung 9 wird eine sehr einfache Eigenstromnutzung dargestellt. Der Speicher nimmt sofort die Überschussleistung der PV-Anlage auf. Da der Speicher mittags vollständig geladen ist, muss am Nachmittag PV-Einspeisung abgeregelt werden, da der Netzbezug (in Braun) den eingestellten Maximalwert überschreitet.

¹ <https://synpro-lastprofile.de/>

In Abbildung 10 operiert der Speicher prädiktiv. Um Abregelung am Nachmittag zu vermeiden, nimmt er morgens vorwiegend Energie auf, wenn die Leistung über dem eingestellten Grenzwert liegt. Damit wird zudem vermieden, dass der Speicher unnötig lange einen hohen Ladezustand aufweist, was die Batteriealterung beschleunigt.

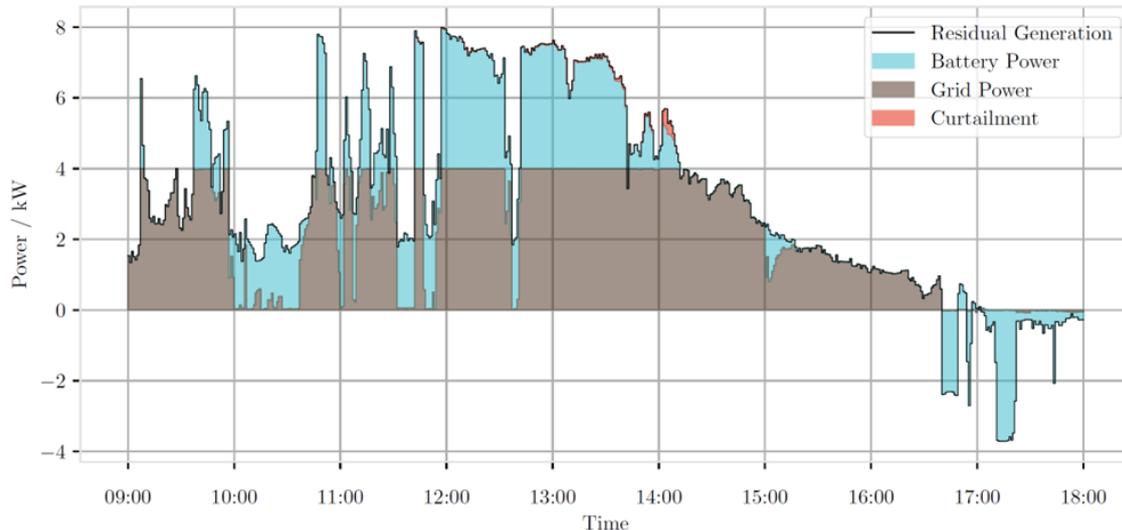


Abbildung 10: Betriebsmöglichkeiten von Speichern zur prädiktiven Eigenstromnutzung

Für die ökonomisch optimierten Betriebsführungen wurden die folgenden Varianten implementiert:

1. Einfache Eigenstromoptimierung:

Unidirektional: Elektrofahrzeuge werden vorzugsweise mit verfügbarem Solarstrom geladen. Sollte die verfügbare Energie nicht ausreichend sein, um den angestrebten State of charge (SOC) zu erreichen, wird die restliche Energie aus dem Netz bezogen.

Bidirektional: Batterien und – sofern die Verfügbarkeit gegeben ist – Elektrofahrzeuge werden mit Solarstrom geladen. Gleichzeitig kann der Speicher entladen werden, um beispielsweise Haushaltsgeräte mit Energie zu versorgen. Der angestrebte SOC bei Fahrzeugnutzung wird hierbei weiterhin garantiert. Gleichzeitig wird ein maximaler Anteil von Solarstrom innerhalb des Speichers angestrebt.

2. Preisoptimierter Betrieb:

Unidirektional: Das Aufladen der Elektrofahrzeuge erfolgt bei möglichst geringen Verbraucherstrompreisen.

Bidirektional: Batterien und – sofern die Verfügbarkeit gegeben ist – Elektrofahrzeuge werden zu Zeiten von geringen Strompreisen geladen und zu Hochpreiszeiten entladen, um Haushaltsgeräte zu versorgen. Dies erfolgt nur, sofern die Preisdifferenz groß genug ist, um die Verluste von Laden und Entladen zu kompensieren. Es erfolgt keine Rückeinspeisung ins Netz.

3. Eigenstrom- und preisoptimierter Betrieb:

Uni- und bidirektional: hierbei werden sowohl die PV-Verfügbarkeit als auch die Preislage berücksichtigt. Solarstrom wird als kostenlos angenommen.

Zudem wurden zwei netzdienliche Betriebsführungen mit Speichern in Form von Heimspeichern und bidirektionalen Elektrofahrzeugen implementiert. Ziel der Betriebsführungsalgorithmen ist es die Transformatorbelastung zu reduzieren, sodass die Transformatoren nicht überlastet sind. Beide Algorithmen bereiten die Speichersysteme vor, indem sie diese vor hohen Rückspeisungen durch PV entladen, sodass die nicht in das überlagerte Netz transformierbare Energie dann gespeichert wird. Vor hohen Belastungen durch Verbraucher (z.B. andere Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen) werden die Speicher hingegen gefüllt, sodass die Nachfrage ohne Transformatorbelastung bedient werden kann.

Beschleunigung der Netzauslegung

Um den Rechenaufwand für Netzberechnungen zu reduzieren wurde eine Methodik entwickelt, welche die dimensionierenden und repräsentativen Zeitschritte aus Zeitreihen extrahiert. Damit kann die Rechendauer Signifikant gesenkt werden.

Als aussagekräftiger Zeitraum zur Bestimmung der maximalen Netzbelastung wird ein Jahr angesehen da hier alle typischen Jahreszeitlichen Belastungssituationen auftreten. Der Energiemarkt basiert auf viertelstündlichen und die für Verteilnetze wichtige Norm zur Spannungsqualität² auf 10-minütigen Zeitfenstern.

Weiterhin ist sicherzustellen, dass die Netzbetriebsmittel nicht thermisch überlastet werden. Dafür würden

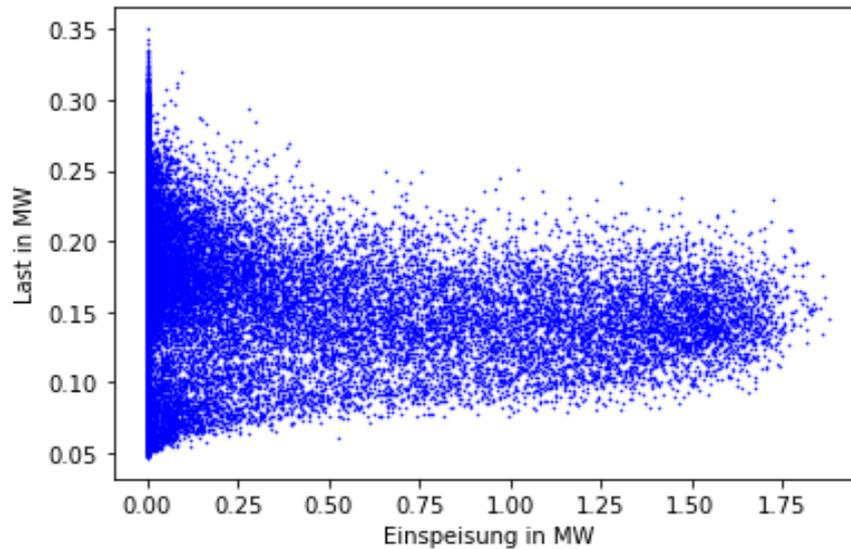


Abbildung 11: Streudiagramm der Last und Einspeisung eines Stromnetzes.

Die summierte Last je Zeitschritt wurde auf der Abszisse aufgetragen, die summierte Einspeisung auf der Ordinate.

beide Zeitfenster ausreichen. Im Fall der viertelstündlichen Berechnung des Jahresverlaufs müssen 35 040 Zeitschritte berechnet werden. Für die zehn-minütige Berechnung müssten bereits 52 560 Zeitschritte berechnet werden. Die Rechenzeit variiert in Abhängigkeit von der Knotenanzahl des Netzes und den eingesetzten Regelungsstrategien stark. Nimmt man jedoch im Mittel die Dauer von einer Sekunde je Zeitschritt an, wären dies für den ersten Fall 10 und für den zweiten 15 Stunden.

Da der Großteil der Zeitschritte für die Netzplanung keine neuen Informationen liefert, wurde eine Methodik entwickelt, um die Anzahl der Zeitschritte zu reduzieren. Abbildung 11 stellt den Zusammenhang von Erzeugung und Einspeisung dar. Der Ordinatenswert jedes Punktes ist die summierte Last des Netzes. Der Abszissenwert ist die summierte Erzeugung des Netzes.

Ziel ist es nun aus diesen Zeitpunkten alle auszuwählen die notwendig sind, um die Betriebsmittel auszulegen und um die Netzverluste abschätzen zu können. Die beiden Fragestellungen können getrennt voneinander gelöst werden. In späteren Anwendungen müssen die Zeitschritte richtig berücksichtigt werden. Um den notwendigen Netzausbau zu erkennen werden alle Zeitschritte behalten, in welchen maximale Betriebsmittelauslastungen auftreten oder Extrema in den Knotenspannungen. Eine weitere Reduktion der Zeitschritte war möglich, wenn aus einer Menge von Zeitschritten mit kleinen Änderungen in der Betriebsmittelauslastung (Nennleistung des Betriebsmittel <1%) und den Knotenspannungen (Nennspannung <0,1%) nur einer behalten wird. Damit konnte die notwendige Anzahl der Zeitschritte um mehr als 99,9 % reduziert werden.

² ICS 29.020: DIN EN 50160

Um aus wenigen Zeitschritten die Netzverluste bestimmen zu können, müssen repräsentative Zeitschritte gefunden werden. Die repräsentativen Zeitschritte werden mit dem k-means Algorithmus bestimmt. Der k-means Algorithmus nimmt als Eingangsdaten die summierten Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen wie in Abbildung 11 dargestellt. Der k-means Algorithmus ist eine Heuristik, welche Clusterzentren sucht, sodass der summierte Abstand von den Punkten zu ihren Zentren minimal ist. In Abbildung 13 wird dargestellt, wo die Clusterzentren in der Punktmenge liegen. Punktmengen mit derselben Farbe sind ein Cluster.

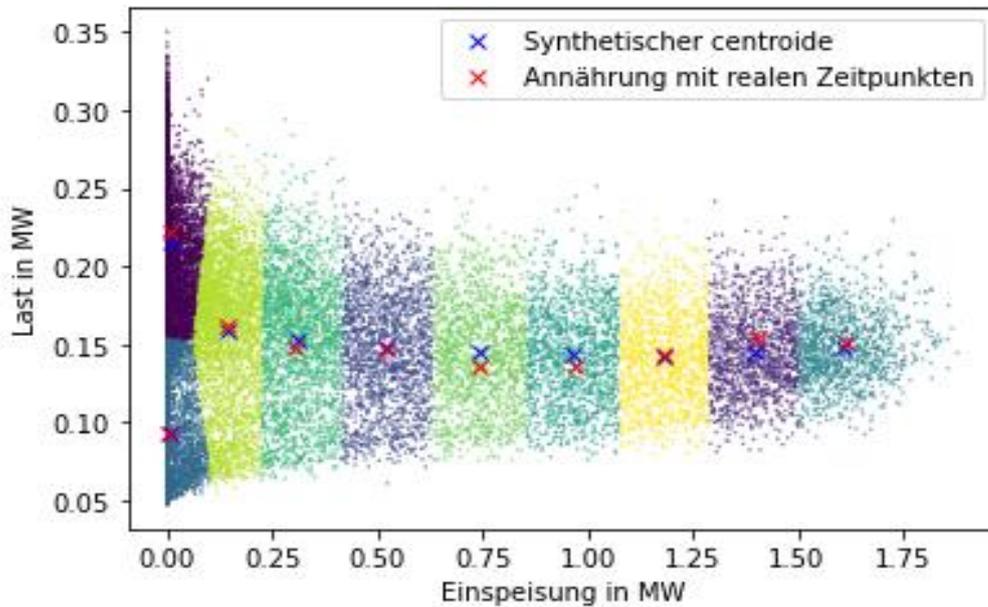


Abbildung 13: Ergebnisse der k-means Clusterung.

Die Clusterzentren (blaue Kreuze) sind keine tatsächlichen existierenden Punkte, sondern liegen willkürlich im Raum. Deshalb wurden im Anschluss die realen Zeitpunkte bestimmt, die dem synthetischen Clusterzentrum am nächsten liegen (rote Kreuze). Die Hochrechnung auf die Netzverluste erfolgt über die

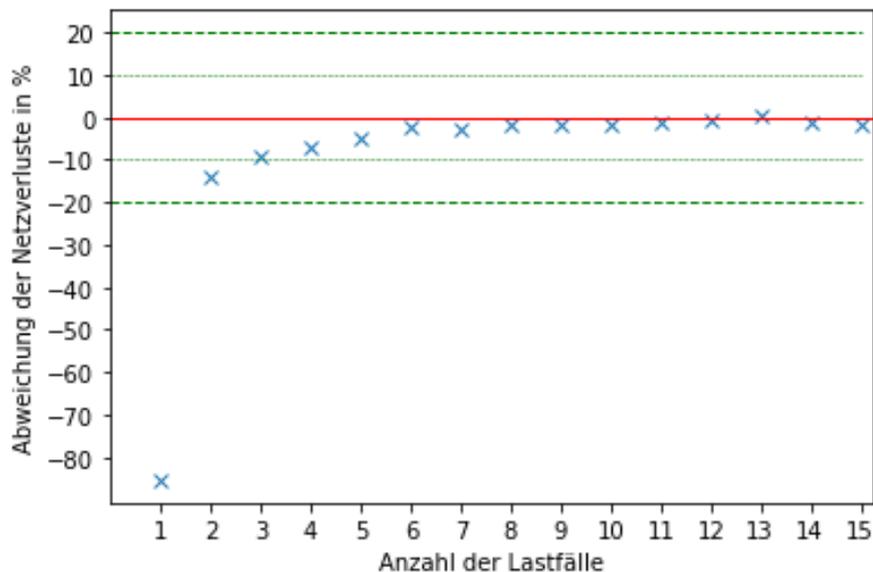


Abbildung 12: Qualität der Modellierung der Netzverluste in Abhängigkeit der Clusterzentren Anzahl, hier Lastfälle genannt.

Multiplikation der Clustergewichte mit den Verlusten im Zeitschritt und einer anschließenden Aufsummierung. Das Clustergewicht entspricht der Anzahl der Zeitpunkte im jeweiligen Cluster.

Abbildung 12 zeigt die Analyse, wie viele Zentren notwendig sind, sodass eine gute Abbildung der Netzverluste möglich ist. Die Anzahl der Lastfälle entspricht der Anzahl der Clusterzentren. Es wird die Abweichung der mittels der Clusterzentren hochgerechneten Netzverluste von den tatsächlichen Netzverlusten bestimmt. In der Grafik ist zu erkennen, dass die Netzverluste mit einem Zentrum nicht adäquat abgebildet werden. Durch Hinzunahme eines zweiten Zentrums steigt die Abbildungsqualität stark an und geht dann ab sieben Zentren in Sättigung.

2.6 AP 6 Untersuchung der Auswirkungen von dezentralen Speichern auf das Netz

In AP 6 wurden die Auswirkungen von dezentralen Speichern und möglichen Geschäftsmodellen auf die Stromnetze untersucht. Die Modellierung der Übertragungsnetze im Rahmen dieses Projektes wurden von der TU Dortmund durchgeführt. Die Ergebnisse dessen sind der gemeinsamen Veröffentlichung bzw. dem Abschlussbericht der TU Dortmund zu entnehmen. [18]

Das Fraunhofer ISE hat derweil die Auswirkungen auf die Verteilnetze analysiert. Dazu wurden die in AP 5 entwickelten Geschäftsmodelle in Netzstudien angewendet. Die Einflüsse der Speicher auf die Leistungsflüsse im Netz wurden analysiert und der erforderliche Netzausbaubedarf im Verteilnetz wurde ermittelt. Um eine Aussage für das deutsche Verteilnetz ableiten zu können, wurden synthetische Niederspannungsnetze erstellt und charakterisiert. Anhand von repräsentativen Netzen wurden dann Netzstudien durchgeführt.

Im Nachfolgenden wird die Erstellung der Verteilnetze und deren Validierung erläutert. Anschließend werden Netzstudien zur Netzbelastung und Netzausbaukosten in Abhängigkeit von Betriebsführungsstrategien untersucht und auf ganz Deutschland projiziert.

Erzeugung Synthetischer Netze

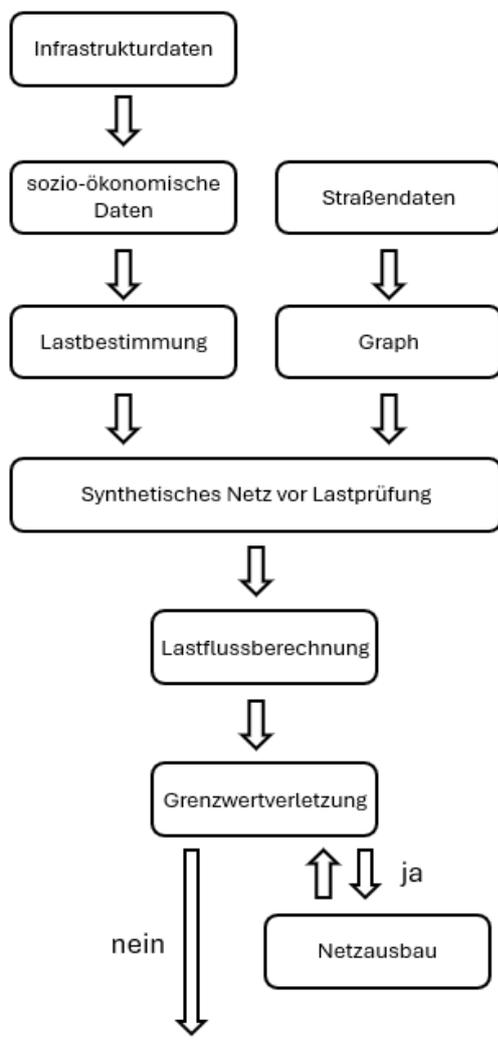


Abbildung 14: Schematischer Ablauf der synthetischen Netzerstellung

In der nebenstehenden Abbildung 14 wird der schematische Ablauf der Netzerstellung dargestellt.

Die Synthese von Stromnetzen beginnt mit der Erfassung von Infrastrukturdaten. Straßen- und Gebäudedaten können für einen beliebig wählbaren Bereich von OpenStreet-Map (OSM) bezogen werden [19]. Da sich die individuellen Niederspannungsnetze Deutschlands in der Regel nicht über die Verwaltungsgrenzen der einzelnen Gemeinden hinaus erstrecken, wurden diese Grenzen als Input-Geometrien zur Netzerstellung ausgewählt. Die Gemeindegrenzen wurden für 11 110 Gemeinden aus dem vom Bundesamt für Kartografie und Geodäsie [20] veröffentlichten Datensatz VG250 entnommen und als Input-Parameter für die synthetische Netzerstellung verwendet.

Für diese Geometrien wurden die in OSM hinterlegten Gebäudedaten abgefragt. Diese umfassen Angaben zur Kartierung wie Grundfläche, geographische Koordinaten, Adresse und Gebäudetyp.

Die Gebäudetypen dienen der Klassifizierung von Gebäuden und Gebäudekomplexen in deren Nutzen. Aufgrund der offenen Struktur von OpenStreetMap und der damit verbundenen, freien Eingabemöglichkeit für Typinformationen, existieren eine Vielzahl potenzieller Gebäudetypen. Diese umfassen unter anderem Wohngebäude, Handel, Wirtschaft, religiöse Einrichtungen, öffentliche Gebäude, Landwirtschaft, Sportstätten, Lagerhallen, Energieversorgungsanlagen und technische Gebäude.

Der Flächenschwerpunkt eines jeden Gebäudes wird ermittelt und als Netzanschlusspunkt festgelegt. Gebäude, die weder in der OSM-Kategorisierung erfasst sind noch über eine Hausnummer verfügen und eine Grundfläche

von weniger als 50 m² aufweisen, werden nicht mit einem Netzanschlusspunkt versehen.

Sollte sich der Flächenschwerpunkt nicht innerhalb der Gebäudefläche befinden, wird die Position zufällig innerhalb der Grundfläche des Gebäudes gewählt. Des Weiteren werden eng benachbarte Gebäude mit derselben Adresse zu einem Netzanschlusspunkt zusammengefasst.

Basierend auf den OpenStreetMap-Straßen- und Wegenetzdaten wird ein Graph erstellt, der das Netzgebiet umfasst. Dieser Straßengraph spiegelt die Verläufe der Straßen wider und enthält Informationen zur Länge, Verkehrsbedeutung und Straßenbelag. Über die Verkehrsbedeutung werden Wege mit asphaltiertem Straßenbelag ausgewählt, da Niederspannungsleitung hauptsächlich entlang dieser verlegt werden.

Durch das Einfügen von synthetischen Knoten entlang der Leitung wird sichergestellt, dass im Straßengraphen kein Knoten weiter als 10 m vom nächsten entfernt ist. Hierdurch kann jeder Netzanschlusspunkt effizient mit dem nächstgelegenen Knoten im Straßengraphen verknüpft werden.

Parallel zur Erfassung der Infrastrukturdaten werden sozioökonomische Daten aus dem Zensus 2011 in das Raster der Netzanschlusspunkte aufgenommen. Die Zensusdaten sind bundesweit auf einem Raster von 100 m x 100 m zugänglich. Jede Zensuszelle wird durch ihren Mittelpunkt definiert, aus dem eine 10 000 m² große Zelle generiert wird, die alle darin befindlichen Netzverknüpfungspunkte repräsentiert.

Die Zensusdaten enthalten Informationen über die Bevölkerung, einschließlich der Altersverteilung, sowie Daten über Gebäude- und Wohnungsstrukturen. Gebäude werden in Kategorien wie Doppelhaushälften, Einfamilienhäuser, Reihenhäuser und andere Baustile unterteilt.

Sofern eine Zählungszelle in OSM keine Gebäude aufweist, werden die Gebäudezahlen dieser Zelle, wenn möglich auf die umliegenden Zellen verteilt. Andernfalls erfolgt die Verteilung auf die nächstgelegenen Zellen. Dies kann zum Beispiel passieren, wenn die Regionen in OSM unzureichend bezeichnet sind oder wenn die Koordinaten der Zählungszellen ungenau sind. Die Daten der Zensuszelle werden den identifizierten Gebäuden und dann den Netzverknüpfungspunkten zugeordnet. Die Daten über die Anzahl und das Alter von Einzelpersonen und Familien werden den Wohngebäuden nach dem Zufallsprinzip zugeordnet. Um den Beitrag der Netzanschlusspunkte zur maximalen Netzbelastung zu bestimmen, werden sie anhand der gesammelten Daten beschrieben. Je nach Gebäudetyp werden ihnen unterschiedliche Höchstlasten pro m² zugeteilt [21]. Unbekannte Gebäudegrundflächen werden mit 100 m² angenommen, unbekanntes Gebäudekategorien mit einer maximalen Belastung von 0,1 W/m² [22]. Der Beitrag der einzelnen Haushalte zur Gesamtlast wird durch einen Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt. [23, 24]

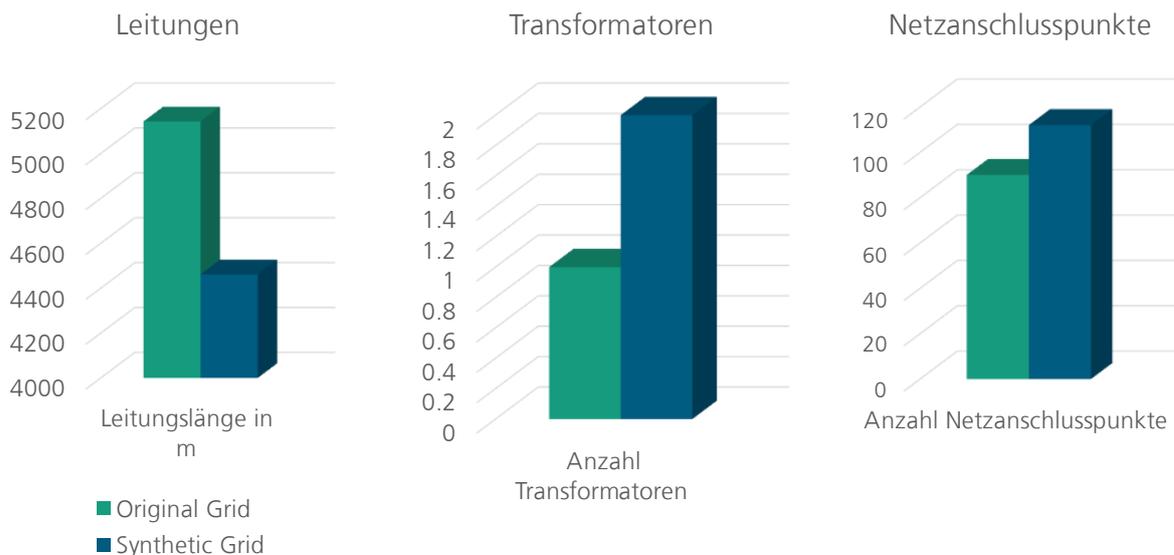


Abbildung 15: Vergleich der Leitungslänge, Transformatoranzahl und Netzanschlusspunkte von Synthetischem Netz und Realnetz der NetzeBW

Der Straßengraph wird in Abschnitte unterteilt und die Netzanschlusspunkte diesen zugeordnet. Die Netzanschlusspunkte werden den Lasten nach gewichtet und die kürzeste Distanz zu den Clusterzentren ermittelt. Die Zuordnung erfolgt so lange, bis das alle Netzanschlusspunkte in unmittelbarer Nähe zu einem solchen Lastschwerpunkt sind, sich alle Punkte nicht weiter als 1500 m von einem Zentrum entfernen befinden und die Summe aller Lasten eines Zentrums 500 kVA nicht übersteigt. In diese so gefundenen Lastzentren werden anschließend MS/NS-Transformatoren platziert [22].

Verbraucher mit einer Höchstlast von bis zu 200 kVA werden auf dem kürzesten Weg an den Transformator angeschlossen. Überschreiten angeschlossene Lasten, die Nennleistung des gewählten Kabels, werden parallele Leitungen verlegt, um die Lasten auf der Grundlage ihrer Entfernung zum Transformator und ihres Stromverbrauchs gleichmäßig aufzuteilen. Auf diese Weise wird eine Überlastung der Leitung vermieden und sichergestellt, dass die Spannung nicht zu stark abfällt. Lasten über 200 kVA werden auf der Mittelspannungsebene angeschlossen und auf der Niederspannungsebene nicht weiter analysiert [24].

Für den Netzbau wurden fünf verschiedene Kabeltypen verwendet: 4x50 SE, 4x120 SE, 4x150 SE, 4x185 SE und 1x240 RM. Hierbei handelt es sich um normgerechte Aluminiumkabel in sektorieller Bauweise oder als verdichtetes Rundkabel aus mehreren verdrehten Leitern, mit einer Aderisolation und einem umschließenden Außenmantel aus PVC. Diese werden in Abhängigkeit der zu versorgenden Gesamtlast möglichst klein, beginnend mit 4x50 SE, platziert. Übersteigt die Anschlussleistung die Kapazität des Kabels, wird der nächstgrößere Querschnitt gewählt. Bei Grenzwertverletzungen, wird ein Netzausbaualgorithmus eingesetzt, um die Überlastungen durch Netzverstärkung zu beheben [25].

Nach erfolgreichem Abschluss des Netzausbaus liegt für die ausgewählte Geometrie ein Niederspannungsnetz vor, welches alle Verbraucher ohne Grenzwertverletzungen versorgen kann.

Vergleich synthetischer Netze mit realen Netzen

Um die Ergebnisse zu validieren, wurde das wie zuvor beschrieben erstellte Netz mit den Daten eines realen Netzes der NetzeBW GmbH verglichen. Die Ergebnisse der Validierung sind Abbildung 15 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Leitungslängen im synthetischen Netz etwa 17 % unter den angegebenen Werten des realen Netzes liegen. Im synthetischen Netz wurden statt eines Transformators zwei Transformatoren platziert und bei der Anzahl an Netzanschlusspunkten lag das synthetische Netz etwa 37 % über dem echten Netz.

Nach dem Vergleich der Netzstrukturparameter stellt sich die Frage welche Aussagen von synthetischen Netzen abgeleitet werden können. Dafür wird dasselbe Szenario auf das synthetische und das echte Netz

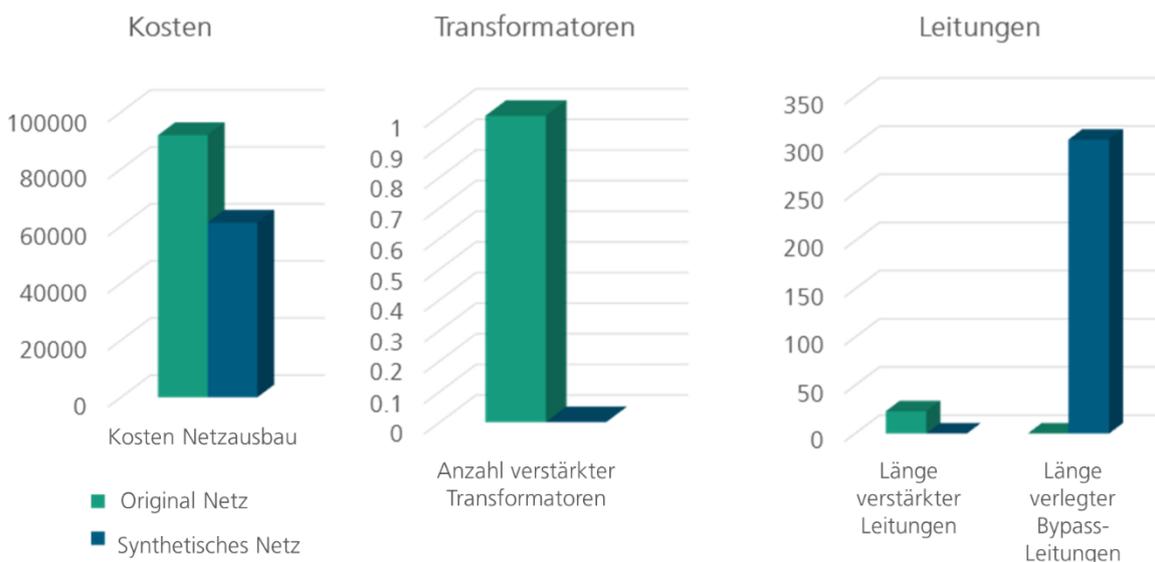


Abbildung 16: Vergleich von Netzausbaukosten und -methoden, zwischen synthetischem und Realnetz

angewendet. Anschließend werden die optimalen Netzausbaumaßnahmen mit dem Optimierungswerkzeug InDiGO für die beiden Netze bestimmt. Die Ergebnisse der Netzausbauoptimierungen werden in [26]

miteinander verglichen. Hinsichtlich der Ausbaukosten liegt das synthetische Netz etwa 30 % unter den Kosten des realen Netzes. Im realen Netz muss ein Transformator verstärkt werden, im echten Netz keiner. Dafür müssen im echten Netz nur wenige Meter Leitung verstärkt werden, wohingegen im synthetischen Netz etwa 300 m Bypass-Leitungen verlegt werden.

Abbildung 17 zeigt ein Wohngebiet, für das ein synthetisches Netz erstellt wurde. In dem Netzgebiet sind 14 Transformatoren installiert und 30 km Kabel verlegt. Für das Gebiet wird ein Kostenvergleich zwischen Netzausbaumaßnahmen mit und ohne Smart-Grid-Komponenten wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Blindleistungsregelung durchgeführt. Das Szenario, mit dem das Netz belastet wird, sieht vor, dass 40 % der Haushalte ein Elektrofahrzeug haben, 30 % eine PV-Anlage und 22 % eine Wärmepumpe.



Abbildung 17: Dörfliches Gebiet für das ein synthetisches Netz erstellt wurde

Abbildung 18 zeigt die Unterschiede in den gewählten Netzausbaumaßnahmen und den Ausbaukosten für das gewählte Szenario. Werden Smart-Grid-Technologien eingesetzt, müssen mehr neue Leitungen installiert werden. Allerdings kann die Anzahl der zu verstärkenden Transformatoren reduziert werden. In Summe reduziert sich der Ausbaubedarf von 538 000 € um 10 000 € (2 %), wenn Smart-Grid-Technologien eingesetzt werden können.

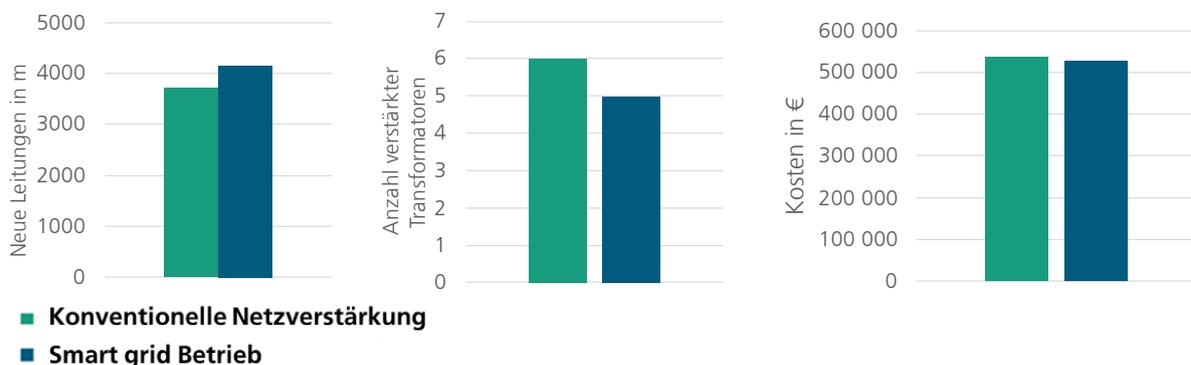


Abbildung 18: Vergleich von Netzausbaukosten mit und ohne Smart-Grid-Technologien

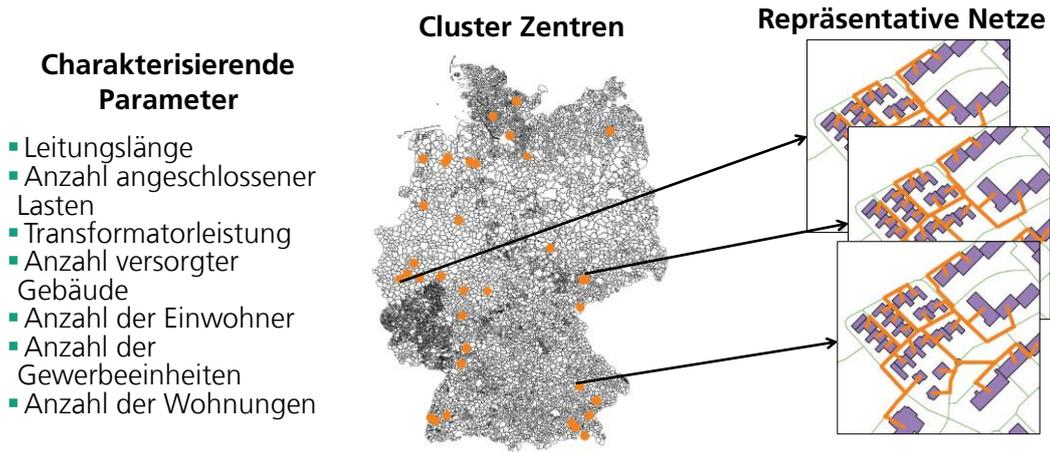


Abbildung 19: Ableiten repräsentativer Netze aus gesamt-deutschen Niederspannungsnetzen

Nach der Validierung und den damit einhergegangenen Verbesserungen wurden Synthetische Netze für alle Deutschen Gemeinden der VG250 Datenbank generiert. Diese Netze setzen sich aus einzelnen Subnetzwerken zusammen, welche aus je einem Ortsnetztransformator, den an ihn angeschlossenen Lasten und die verlegten Leitungen bestehen. Insgesamt wurden so etwa 780 000 Subnetzwerke generiert. Diese Subnetzwerke wurden mit dem k-means Algorithmus nach acht charakterisierenden Parametern geclustert. Diese sind die Leitungslänge, die Transformatorleistung, sowie die Anzahlen von angeschlossenen Lasten, Gebäuden, Wohnungen, Gewerbeeinheiten und Einwohnern. Durch das Clusteringverfahren wurden 35 Netze identifiziert welche repräsentativ für die Gesamtheit der Deutschen Niederspannungsnetze stehen. Jedes dieser Netze wurde entsprechend der Größe seines Clusters gewichtet, wodurch eine Interpolation für zukünftige Berechnungen auf Deutschland möglich wird. Die Verteilung der Referenznetze innerhalb Deutschlands wird in Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 20 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Transformatorauslastung in den verschiedenen Besiedelungskategorien für die „Standard Betriebsführung“ (keine Eingriffe) und das netzdienliche Verhalten der bidirektional ladenden Elektrofahrzeuge. Je breiter die Violinen in der Grafik sind, desto häufiger tritt die

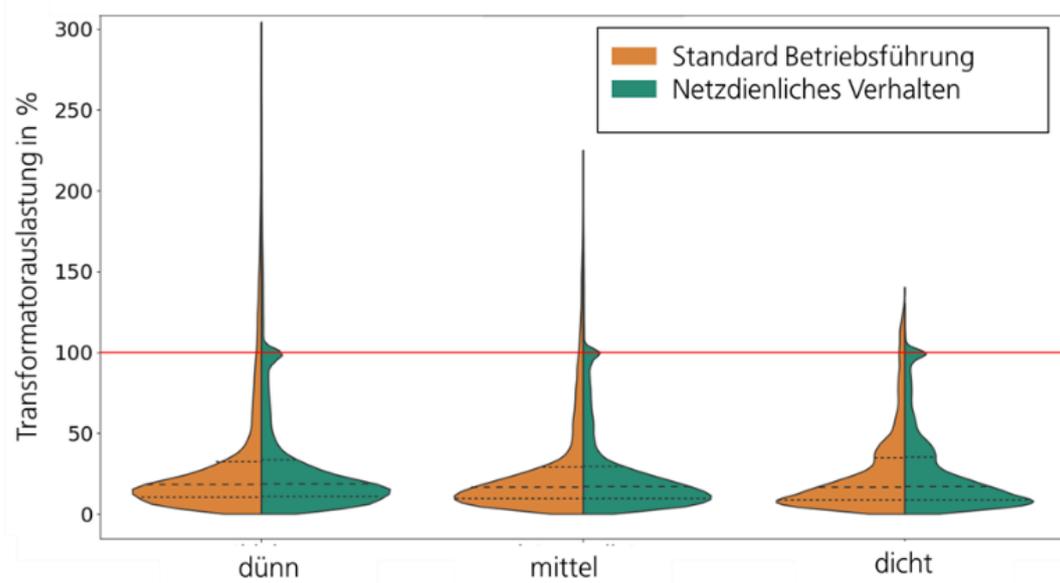


Abbildung 20: Auswirkungen des Szenarios auf die Transformatorauslastungen in den repräsentativen Netzen, aufgetragen nach Siedlungsdichte.

auf der Abszisse angezeigte Transformatorauslastung ein. Die linke Seite der Violine stellt dabei die Häufigkeit für die Standard-Betriebsführung in orange dar. Die rechte Seite der Violine stellt die Transformatorauslastung für das netzdienliche Verhalten der Fahrzeuge dar. Es gibt jeweils eine Violine für die Siedlungsdichten dünn, mittel und dicht. Unter den Siedlungsdichtekategorien werden alle repräsentativen Netze mit der entsprechenden Siedlungsdichte zusammengefasst. Im dünn besiedelten Bereich kommt es bei der Standard-Betriebsführung mit bis zu 300 % zu den höchsten Transformatorüberlastungen. Durch netzdienliches Verhalten können die Spitzentransformatorbelastungen stark reduziert werden, wobei es nicht immer gelingt Überlastungen zu vermeiden, was sich an der grünen Ausbuchtung um die rote 100 %-Linie zeigt. Ein ähnliches Bild ergibt sich für die mittlere und dichte Siedlungsdichte, wobei die maximalen Transformatorbelastungen sinken. Es konnte also gezeigt werden, dass durch netzdienliches Verhalten die Überlastungen reduziert und ggf. verhindert werden konnten.

Abbildung 21 zeigt nun, wie sich netzdienliches Verhalten auf die Netzausbaukosten auswirkt, wobei die Grafik wieder nach Siedlungsdichten aufgeteilt ist. Die dargestellten Kosten wurden ausgehend von den repräsentativen Netzen auf Deutschland interpoliert. Im dicht besiedelten Bereich belaufen sich die Netzausbaukosten unabhängig von der Betriebsführung auf 5,1 Mrd. €. Für die mittlere Siedlungsdichte kommt es zu Netzausbaukosten in Höhe von 10,3 Mrd. € mit der Standard-Betriebsführung und zu Netzausbaukosten von 10,1 Mrd. € mit der netzdienlichen Betriebsführung. Die höchsten Netzausbaukosten treten im dünn besiedelten Bereich auf. Mit der Standard-Betriebsführung kommt es zu Kosten in Höhe von 12,9 Mrd. €. Durch netzdienliches Verhalten der Speicher können 850 Mio. € Netzausbau eingespart werden. Insgesamt fällt der Netzausbaubedarf bei netzdienlichem Verhalten 1,2 Mrd. € bzw. 6,6 % geringer aus.

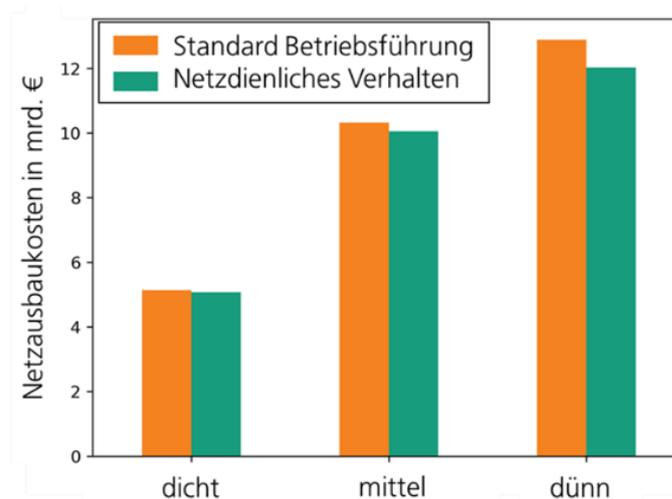


Abbildung 21: Summierte Ausbaukosten des Niederspannungsverteilsnetzes für das gewählte Szenario, aufgetragen nach Siedlungsdichte

In einer Sensitivitätsanalyse wurden rein ökonomisch optimierte Betriebsstrategien auf die Netze angewendet. Die Auswirkungen des PV-optimierten Geschäftsmodells auf die Transformatorauslastung fällt deutlich weniger stark aus, da die Auslastung kein Regelparameter ist. Dennoch fielen die Netzausbaukosten hierbei um 3,7 % geringer aus als im Fall der Standardbetriebsführung.

2.7 AP 7 Mögliche Rückkopplung auf Geschäftsmodelle und Technologien im Wettbewerb

Die Untersuchung der Rückkopplungseffekte auf die Geschäftsmodelle im Kontext von Prosumer-Eigenverbrauchssystemen zeigt, dass die marktorientierte Nutzung dezentraler Speicher potenzielle Vorteile für das Gesamtsystem sowie für die Stromnetze mit sich bringt.

Ein entscheidender Anreiz von Prosumenten für Investitionen in eine Speicherlösung ist ein hoher Eigenverbrauch des gespeicherten Stroms. Dafür wird in der Regel der Strom aus einer eigenen PV-Anlage tagsüber in die Batterie eingespeichert und in den Morgen- und Abendstunden genutzt.

Die Umsetzung einer marktorientierten Betriebsführung beinhaltet gezielte Maßnahmen wie eine reduzierte Speicherung während des Tages und das bevorzugte Laden der Speicher in Zeiten geringer Stromnachfrage. Dies tritt insbesondere zwischen 00:00 und 4:00 Uhr auf und widerspricht somit der herkömmlichen Nutzung von Batteriespeichern von Prosumenten. In Wanapinit et. al. [18] konnte gezeigt werden, dass diese marktdienliche Betriebsführungsstrategie nur minimale Auswirkungen auf die Eigenverbrauchsquote der Prosumenten hat, wodurch wirtschaftliche Nachteile für die Verbraucher begrenzt bleiben. Dennoch ist es unerlässlich, geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen, um die Einführung der marktdienlichen Nutzung von Batteriespeichern zu fördern und somit die systemdienlichen Effekte für Stromnetze und das gesamte Energiesystem zu maximieren.

Eine zusätzliche Dynamik ergibt sich durch Maßnahmen zur Lastspitzenreduktion, bei denen Netzbetreiber eingreifen, um die Netze zu entlasten, in erster Linie durch Einspeicherung der PV-Spitzenleistungen. Werden die Speicher von Prosumenten marktorientiert betrieben und können vom Netzbetreiber dafür genutzt werden, entsteht ein synergetischer Effekt aus Eigenverbrauch und Lastspitzenreduktion und bringt damit weitere Vorteile für die Prosumenten. Dies erfordert jedoch sowohl präzise Prognosen für die Erzeugung von erneuerbaren Energiequellen als auch für den Verbrauch. Insgesamt legt die Untersuchung nahe, dass eine systemische Steuerung solcher Systeme sinnvoll ist. Regulatorische Rahmenbedingungen zur Förderung netzdienlichen Verhaltens existieren in der Mittelspannungsebene bereits in Form Netzanschlusskosten, welche von der Leistungsspitze abhängen. In der Niederspannung wurden mit der Änderung des EnWG §14a gerade zeitvariable Tarife eingeführt, welche Vorteile für flexible Prosumenten bieten, wenn sie sich netzdienlich verhalten.

2.8 AP 8 Zusammenfassung, Bewertung und Vorstellung der Ergebnisse

Arbeitspaket 8 galt der Zusammenführung der Arbeiten der verschiedenen Projektpartnern sowie der Veröffentlichung der Forschungsergebnisse. Wie aus der Beschreibung der vorgegangenen Arbeitspakete bereits hervorgeht, sind die Ziele zur Zusammenführung der Ergebnisse der verschiedenen Arbeitspakete erfolgreich umgesetzt worden. So konnten für die in diesem Projekt verwendeten Modell sinnvolle Schnittstellen definiert und Modellkopplungen umgesetzt werden. Die Möglichkeit einer ganzheitlichen Betrachtung der Forschungsfragen über verschiedene Modelle hinweg, führte zu einer erheblichen Erweiterung des Forschungsrahmens. Im Rahmen des Projektes konnten verschiedene wissenschaftliche Veröffentlichungen eingereicht bzw. publiziert werden. Eine Auflistung der Veröffentlichungen findet sich in Kapitel 2.6.

2.9 AP 9 Veranstaltung der IEW-Konferenz 2022

Das Fraunhofer ISE spielte eine zentrale Rolle bei der Organisation der IEW-Konferenz 2022 (International Energy Workshop). Dies umfasste die sorgfältige Vorbereitung, die Auswahl von Konferenzbeiträgen sowie die Organisation von Paneldiskussionen und der Ausarbeitung des Rahmenprogramms.

Vom 25. bis 27. Mai 2022 fand die Konferenz im Freiburger Konzerthaus statt. Es wurde eine Plattform geboten, welche den Austausch aktueller Forschungsergebnisse im Energiesektor und Netzwerke zwischen Forschenden und Unternehmen fördert.

Im Rahmen dieser Konferenz wurde eine spezielle Session zu Prosumenten abgehalten sowie erste Ergebnisse aus dem Projekt MAPSEN präsentiert. Zusätzlich wurde eine Umfrage zu Prosumer-Themen unter den

Teilnehmern durchgeführt, um Einsichten und Meinungen für den späteren Projektverlauf zu erfassen. Die Umfrage wurde von den Teilnehmenden der Konferenz beantwortet. Es zeigte sich, dass Prosumenten eine große Rolle bei der Beschleunigung der Energiewende zugeschrieben werden. Es wird auch davon ausgegangen, dass auch Unternehmen und Industrie zunehmend Prosumertechnologien nutzen werden. Probleme für Energiesystem und Netz werden, selbst unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen eher weniger erwartet. 50% der Befragten gaben an, dass sie schon Prosumenten in ihrem Energiesystemmodell berücksichtigen.

3 Zusammenfassung

Im Nachfolgenden sind die durchgeführten Tätigkeiten sowie die wichtigsten Ergebnisse der einzelnen Arbeitspaket zusammengefasst. Die detaillierten Ergebnisse und ausführliche Diskussionen dessen sind den im Rahmen des Projekts veröffentlichten wissenschaftlichen Artikeln zu entnehmen.

AP1: In diesem Arbeitspaket wurden geeignete Geschäftsmodelle zur weiteren Untersuchung in den Stromsystemmodellen definiert und relevante Kombinationen von Prosumern und Geschäftsmodellen erarbeitet. Ergebnis ist zum einen die umfangreiche Charakterisierung von Prosumertypen, die vom Haushaltskunden bis zu großen Industrieunternehmen reichen und zum anderen eine Einschätzung der Entwicklung der Anteile verschiedener Charaktere am Markt bis ins Jahr 2050. Die Arbeiten können als Grundlage für die darauf aufbauenden Modellrechnungen verstanden werden.

AP2: In AP 2 wurde das Optimierungsmodell *ENTIGRIS Unit* erheblich erweitert und verbessert, sowohl hinsichtlich der enthaltenen Technologien als auch in Bezug auf Laufzeit und Nutzbarkeit. Das Modell kann nun nicht mehr nur für die Analyse von Stromtechnologien, sondern auch für Sektorkopplungstechnologien wie Wärmebereitstellung und Elektromobilität genutzt werden. Außerdem ist es nicht mehr nur für die Errechnung der Wirtschaftlichkeit im Privatkundenbereich, sondern auch für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Energietechnologien für Gewerbebetriebe nutzbar. Das Modell ist somit nun interessant für die weitere Nutzung zur Berechnung von Prosumertechnologien in vielfältigen Anwendungsbereichen.

Wirtschaftlichkeitsrechnungen auf Haushaltsebene zeigen, dass vorrangig der Sanierungsstandard und der Haustyp relevant ist für die Wirtschaftlichkeit von Prosumertechnologien. In Relevanz absteigend sind des Weiteren zu berücksichtigen: PV-Ausrichtung, Maximalauslegung, Standort, Bewohneranzahl und Fahrprofil von Elektroautos. Zukünftig werden die Lastprofile von Haushalten demnach stark vom Sanierungsstandard abhängig sein und somit auch verstärkt saisonabhängig sein.

Beispielhafte Rechnungen zur Wirtschaftlichkeit von Prosumertechnologien in Restaurantgewerbe, Schule, Büro und Supermarkt zeigen, dass auch hier eine Anwendung von PV-Batteriesystemen in naher Zukunft interessant werden wird. Auch hier zeigte sich, dass die Investition wirtschaftlich rentabler wird, wenn die Wärmeseite mitberücksichtigt wird.

AP3: Das Ziel dieses Arbeitspakets war es, einen hochaufgelösten räumlichen und zeitlichen Datensatz zu entwickeln, der es ermöglicht, die Rolle und Auswirkungen von dezentralen Speichern und verschiedenen Betriebsführungsstrategien auf das Stromsystem sowie die Netze zu untersuchen. Dieses Ziel wurde vollständig erreicht.

Auf Basis eines Transformationspfades des Energiesystemmodells REMod wurde eine Methodik für die Erstellung eines Datensatzes entwickelt, welcher den Strombedarf der 401 NUTS-3 Regionen in Deutschland mit einer stündlichen Auflösung für die Jahre 2020, 2030 und 2045 bereitstellt. Dabei wurde zwischen den Sektoren Industrie und GHD, Verkehr, Haushalte und die Erzeugung von Wasserstoff und PtX unterschieden.

Zusätzlich wurden mit Hilfe des Marktstammdatenregisters die Kapazitäten aller Stromerzeugungstechnologien den jeweiligen NUTS3_Regionen zugeordnet. Mit Hilfe des Transformationspfades des Energiesystemmodell REMods wurden die zukünftigen Kapazitäten der Stromerzeugungseinheiten in den jeweiligen Regionen für die Jahre 2030 und 2045 abgeleitet.

Darüber hinaus wurden spezifische Erzeugungsprofile für erneuerbare Energiequellen (Wind- und PV) für jede Region erstellt. Diese Daten bildeten die Grundlage für die anschließende Betriebsoptimierung in Arbeitspaket 4 sowie die Netzsimulation in Arbeitspaket 5.

Zusätzlich können Maßnahmen zur Lastspitzenreduktion durch Netzbetreiber, die auf die Speicherung von PV-Spitzenleistungen zurückgreifen, synergetische Effekte zwischen Eigenverbrauch und Lastspitzenreduktion erzeugen, was weitere Vorteile für Prosumenten bringt. Dies erfordert jedoch präzise Prognosen für erneuerbare Energieerzeugung und Verbrauch. Insgesamt deutet die Untersuchung darauf hin, dass eine systemische Steuerung solcher Systeme sinnvoll ist, jedoch regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, um diese Entwicklung zu unterstützen und zu fördern.

AP4: Die Auswirkungen der drei Geschäftsmodelle (Betriebsziel der Prosumer) — nämlich marktorientierter Betrieb, spitzenlastreduzierender Betrieb und Erhöhung des Eigenverbrauchs — auf die Erzeugungen und deren Kosten des gesamten Systems wurden untersucht. Dabei ergibt sich, dass der marktorientierte Betrieb, z.B. durch die Einführung der Marktpreise in Strompreisen der Prosumer, zur Einsparung der gesamten Erzeugungskosten um 6% im Vergleich zum Eigenverbrauchsbetrieb führt. In diesem Betriebsmodus reagiert der Speicher auch auf die Einspeisung der Windenergieanlagen zusätzlich zur PV-Einspeisung. Dies erhöht die Speichernutzung im Winter. Nur im Betrieb mit einem expliziten Ziel zur Reduzierung der Spitzenlast, z.B. durch den direkten Eingriff von Netzbetreibern oder das Spitzenleistungsentgelt, wurde die Auslastung der Stromnetze erhöht. Darüber hinaus ermöglicht die entwickelte Methodik — höchst geographisch aufgelöstes Energiesystemoptimierungsmodell — vielfältige Untersuchungen, u.a. strategische Verortung zukünftiger Erzeugungsanlagen und Grenzkosten der Stromerzeugung jeweiliger NUTS-3 Regionen.

AP5: In diesem Arbeitspaket sollten Modelle weiterentwickelt werden, um die Bewertung der Auswirkungen eines Ausbaus von Prosumer- und Speicher-Geschäftsmodellen auf das elektrische Netz bewerten zu können. Dabei sollte das Hauptaugenmerk auf der Integration dezentraler Speichertechnologien und der Berücksichtigung unterschiedlicher Geschäftsmodelle liegen. Um diese Ziele zu erreichen, wurde das Modell InDiGO erfolgreich erweitert: Um verschiedene Geschäftsmodelle in der Netzberechnung abbilden zu können, wurde das Datenmodell von InDiGO um Flexibilitäten von Speichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen erweitert. Darauf aufbauend wurden in InDiGO verschiedene Geschäftsmodelle implementiert, die entweder auf eine ökonomisch optimierte Eigenstromnutzung mit Speichern abzielen und hierbei optional auf variable Preissignale reagieren (Einfache Eigenstromoptimierung, Preisoptimierter Betrieb, Eigenstrom- und preisoptimierter Betrieb), oder der umfassenden Reduktion von Netzbelastungen dienen (gezielte Reduktion der Transformatorbelastung). Zudem wurde erfolgreich eine Methodik entwickelt, welche die dimensionierenden und repräsentativen Zeitschritte aus Zeitreihen extrahiert, um den Rechenaufwand für Netzberechnungen zu reduzieren. Es konnte gezeigt werden, dass sieben repräsentative Zeitschritte ausreichen, um adäquat Netzverluste zu bestimmen. Die auslegungsrelevanten Zeitschritte konnten durch Einführung von Toleranzbändern (<1 % der Betriebsmittelauslastung und 0,1 % der Knotenspannung) eine Jahreszeitreihe um 99,9 % der betrachteten 15-Minuten Zeitintervalle reduzieren.

AP6: In diesem Arbeitspaket wurden Auswirkungen von dezentralen Speichern auf das Stromnetz untersucht. Um eine Aussage für das deutsche Niederspannungsnetz ableiten zu können, wurde eine Methode entwickelt und validiert, mit welcher aus öffentlich verfügbaren Daten realistische rechenfähige Netzmodelle synthetisiert werden können. Für die nach verschiedenen Kriterien (z.B.: Leitungslänge und Anzahl versorgter Gebäude) als repräsentativ gefundenen Netze wurde eine Netzstudie durchgeführt. Die in AP5 entwickelte netzdienliche Speicherbetriebsführung konnte im betrachteten Szenario vor allem in dünn besiedelten Gebieten Transformatorbelastungen senken und die Netzausbaukosten reduzieren. Auf ganz Deutschland projiziert konnte eine Einsparung von 800 Mio. € im Vergleich zu ungesteuertem Nutzerverhalten erzielt werden.

AP7: Die Analyse der Rückkopplungseffekte auf Geschäftsmodelle in Prosumer-Eigenverbrauchssystemen zeigt, dass die marktorientierte Nutzung dezentraler Speicher potenzielle Vorteile für das Gesamtsystem und die Stromnetze bietet. Der Hauptanreiz für Prosumenten, in Speicherlösungen zu investieren, ist ein hoher Eigenverbrauch des gespeicherten Stroms, der typischerweise durch die Speicherung von Solarstrom tagsüber und dessen Nutzung in den Morgen- und Abendstunden erreicht wird.

Die Umsetzung einer marktorientierten Betriebsführung umfasst Maßnahmen wie reduzierte Speicherung tagsüber und bevorzugtes Laden der Speicher in Zeiten geringer Nachfrage, insbesondere zwischen 00:00 und 4:00 Uhr. Dies widerspricht jedoch herkömmlichen Nutzungsmustern von Batteriespeichern.

Es konnte gezeigt werden, dass diese marktdienliche Betriebsführungsstrategien nur geringe Auswirkungen auf die Eigenverbrauchsquote haben, wodurch wirtschaftliche Nachteile für die Prosumenten begrenzt bleiben. Es ist jedoch entscheidend, geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen, um die Einführung marktorientierter Speichernutzung zu fördern und die Vorteile für Stromnetze und das Energiesystem zu maximieren.

AP8: Die Forschungsergebnisse der verschiedenen Projektpartner wurden im Rahmen des Arbeitspaketes 8 erfolgreich zusammengeführt. Dabei Projektes konnten verschiedene wissenschaftliche Veröffentlichungen eingereicht bzw. publiziert werden. Eine Auflistung der Veröffentlichungen findet sich in Kapitel 3.1.

AP9: Vom 25.-27. Mai 2022 fand die IEW-Konferenz im Freiburger Konzerthaus statt. Dabei wurden Vorträge zum Projekt „MAPSEN“ gehalten sowie eine Session mit Konferenzteilnehmern zum Verhalten von Prosumern durchgeführt. Im Rahmen der Konferenz wurden unter Teilnehmenden auch eine Umfrage durchgeführt. Die Umfrage zeigte, dass Prosumern eine große Rolle bei der Beschleunigung der Energiewende zugeschrieben werden. Es wird auch davon ausgegangen, dass auch Unternehmen und Industrie zunehmend Prosumertechnologien nutzen werden. Probleme für Energiesystem und Netz werden, selbst unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen eher weniger erwartet.

4. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen

Im Rahmen dieses Projektes wurde mehrere wissenschaftliche Veröffentlichung publiziert und weitere sind aktuell in der Ausarbeitung. Nachfolgend findet sich Übersicht alle erfolgten und geplanten Veröffentlichungen in Zusammenhang mit diesem Projekt.

Fluri, Verena; Kost, Christoph; Frey, Hellmuth; Kessler, Alois: Bottom-Up-Ansatz zur Modellierung von Prosumern im Energiesystem. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 74, Jg. 2024. Heft 3, S. 29-31 [17]

Wanapinit, Natapon; Offermann, Nils; Thelen, Connor; Kost, Christoph; Rehtanz, Christian (2024): Operative Benefits of Residential Battery Storage for Decarbonizing Energy Systems: A German Case Study. *Energies* 17(10):2376. <https://doi.org/10.3390/en17102376>[18]

John, Robert; Montalbano, Jasmin; Biener, Wolfgang: Synthetisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis öffentlicher Datenquellen zur Bestimmung des Verteilnetzausbaubedarfs durch die Energie- und Wärmewende. In: *Conexio zukünftige Stromnetze* (2023). [26]

Literatur

- [1] *Pape, C.; Gerhardt, N.; Härtel, P. et al.*: Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung – Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse; Endbericht Ausgabe 2014.
- [2] *Agora Energiewende*: Stromspeicher in der Energiewende – Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz Ausgabe September 2014.
- [3] *Bundesnetzagentur*: Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn Ausgabe Juni 2016.
- [4] *Stenzel, P.*: Trends of Stationary Battery Storage Systems in Germany – A Database Analysis, Strommarkttreffen,, Berlin, 2018.
- [5] *Hartmann, N.*: Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland – Speichersimulation und Betriebsoptimierung, Universität Stuttgart, Dissertation, 2013.
- [6] *Genoese, F.*: Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Karlsruher Institut für Technologie. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe, 2013.
- [7] *BMWj; BMU*: Erster Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft". Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Ausgabe 2012.
- [8] *Dena*: dena fordert: Stromspeicher müssen zügig ausgebaut werden – Aktuelle Debatte greift zu kurz. Kohler: „Stromspeicher sind unverzichtbar für die Energiewende“. Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2014, <http://www.dena.de/presse-medien/pressemitteilungen/dena-fordert-stromspeicher-muessen-zuegig-ausgebaut-werden.html> [Zugriff am: 20.11.2014].
- [9] *Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IWES*: Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher Ausgabe 2014.
- [10] *Malhotra, A.; Battke, B.; Beuse, M. et al.*: Use cases for stationary battery technologies – A review of the literature and existing projects. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 56 (2016), S. 705-721. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.085>.
- [11] *Fluri, V.*: Wirtschaftlichkeit von zukunftsfähigen Geschäftsmodellen dezentraler Stromspeicher. Flensburg, Europa-Universität Flensburg, Dissertation, 2019.
- [12] *Schmidt, O.; Hawkes, A.; Gambhir, A. et al.*: The future cost of electrical energy storage based on experience rates. In: Nature Energy 6 (2017). <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.110>.
- [13] *Figgenger, J.; Haberschusz, D.; Kairies, K.-P. et al.*: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 – Jahresbericht 2017 Ausgabe 2017.
- [14] *Hollinger, R.; Wille-Hausmann, B.; Erge, T. et al.*: Speicherstudie 2013 - Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg Ausgabe Januar 2013.
- [15] *Jülch, V.; Senkpiel, C.; Hartmann, N. et al.*: Meta Study on Future Cross-Sectoral Decarbonization Target Systems in comparison to current Status of Technologies – Discussion Paper. Fraunhofer Institute for for Solar Energy Systems ISE Ausgabe März 2018.
- [16] *Philip Sterchele, Julian Brandes, Judith Heilig, Daniel Wrede, Christoph Kost, Thomas Schlegl, Andreas Bett, Hans-Martin Henning*: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die

deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg im Breisgau, 2020.

- [17] *Fluri, V.; Kost, C.; Frey, H. et al.*: Bottom-Up-Ansatz zur Modellierung von Prosumenten im Energiesystem. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 74 (2024), Heft 3, S. 29-31.
- [18] *Wanapinit, N.; Offermann, N.; Thelen, C. et al.*: Operative Benefits of Residential Battery Storage for Decarbonizing Energy Systems: A German Case Study. In: *Energies* 17 (2024), Heft 10, S. 2376. <https://doi.org/10.3390/en17102376>.
- [19] *OpenStreetMap Foundation*: OpenStreetMap, 2024, <https://openstreetmap.de/karte/> [Zugriff am: 18.02.2024].
- [20] *Bundesamt für Kartographie und Geodäsie*: Verwaltungsgebiete 1:250000 – Stand 01.01. (VG250 01.01.), 2023, <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten/verwaltungsgebiete/verwaltungsgebiete-1-250-000-stand-01-01-vg250-01-01.html> [Zugriff am: 18.02.2024].
- [21] *Wittwer, C.; Wille-Hausmann, B.; Fischer, D. et al.*: synGHD - Synthetische Lastprofile für eine effiziente Versorgungsplanung für nicht-Wohngebäude : Abschlussbericht : Laufzeit des Vorhabens: 01.08.2017-31.01.2020, <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A1736841270>, 2020.
- [22] *John, R.; Montalbano, J.; Biener, W.*: Synthetisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis öffentlicher Datenquellen zur Bestimmung des Verteilnetzausbaubedarfs durch die Energie- und Wärmewende (2023).
- [23] *OpenEgo*: ding0, 2021, <https://github.com/openego/ding0> [Zugriff am: 18.02.2024].
- [24] *Wintzek, P.; Ali, S.; Monscheidt, J. et al.*: Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen (2021).
- [25] *Kähler, J.; Biener, W.; Barucki, T. et al.*: Automatisierte Netzplanung im Praxistest – Konferent: ETG-Kongress 2021 (2021).
- [26] *John, R.; Montalbano, J.; Biener, W.*: Synthetisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis öffentlicher Datenquellen zur Bestimmung des Verteilnetzausbaubedarfs durch die Energie- und Wärmewende. In: *Conexio zukünftige Stromnetze* (2023). Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg im Breisgau, 2023.