



dena-NETZFLEXSTUDIE

Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung

Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Energiesysteme und Energiedienstleistungen
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 72 61 65-600
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de
Stand: 03/2017

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Projektkonzeption und -leitung:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Hannes Seidl
Stefan Mischinger
Mareike Wolke
Elie-Lukas Limbacher

Autoren des wissenschaftlichen Gutachtens:

BET Aachen

Dr. Wolfgang Zander
Dr. Stephan Lemkens
Dr. Uwe Macharey
Thomas Langrock
Dominic Nailis

Bergische Universität Wuppertal

Prof. Dr. Markus Zdrallek
Dr. Karl Friedrich Schäfer
Phillip Steffens
Tobias Kornrumpf

Boos, Hummel & Wegerich

Dr. Konrad Hummel
Dr. Heidrun Schalle

Auftraggeber:

Amprion GmbH, Allgäuer Überlandwerk GmbH/egrid applications & consulting GmbH, Audi AG, Caterva GmbH, EnBW AG, enercity Netzgesellschaft mbH, ENSO NETZ GmbH, inetz GmbH, LEW Verteilnetze GmbH, LichtBlick SE, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Netz Leipzig GmbH, N-ERGIE AG, innogy SE, sonnen GmbH, STEAG Netz GmbH, Thüga AG, TransnetBW GmbH, Vattenfall Europe Innovation GmbH, Volllast GmbH, WEMAG Netz GmbH, WWF Solar GmbH



dena-NETZFLEXSTUDIE

Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung

Teil 1: Ergebniszusammenfassung der Projektsteuergruppe

Projektleitung: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) | Projektpartner:



Inhalt

1	Kurzzusammenfassung	V
2	Hintergrund	VII
3	Zielsetzung und Aufbau	VIII
4	Ergebnisse	XI
4.1	Flexibilitätstechnologien bieten eine große Vielfalt von Anwendungsmöglichkeiten für unterschiedliche Akteure	XI
4.2	Multi-Use-Ansätze bieten Potenziale für einen betriebswirtschaftlich optimierten Flexibilitätseinsatz.....	XIV
4.3	Multi-Use-Ansätze ermöglichen Netzausbauoptimierung im Verteilnetz	XV
4.4	Heutige rechtliche und regulatorische Vorgaben verhindern eine volkswirtschaftlich optimale Nutzung von Flexibilitäten	XVII
4.5	Eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik ist ein wesentliches Element, um netzdienlichen Flexibilitätseinsatz anzureizen	XVIII
4.6	Kontrahierung von Flexibilitätsprodukten ermöglicht die Aktivierung brachliegender Flexibilitäten für einen netzdienlichen Einsatz	XXI
4.7	Durch Weiterentwicklung der Umlagesystematik können ungewollte Steuerungswirkungen beseitigt und ein Einsatz von Flexibilität angereizt werden	XXII
5	Handlungsempfehlungen	XXIV
5.1	Aktivierung der Flexibilitätspotenziale von Netznutzern durch Schaffung von Kosten- und Einkommensanreizen.....	XXIV
5.2	Ermöglichung der Nutzung von Flexibilitäten durch die Netzbetreiber.....	XXV
5.3	Erhöhen der Anwendbarkeit verschiedener flexibilitätsbezogener Regelwerke durch Harmonisierung und Abbau der Unübersichtlichkeit	XXVI

1 Kurzzusammenfassung

In der vorliegenden Studie hat die dena gemeinsam mit Partnern aus Wissenschaft und Industrie untersucht, wie sich Speicher optimal für die Flexibilisierung des Stromnetzes nutzen lassen. Durch die im Zuge der Energiewende veränderte Erzeugungsstruktur steigt die Bedeutung von Flexibilität im deutschen Stromsystem. Verschiedenste Technologien wie beispielsweise Batteriespeicher, Power-to-X-Anwendungen oder Lastmanagement können etwaige effiziente technische Flexibilitätsoptionen sein.

Aktuell ist u. a. eine starke Zunahme insbesondere von Batteriespeichern zu beobachten, da diese aus nutzerbezogener oder marktorientierter Perspektive eine attraktive Investition darstellen können. Im Fokus der dena-Netzflexstudie steht die Frage, inwieweit diese Flexibilitäten durch die Kombination mehrerer Anwendungen (Multi-Use-Ansätze) nicht nur betriebswirtschaftlich, sondern darüber hinaus netzdienlich optimiert genutzt werden können und welche rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen hierfür erforderlich sind. Die Multi-Use-Anwendung soll hierbei Synergien heben und damit die Kosten für den Netzausbau optimieren.

Die Ergebnisse der dena-Netzflexstudie zeigen, dass der marktorientierte und netzdienliche Multi-Use-Einsatz von Flexibilitäten betriebswirtschaftliche Gewinne der Betreiber und volkswirtschaftliche Kosten der Energiewende optimieren kann. Folgende drei Kernaussagen lassen sich ableiten:

- Multi-Use-Ansätze bieten Potenziale für einen betriebswirtschaftlich optimierten Flexibilitätseinsatz.
- Multi-Use-Ansätze ermöglichen Netzausbauoptimierung im Verteilnetz.
- Heutige rechtliche und regulatorische Vorgaben verhindern eine volkswirtschaftlich optimale Nutzung von Flexibilitäten.

Die maßgebliche Herausforderung besteht darin, einen regulatorischen Rahmen zu schaffen, der eine Umsetzung der volkswirtschaftlich günstigsten Lösung erlaubt und geeignete Anreize für Multi-Use-Ansätze bietet. Die Partner der dena-Netzflexstudie sprechen daher folgende Handlungsempfehlungen aus:

- I. Aktivierung der Angebotsseite:** Heben der Flexibilitätspotenziale von Netznutzern durch Schaffung von Kosten- und Einkommensanreizen
 - a. Dynamisierung der Netzentgeltsystematik durch zeit-/lastvariable Preisbestandteile
 - b. Einführung von Flexibilitätsprodukten für Netzengpassmanagement
 - c. Abbau der verzerrenden Wirkung staatlich induzierter Preisbestandteile
- II. Ermöglichung der Nutzung von Flexibilitäten durch die Netzbetreiber:**
 - a. Technische Ertüchtigung der Netzbetriebsmittel für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz auch in unteren Spannungsebenen
 - b. Gleichwertige Behandlung von investitionskosten- und betriebskostenintensiven Lösungsansätzen im Rahmen der Anreizregulierung

III. Komplexitätsreduktion und Erprobung verschiedener flexibilitätsbezogener Regelwerke

- a. Harmonisierung und Vereinfachung der heterogenen Regelungslandschaft zum Abbau von Hürden und unnötiger Komplexität für neue und bestehende Flexibilitätsanbieter und -nutzer
- b. Erleichterte Durchführung von Praktikabilitätstests zur praxisnahen Erprobung von Anreizmechanismen für den Einsatz von Flexibilitäten

2 Hintergrund

Durch die im Zuge der Energiewende veränderte Erzeugungsstruktur und nachfolgende Adaption der Stromnetze und Systemanpassungen steigt die Bedeutung von Flexibilität im deutschen Stromsystem. Verschiedenste Technologien wie beispielsweise Speicher, Power-to-X-Anwendungen oder Lastmanagement können effiziente technische Flexibilitätsoptionen sein. Sie werden vorwiegend eingesetzt, um das zeitliche Auseinanderfallen von Erzeugung und Last zu verringern oder zu überbrücken und Abregelungen von Strom aus erneuerbaren Energien zu vermeiden.

Bisherige Untersuchungen zeigen, dass die Neuinstallation von Speichern oder Power-to-X-Anlagen für ausschließlich netzdienliche Zwecke (Systemstabilität) aufgrund der heutigen Kostenkonstellation noch nicht wirtschaftlich ist. Hierbei vergleichen diese Analysen im Rahmen einer Vollkostenrechnung Investitions- und Betriebskosten von Flexibilitätsoptionen mit denen von konventionellem Netzausbau. Im Ergebnis ist eine Kombination von Netzausbau und Nutzung von Flexibilitäten notwendig, um die Energiewende zu den volkswirtschaftlich geringstmöglichen Kosten zu realisieren.

Dennoch ist eine deutliche Zunahme von Technologien, die eine Flexibilisierung des Energiesystems ermöglichen, zu beobachten, da Flexibilitäten aus nutzerbezogener oder marktorientierter Perspektive eine attraktive Investition darstellen können. Ein verbreitetes Beispiel hierfür ist die Nutzung von Batteriespeichern in Kombination mit einer Photovoltaikanlage zur Eigenverbrauchsoptimierung von Haushalten. Im genannten Beispiel werden Speicher nicht für die Flexibilisierung des Gesamtsystems, sondern rein für die betriebswirtschaftliche Optimierung des Speicherbetreibers genutzt.

Im Fokus der vorliegenden Studie stehen solche Flexibilitätsoptionen, die aufgrund eines primären Anwendungszwecks bereits aufgebaut wurden, sich darüber hinaus aber für weitere Anwendungen eignen könnten. Es wurde untersucht, inwiefern Flexibilitäten durch die Kombination mehrerer Anwendungen (Multi-Use-Ansätze) betriebswirtschaftlich und netzdienlich optimiert genutzt werden können und welche rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen hierfür erforderlich sind. Gelingt es zukünftig, Anreize zur Verfügbarmachung von Flexibilitätsoptionen für zusätzliche marktorientierte oder netzdienliche Betriebsweisen zu setzen, ließe sich neben dem betriebswirtschaftlichen auch der volkswirtschaftliche Nutzen einer hohen Durchdringung von Flexibilitäten steigern.

3 Zielsetzung und Aufbau

Die vorliegende Studie wurde durch die Deutsche Energie-Agentur (dena) in enger, branchenübergreifender Zusammenarbeit mit Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, Herstellern und Projektentwicklern erneuerbarer Energien sowie Herstellern von Speichertechnologie erstellt. Folgende Mitglieder waren als Träger der Studie in der Projektsteuergruppe vertreten:

Amprion GmbH, Allgäuer Überlandwerk GmbH/egrid applications & consulting GmbH, Audi AG, Caterva GmbH, EnBW AG, enercity Netzgesellschaft mbH, ENSO NETZ GmbH, inetz GmbH, LEW Verteilnetze GmbH, LichtBlick SE, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Netz Leipzig GmbH, N-ERGIE AG, innogy SE, sonnen GmbH, STEAG Netz GmbH, Thüga AG, TransnetBW GmbH, Vattenfall Europe Innovation GmbH, Volllast GmbH, WEMAG Netz GmbH, WWF Solar GmbH.

Als Forschungspartner wurde das Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) Aachen in Zusammenarbeit mit der Bergischen Universität Wuppertal und der Kanzlei Boos Hummel & Wegerich mit der Durchführung der qualitativen und quantitativen Analysen beauftragt. Die verwendeten Methoden und Ergebnisse wurden zusammen mit den Projektpartnern diskutiert und geprüft.




Im Zentrum der dena-Netzflexstudie steht die quantitative Untersuchung von sechs beispielhaften Cases für eine nutzerbezogene, marktorientierte und netzdienliche Multi-Use-Nutzung von Flexibilitäten. Neben technischen und ökonomischen Betrachtungen zur Realisierbarkeit von Multi-Use-Anwendungen wurden anhand der Cases der heutige regulatorische Rahmen bezüglich Hindernissen für den Flexibilitätseinsatz analysiert und Vorschläge für eine Optimierung des regulatorischen Rahmens entwickelt.

Die sechs Cases wurden basierend auf einer grundlegenden Analyse von Flexibilitätstechnologien, Anwendungsmöglichkeiten und Nutzern mithilfe eines morphologischen Kastens ausgewählt. Ziel des Verfahrens war es, Cases zu identifizieren, die realistisch in Anbetracht der Entwicklung im Stromsektor, repräsentativ für die Vielzahl an Anwendungsmöglichkeiten von Flexibilitäten und ausreichend diversifiziert sind. Außerdem wurden reale Netze für die Ausgestaltung der Fallbeispiele verwendet. Aus einer Vielzahl von unterschiedlichen Netzen, die von den Netzbetreibern aus der Projektsteuergruppe bereitgestellt wurden, wurden sechs Netztopologien ausgewählt, die beispielhaft für die darzustellenden Netzsituationen der einzelnen Cases sind. Bei dieser Auswahl fokussierten sich die Gutachter vorrangig auf solche Netze, in denen bereits Probleme (z. B. Engpasssituationen) sichtbar waren, um eine negativ verstärkende oder positiv beeinflussende Wirkung eines Flexibilitätseinsatzes in diesen Netzen zu verdeutlichen.

Im Mittelpunkt der Studie stand die Untersuchung von Multi-Use-Anwendungen, die sowohl für die Betreiber eine Gewinnmaximierung als auch eine volkswirtschaftliche Optimierung des Netzausbaus durch ihr netzdienliches Verhalten ermöglichen. Die Untersuchung erfolgte für drei Stützjahre (2020, 2025 und 2030), um kurz- bis mittelfristige Entwicklungen in der Energieversorgung zu berücksichtigen, und wurde zudem in folgende drei Analyseschritte unterteilt:

- I. Gedanklich wurde zunächst das theoretische betriebswirtschaftliche Optimum des Speicherbetreibers aufgesucht, indem der Speicher ohne Netzrestriktionen und unter Vernachlässigung aller Restriktionen aus dem Ordnungsrahmen, im Folgenden als alternativer Rahmen bezeichnet, betrachtet wurde.
- II. Im nächsten Schritt wurde die Betriebsweise des Speichers mit dem entsprechenden Netzkapazitätskorridor abgeglichen, um den netzdienlichen Einsatz der Flexibilität zu bestimmen.
- III. Abschließend wurde durch die zusätzliche Beaufschlagung der Restriktionen des aktuellen Ordnungsrahmens die aktuell mögliche Fahrweise der Flexibilität bestimmt.

Die sechs in der Studie analysierten Cases werden in der folgenden Tabelle beschrieben:

<p style="text-align: center;">Case I E-Mobility-Prosumer im Niederspannungsnetz</p> 	<p>In einem Niederspannungsnetz besitzt in 2030 bis zu einem Viertel aller Haushalte ein Elektrofahrzeug. Der primäre Nutzen des Elektrofahrzeuges ist, die Mobilität des Besitzers zu garantieren: Die Elektrofahrzeuge werden unter der Woche zum Pendeln zum Arbeitsplatz und am Wochenende für Freizeitfahrten genutzt. Die Beladung der Fahrzeuge erfolgt ausschließlich zu Hause. Die verbaute Ladeinfrastruktur erlaubt keine Rückspeisung aus den Fahrzeugen in das Stromnetz.</p> <p>Ist der Primärnutzen Mobilität erfüllt, kann der Nutzer mit der Flexibilität des Speichers zusätzliche Gewinne erwirtschaften bzw. entstehende Kosten mindern. Die untersuchten Multi-Use-Anwendungen sind Kostenminimierung durch gezieltes Beladen während Tiefpreisphasen am Spotmarkt sowie ein netzverträgliches Verhalten zur Vermeidung von Netzausbau.</p>
<p style="text-align: center;">Case II Smart-Neighbourhood-Konzepte im Niederspannungsnetz</p> 	<p>In einem Niederspannungsnetz wird ein Zusammenschluss mehrerer Häuser zur gemeinsamen Optimierung des Fremdbezugs und damit zur Minimierung der Strombezugskosten betrachtet. Die untersuchte Nachbarschaft setzt sich aus Nutzern zusammen, welche Strom mittels ihrer Photovoltaikanlagen erzeugen und ihre Wärmelast mittels einer Wärmepumpe decken. Die Flexibilität der Nachbarschaft wird durch die zentrale Installation eines Quartierspeichers gewährleistet.</p> <p>Im Multi-Use-Fall werden zusätzlich die Minimierung der Kosten durch Ausnutzung der Preisdifferenzen eines variablen Tarifs, der sich am Preisverlauf des Spotmarkts orientiert, und die Vermeidung von Netzausbau durch netzverträgliches Verhalten untersucht. Außerdem werden die Gewinnpotenziale eines Einsatzes am Regelleistungsmarkt ansatzweise berücksichtigt.</p>
<p style="text-align: center;">Case III Progressive Eigenoptimierung im Niederspannungsnetz</p> 	<p>„Progressive Eigenoptimierer“ bezeichnet eine Gruppe von Prosumern, die elektrische Energie als primäre Versorgungsquelle nutzen und im untersuchten Beispiel jeweils über eine Photovoltaikanlage, eine Wärmepumpe und einen Batteriespeicher verfügen. Diese Flexibilitäten sind in einem Niederspannungsnetz angeschlossen. Im Gegensatz zu Case II sind die Prosumer nicht zu einer Einheit mit einem zentralen Quartierspeicher zusammengeschlossen, sondern agieren unabhängig voneinander.</p> <p>Analog zu Case II ist auch hier der primäre Anwendungsfall die Eigenverbrauchsoptimierung, und es werden die Auswirkungen eines am Spotmarkt orientierten, zeitvariablen Tarifs und die Vermeidung von Netzausbau durch netzverträgliches Verhalten diskutiert.</p>




<p>Case IV Konzepte zur Sektor- kopplung im Hochspan- nungsnetz</p> 	<p>Ein industrieller Anlagenbetreiber möchte eine Wärmelast kostenoptimal decken und betreibt dazu in einem Hochspannungsnetz eine Power-to-Heat-Anlage. Alternativ kann er einen gasbefeuerten Kessel zur Deckung der Wärmelast nutzen.</p> <p>Im Multi-Use-Fall wird analysiert, ob eine Kombination von Optimierung der Strombezugskosten am Spotmarkt und Vorhaltung von Sekundärregelleistung den Betrieb der Power-to-Heat-Anlage wirtschaftlich im Vergleich zur Nutzung eines gasbefeuerten Kessels machen. Außerdem wird der Mehrwert eines netzdienlichen Verhaltens bewertet, bei dem die Flexibilität zur Vermeidung von Erzeugungseingüssen genutzt wird.</p>
<p>Case V Netzbetreiber reduziert Netzausbau im Mit- telspannungsnetz</p> 	<p>In diesem Case wird ein Mittelspannungsnetz betrachtet, in dem bereits heute durch Wind- und Photovoltaik-Erzeugungsanlagen einspeisebedingte Grenzwertverletzungen und somit Handlungsbedarf des Verteilnetzbetreibers vorliegen. Im Zuge dieser Untersuchung stehen dem Netzbetreiber neben seinen üblichen Handlungsoptionen auch die Installation und der Betrieb eines Speichers an einer netzdienlichen Stelle zur Verfügung.</p> <p>Im Multi-Use-Fall wird untersucht, ob durch eine zusätzliche Vermarktung der Speicherkapazität am Spotmarkt eine Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu konventionellen Netzausbauverfahren erreicht werden kann.</p>
<p>Case VI On-Site-Speicher im Mit- telspannungsnetz</p> 	<p>Der Betreiber eines großen Photovoltaik-Parks errichtet auf seinem Gelände einen stationären Batteriespeicher, um zusätzliche Gewinne durch die Vermarktung von Primärregelleistung zu erwirtschaften. Durch die bereits hohe Durchdringung des Netzgebietes mit PV-Anlagen kommt es auch ohne den betrachteten PV-Park zu signifikanten Rückspeisungen in die Hochspannungsebene. Bei rein dargebotsabhängiger Einspeisung der betrachteten PV-Anlage kommt es im Netz zu einspeisebedingten Grenzwertverletzungen. Abhängig von der Fahrweise des Speichers, und somit vom Nutzerverhalten, wird diese Situation entweder verschärft oder entschärft.</p> <p>Im Multi-Use-Fall wird ein Betriebskonzept entwickelt, das neben der Vermarktung von Primärregelleistung auch eine Optimierung der Gewinne aus der Direktvermarktung, eine Vermarktung der Speicherkapazität am Spotmarkt und die netzdienliche Nutzung der Flexibilität zur Vermeidung von Netzausbaubedarf ermöglicht.</p>

Abb. 1: Kurzbeschreibung der sechs in der Studie betrachteten Cases

4 Ergebnisse

Flexibilitätstechnologien bieten eine große Vielfalt von Anwendungsmöglichkeiten für unterschiedliche Akteure. Durch die Kombination mehrerer Anwendungen, den Multi-Use-Ansatz, bieten Flexibilitätstechnologien Potenziale für einen betriebswirtschaftlich optimierten Flexibilitätseinsatz und ermöglichen zugleich eine Netzausbauoptimierung. Heutige rechtliche und regulatorische Vorgaben verhindern eine volkswirtschaftlich optimale Nutzung von Flexibilitäten. Daher gilt es, Flexibilitäten durch die regulatorische Differenzierung von Netznutzungsprodukten anzureizen und Lösungsansätze für eine bessere Nutzung von Flexibilitäten zu entwickeln. Im Folgenden werden diese Ergebnisse differenziert und detailliert erläutert.

4.1 Flexibilitätstechnologien bieten eine große Vielfalt von Anwendungsmöglichkeiten für unterschiedliche Akteure

Es gibt eine Vielzahl von Flexibilitätstechnologien, die sich in zwei Kategorien einteilen lassen: Technologien zur Stromspeicherung und Technologien zur Veränderung von Stromerzeugung und Stromverbrauch. Flexibilitätstechnologien der ersten Kategorie sind neben konventionellen Großspeichern wie Pumpspeicherkraftwerken auch Batterietechnologien wie Li-Ionen-Batterien oder innovative Speichertechnologien, z. B. CAES- und Schwungradspeicher. Technologien zur Veränderung von Stromerzeugung und Stromverbrauch, das ist die zweite Kategorie sind zum einen Lastmanagement (Demand Side Management) oder das Einsenken von Erzeugungsleistung. Zum anderen sind auch Power-to-X-Technologien für Sektorkopplung hierzuzuzählen. Also Technologien, bei denen Strom in andere Energieträger umgewandelt wird, wie z. B. Power-to-Mobility (Elektromobilität), Power-to-Gas oder Power-to-Heat (z. B. Speicherheizungen, Wärmeanwendungen).

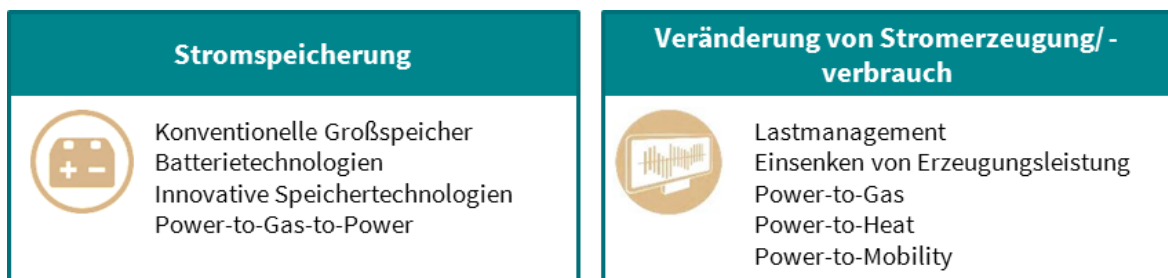


Abb. 2: Die zwei unterschiedlichen Kategorien von Flexibilitätstechnologien

Flexibilitätstechnologien aller Arten werden von unterschiedlichen Akteuren schon heute und vermehrt zukünftig aus verschiedenen Motivationen heraus genutzt. Industrie- und Gewerbegroßkunden betreiben mit ihren flexiblen Lasten oder zum Teil eigenen Erzeugungsanlagen Lastmanagement, um beispielsweise den Strombezug zu optimieren. Sogenannte Prosumer, darunter sind Privatpersonen zu verstehen, die gleichzeitig Erzeuger („Producer“) und Verbraucher („Consumer“) sind, nutzen Batterietechnologien, um den mit der eigenen PV-Anlage erzeugten Strom zu speichern und somit ihren Fremdbezug zu optimieren. Neben wirtschaftlichen Erwägungen spielen für private Nutzer auch Faktoren wie Technologieaffinität, Autarkiebestreben oder Nachhaltigkeitsaspekte eine große Rolle bei Investitionsentscheidungen in Fle-

xibilitätstechnologien. Kommerzielle Anlagenbetreiber oder Händler nutzen beispielsweise Batterie- oder Power-to-Heat-Technologien, um diese gewinnbringend zu vermarkten. Neben kommerziellen und privaten Nutzern sowie Energiedienstleistern stellen auch Netzbetreiber eine potenzielle Nutzergruppe dar. Allerdings ist der Speichereinsatz im Netz bislang regulatorisch nicht eindeutig geregelt.¹

Im Wesentlichen ergeben sich drei unterschiedliche Anwendungsarten, in denen die oben vorgestellten Flexibilitätstechnologien Einsatz finden: nutzerbezogene, marktorientierte und netzdienliche Anwendungen². Je nach Anwendungsart gibt es unterschiedliche Formen, um die Flexibilitäten einzusetzen. Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht wichtiger Anwendungsmöglichkeiten.

¹ Aufgrund der unklaren Situation, ob und wie Netzbetreiber selbst Speicherbetreiber sein können (vgl. den Vorschlag der Europäischen Kommission für ein Clean Energy Package vom 30.11.2016), wurde daher in der vorliegenden Studie zunächst davon ausgegangen, dass der Speicherbetreiber nicht der Netzbetreiber selbst ist und somit der Speicher nicht als Bestandteil des Verteil-/Übertragungsnetzes angesehen wird.

² Neben den drei genannten Anwendungsarten stellt Systemdienlichkeit eine weitere Anwendungsart dar. Systemdienliche Anwendungen dienen im Wesentlichen dem Stromnetz und sind daher in den netzdienlichen Anwendungen mit inbegriffen. Eine Ausnahme stellt allerdings die Regelleistung dar. Da diese Anwendung auf einem Markt gehandelt wird, wird sie im Studienkontext den marktorientierten Anwendungsformen zugeordnet.

Anwendungsart					
Nutzerbezogen		Marktorientiert		Netzdienlich	
Eigennutzung	Primäranwendung, wie z.B. ununterbrochene Produktionsprozesse	Spotmarkt-Trading	<i>Existierend:</i> -Batterie -Konventionelle GS -Lastmanagement <i>Grundsätzlich:</i> -Innovative ST -Power-to-X	Spannungshaltung	<i>Existierend:</i> -E.v. Einspeiseleistung -Lastmanagement <i>Grundsätzlich:</i> -Batterie -Innovative ST -Konventionelle GS -Power-to-X
Eigenverbrauchs-optimierung	<i>Existierend:</i> -Batterie <i>Grundsätzlich:</i> -Lastmanagement -Power-to-X	Regelleistungserbringung	<i>Existierend:</i> -Batterie -Konventionelle GS -Power-to-X -Lastmanagement <i>Grundsätzlich:</i> -Innovative ST	Engpassmanagement / Redispatch	<i>Existierend:</i> - <i>Grundsätzlich:</i> -Batterie -E.v. Einspeiseleistung -Innovative ST -Konventionelle GS -Lastmanagement -Power-to-X
Elektromobilität	<i>Existierend:</i> -Batterie -Power-to-X <i>Grundsätzlich:</i> -Lastmanagement	Bilanzkreismanagement	<i>Existierend:</i> - <i>Grundsätzlich:</i> -Batterie -E.v. Einspeiseleistung -Konventionelle GS -Lastmanagement -Power-to-X	Schwarzstartfähigkeit	<i>Existierend:</i> -Innovative ST -Batterie -Konventionelle GS <i>Grundsätzlich:</i> -
Notstromversorgung	<i>Existierend:</i> -Innovative ST -Batterie	Vermarktung von Wärme / Kraftstoff	<i>Existierend:</i> -Power-to-X <i>Grundsätzlich:</i> -Lastmanagement	Konventionelle GS = Konventionelle Großspeicher Innovative ST = Innovative Speichertechnologien E.v. Einspeiseleistung = Einsenken von Einspeiseleistung	

Abb. 3: Überblick über unterschiedliche Anwendungsarten

Nutzerbezogene Anwendungen sind neben dem direkten Eigennutzen (etwa für ununterbrochene Produktionsprozesse) z. B. die Optimierung des Fremdbezugs, die Notstromversorgung oder auch die Elektromobilität. Auch wenn bisher nur Batterien in der Eigenverbrauchsoptimierung und Power-to-X-Technologien bzw. Batterien in der Elektromobilität eingesetzt werden, ist anzunehmen, dass die Nutzung anderer Flexibilitätstechnologien für die zwei Formen Eigenverbrauchsoptimierung und Elektromobilität zunimmt. Für die Notstromversorgung ist auch hier zukünftig der Einsatz von Batterien anzunehmen.

Marktorientierte Anwendungen sind z. B. Spotmarkt-Trading, Regelleistungserbringung, Bilanzkreismanagement oder Vermarktung von Wärme oder Kraftstoff. Bereits heute werden Batterien, konventionelle Großspeicher (z. B. Pumpspeicherkraftwerke), Lastmanagement oder Power-to-X-Technologien im Spotmarkt-Trading, zur Vermarktung von Wärme oder zur Regelleistungserbringung eingesetzt. Grundsätzlich ist anzunehmen, dass alle in der Studie betrachteten Flexibilitätstechnologien in den Anwendungsformen Spotmarkt-Trading, Regelleistungserbringung und Bilanzkreismanagement Einsatz finden können.

Netzdienliche Anwendungen von Flexibilitäten sind beispielsweise Spannungshaltung und Engpassmanagement (Redispatch) zur Netzausbauoptimierung und Schwarzstartfähigkeit. Grundsätzlich können

sämtliche Flexibilitätstechnologien in diesen Anwendungsformen eingesetzt werden. Heute werden bisher nur das Lastmanagement und das Einsenken der Einspeiseleistung zur Spannungshaltung genutzt. Darüber hinaus begrenzen Power-to-Heat-Anwendungen (z. B. Speicherheizungen, Wärmepumpen) durch den netzdienlichen Einsatz ihrer Flexibilitäten den Netzausbau. Es ist auch hier zu erwarten, dass die Flexibilitätstechnologien zukünftig in prinzipiell allen Anwendungsformen Einsatz finden.

4.2 Multi-Use-Ansätze bieten Potenziale für einen betriebswirtschaftlich optimierten Flexibilitätseinsatz

In vielen Fällen werden Flexibilitäten heute nur für eine Anwendung genutzt. Es besteht jedoch ein zusätzliches Potenzial darin, Flexibilitäten für mehr als nur eine Anwendung gleichzeitig zu nutzen (**Multi-Use-Ansatz**). Grundsätzlich ist eine Vielzahl möglicher Kombinationen von marktorientierten, netzdienlichen und nutzerbezogenen Anwendungen auf verschiedenen Netzebenen denkbar. Der Multi-Use-Ansatz impliziert dabei nicht, dass die jeweiligen Anwendungen zwingend zeitgleich erbracht werden müssen, sondern die verschiedenen Anwendungen können sich auch abwechseln. Die folgende Abbildung (Abb. 4) zeigt, welche Anwendungen grundsätzlich miteinander kombinierbar sind. Aus Gründen der Übersichtlichkeit lassen sich nur Multi-Use-Ansätze aus zwei Anwendungen in der Tabelle darstellen, drei und mehr Anwendungen sind aber implizit enthalten, wenn die jeweiligen Paare zusammenpassen. Es wird deutlich, dass sehr viele Kombinationsmöglichkeiten bestehen, die theoretisch möglich wären.

	Spotmarkt-Trading	Regelleistungserbringung	Bilanzkreismanagement	Vermarktung von Wärme/Kraftstoff	Spannungshaltung	Engpassmanagement/ Redispatch	Schwarzstartfähigkeit	Eigenverbrauchsoptimierung	Notstromversorgung	Elektromobilität
Spotmarkt-Trading										
Regelleistungserbringung	☛									
Bilanzkreismanagement	☛	☛								
Vermarktung von Wärme/Kraftstoff	☛	☛	☛							
Spannungshaltung	☛	✗	☛	☛						
Engpassmanagement/ Redispatch	☛	☛	☛	☛	☛					
Schwarzstartfähigkeit	☑	☑	☛	☛	☑	☑				
Eigenverbrauchsoptimierung	☛	☑	☛	☛	☛	☛	☛			
Notstromversorgung	☛	☛	☛	☛	☛	☛	☛	☛		
Elektromobilität	☛	☛	☛	✗	☛	☛	✗	☛	☛	

Legende: ☑ wird heute praktisch angewendet ☛ theoretisch möglich ✗ eher unwahrscheinlich

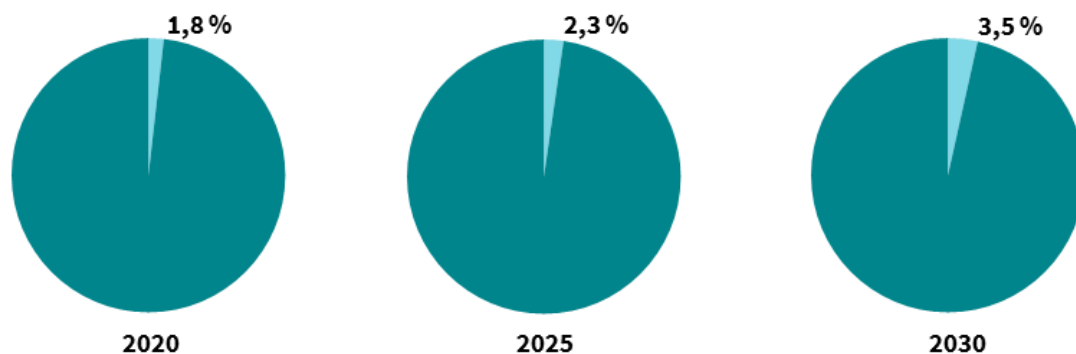
Abb. 4: Kombinationsmöglichkeiten der unterschiedlichen Anwendungsarten

Schon heute sind erste Multi-Use-Anwendungen im Markt. In der Praxis werden Flexibilitäten bereits für Kombinationen aus einer nutzerbezogenen mit einer marktorientierten Anwendung eingesetzt. Ein Beispiel hierfür ist der Batterieeinsatz von Eigenstromerzeugern zur Eigenverbrauchsoptimierung und Regelleistungsvermarktung durch Pooling von Anlagen in unteren Spannungsebenen. PV-Anlagenbetreiber nutzen den Speicher, um ihren Anteil an Eigenstromversorgung zu erhöhen. Gleichzeitig ist der Speicher in einem Schwarm mit anderen Speichern vernetzt. Damit entsteht ein Speicherverbund mit mehreren Megawatt Leistung, der zur Regelleistungserbringung genutzt werden kann. Ein anderes Beispiel stellt der Einsatz von konventionellen Großspeichern, wie Pumpspeicherkraftwerken, in mehreren Anwendungen dar. Diese Speicher zeichnen sich durch ihre Schwarzstartfähigkeit aus und werden gleichzeitig auch zur Regelleistungserbringung, im Spotmarkt-Trading, zum Engpassmanagement oder zur Spannungshaltung eingesetzt.

Multi-Use-Anwendungen eignen sich, um die Strombezugskosten für Anlagenbetreiber zu senken. Unter Vernachlässigung der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen zeigt sich, dass in vier der sechs Cases die Anlagenbetreiber mit Multi-Use-Anwendungen ihre Strombezugskosten reduzieren oder ihre Vermarktungserlöse erhöhen können. Für den exemplarisch gewählten Case *Smart-Neighbourhood-Konzepte* (Case II) ergibt sich beispielsweise, dass sich das betriebswirtschaftliche Ergebnis der Anlagenbetreiber durch die Multi-Use-Anwendung des Quartierspeichers aus Eigenverbrauchsoptimierung und Spotmarkt-Trading um bis zu 60 Prozent gegenüber einer alleinigen Nutzung der Quartierspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung verbessern lässt. Zusätzlich könnte der Anlagenbetreiber in dem genannten Case weitere attraktive Erlöse über die Vermarktung des Quartierspeichers in der Primärregelung erzielen. Weiterhin wird ebenso bei dem Case *Konzepte zur Sektorkopplung* (Case IV) deutlich, dass unter aktuellen Rahmenbedingungen zwar keine Anreize für eine marktorientierte Anwendung einer Power-to-Heat-Anlage bestehen, dass aber unter Annahme des alternativen Rahmens dieses Multi-Use-Konzept eine betriebswirtschaftlich sinnvolle Alternative zu einem gasbefeuerten Kessel zur Deckung einer Wärmelast darstellen kann.

4.3 Multi-Use-Ansätze ermöglichen Netzausbauoptimierung im Verteilnetz

Kritische Netzsituationen, die eine Anpassung der Fahrweise der Flexibilität erfordern, treten nur sehr selten auf. Kommt es zu netzseitigen Problemen, können bereits wenige temporäre Anpassungen der Betriebsweise der Flexibilitäten gewährleisten, dass der Multi-Use-Einsatz der Flexibilität netzverträglich ist. Zudem können Flexibilitäten nicht nur netzverträglich, sondern darüber hinaus auch netzdienlich eingesetzt werden. Damit ist gemeint, dass in Netzen, in denen andere Netznutzer kritische Netzsituationen hervorrufen, eine Anpassung der Fahrweise der Flexibilität diese kritischen Netzsituationen entschärfen kann. Bislang garantiert das Netz allen Nutzern, also auch Anlagenbetreibern, einen uneingeschränkten Netzzugang. Ein zentrales Ergebnis der Studie ist, dass dies in vielen Zeiträumen auch zukünftig möglich sein wird. Im Durchschnitt liegt der Jahresanteil an erforderlichen Eingriffen in die Fahrweise der Flexibilität aufgrund von auftretenden Netzproblemen bei ungefähr dreieinhalb Prozent der gesamten Betriebsstunden eines Jahres (vgl. Abb. 5). In allen untersuchten Cases liegt dieser Anteil unter zehn Prozent.



■ Durchschnittlicher Anteil kritischer Netzsituationen, gemessen an den jährlichen Betriebsstunden

Abb. 5: Jahresanteil kritischer Netzsituationen, die eine Anpassung der Flexibilität erfordern

Durch Multi-Use-Ansätze können Netzausbaukosten im Verteilnetz reduziert werden. In fünf von sechs untersuchten Cases ist die zusätzlich netzdienliche Anwendung der Flexibilität kostengünstiger als der konventionelle Netzausbau. Wenngleich der prozentuale Anteil kritischer Netzsituationen in den untersuchten Cases prozentual gering ausfällt, resultiert daraus ein Handlungsbedarf für den Netzbetreiber, da für einen sicheren Betrieb eine Überlastung der Netze zwingend vermieden werden muss. Die dena-Netzflexstudie analysiert, welche Netzausbauposition die kostengünstigste Variante in dem jeweiligen Case darstellt. Verglichen wurden dabei der netzdienliche Flexibilitätseinsatz mit weiteren Optionen, die den Netzbetreibern zur Verfügung stehen, wie z. B. der Netzausbau mittels gängiger Technologien wie Kabeln und Freileitungen oder innovativen Maßnahmen wie regelbare Ortsnetztransformatoren, dynamisches Einspeisemanagement oder Leistungsreduktion im Fehlerfall. In der Mehrheit der in der Studie betrachteten exemplarischen Fälle ließ sich durch den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz ein Großteil der Kosten sparen, die für die anderen oben aufgeführten Optionen der Netzbetreiber notwendig wären.

Eine netzdienliche bzw. netzverträgliche Fahrweise der Flexibilität hat nur geringe betriebswirtschaftliche Auswirkungen. Da netzbedingte Anpassungen an das Verhalten der Flexibilität zeitlich nur sehr selten erforderlich sind, sind die Auswirkungen auf die betriebswirtschaftlich optimale Fahrweise der Anlagenbetreiber gering. Die Abbildung 6 stellt dar, welche wirtschaftlichen Veränderungen sich in Anbetracht der alternativen Rahmenbedingungen für den Anlagenbetreiber ergeben. Hierbei wurden die Strombezugskosten bzw. die Vermarktungserlöse einer rein betriebswirtschaftlich optimierten denen einer zusätzlich netzdienlichen Fahrweise gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass die Strombezugskosten bzw. die Vermarktungserlöse in allen Cases weniger als zwei Prozent voneinander abweichen. Durch einen Ausgleich dieser geringen betriebswirtschaftlichen Auswirkungen könnte bereits ein Anreiz für Anlagenbetreiber geschaffen werden, sich netzdienlich zu verhalten.

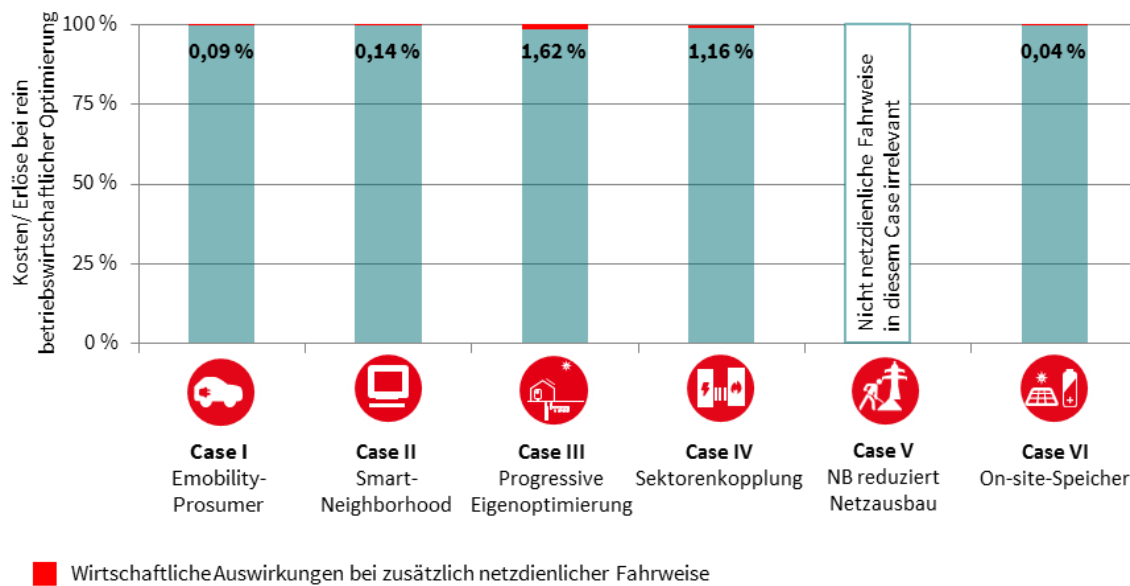


Abb. 6: Wirtschaftliche Auswirkungen für Anlagenbetreiber bei netzdienlicher Fahrweise in Prozent

4.4 Heutige rechtliche und regulatorische Vorgaben verhindern eine volkswirtschaftlich optimale Nutzung von Flexibilitäten

Der aktuelle regulatorische Rahmen für den Einsatz von Flexibilitäten ist sehr komplex und heterogen. Relevante Regularien finden sich in einer Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen, beispielsweise im EnWG, EEG, StromNEV oder KWKG. Dabei wird deutlich, dass die verschiedenen Regelwerke nicht zwangsläufig aufeinander abgestimmt sind. Im Zuge der vorliegenden Studie wurden diese für die Thematik aktuell relevanten Gesetze, Verordnungen und sonstigen Regelungen in einer Regelungslandkarte erfasst und in einzelnen Themenfeldern zusammengeführt. Diese Felder sind unterteilt nach Regelungen zum Design von Märkten, zur Definition von Marktrollen, zur Entnahme von Strom, zur Einspeisung von Strom, zur Messung und Bilanzierung von Flexibilitäten und zur Nutzung und Abrechenbarkeit von Flexibilitäten durch Netzbetreiber.



Abb. 7: Regelungslandkarte – Themenfelder der relevanten Regularien

Die rechtlichen und regulatorischen Vorgaben lassen sich grundsätzlich in allgemeine energiebezogene Rahmenbedingungen und netzbezogene Rahmenbedingungen einteilen. Allgemeine energiebezogene Rahmenbedingungen berücksichtigen Regularien zu allgemeinen Energiemarktregeln, Steuern, Umlagen und Abgaben. Sie dienen der Refinanzierung gesetzlich definierter Aufgaben. Netzbezogene Rahmenbedingungen haben zum Ziel, Netzzugänge und Netznutzungen zu regulieren. Neben der Refinanzierung des Netzbetriebes durch Netzentgelte beabsichtigen diese Rahmenbedingungen ebenso, eine optimale Netznutzung zu gewährleisten. Um Ineffizienzen zu vermeiden, gilt es, beide Bereiche kompatibel auszugestalten.

Steuern, Umlagen und Abgaben üben zum Teil eine ungewollte Steuerungswirkung auf den Flexibilitätseinsatz aus und verhindern beispielsweise einen wirtschaftlichen Power-to-Heat-Einsatz. Diese sogenannten staatlich induzierten Preiskomponenten (SIP) werden in der Regel pro Kilowattstunde erhoben und sind nicht dynamisiert, d. h., sie enthalten keine zeit- oder lastvariablen Preisbestandteile. Dieser Umstand zeigt in den einzelnen Cases unterschiedliche Auswirkungen, je nachdem ob der Flexibilitätseinsatz mit Alternativen verglichen wird, bei denen keine Belastung mit staatlich induzierten Preisbestandteilen besteht. Im Case *Konzepte zur Sektorkopplung* (Case IV) wird dieser Effekt besonders deutlich. In diesem Fall sind die staatlich induzierten Preiskomponenten Ursache für den Nicht-Einsatz der Flexibilität. Die zur Verfügung stehende Alternativenergie, in diesem Fall das Erdgas, ist nicht im gleichen Maße von Umlagen betroffen, sodass der Stromeinsatz zu Heizzwecken keine betriebswirtschaftlich sinnvolle Alternative für den Anlagenbetreiber darstellt. Der aktuelle, allgemein energiebezogene Ordnungsrahmen bietet damit keinen ausreichenden Anreiz für einen Multi-Use-Einsatz.

Der bisherige Ordnungsrahmen bietet flexiblen Netznutzern (sowohl Einspeisern als auch Abnehmern) nur wenige Anreize und Möglichkeiten, das Netz bedarfsgerecht und zugleich netzverträglich zu nutzen. Der bisherige netzbezogene Ordnungsrahmen ist wie der allgemeine energiebezogene Ordnungsrahmen ein starres Konstrukt. Der Netzbetreiber hat unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen keine hinreichend genauen Instrumente zur Verfügung, um Flexibilitäten anzureizen oder zu nutzen und dadurch z. B. zusätzlichen Netzausbau zu vermeiden. Dies liegt u. a. an den bestehenden Netzausbauverpflichtungen³ und der regulatorischen Benachteiligung von betriebskostenintensiven Lösungen⁴. Daher fehlen den Netzbetreibern bislang im Regelfall auch die technischen und organisatorischen Voraussetzungen, um vorhandene Flexibilität netzdienlich einzusetzen.

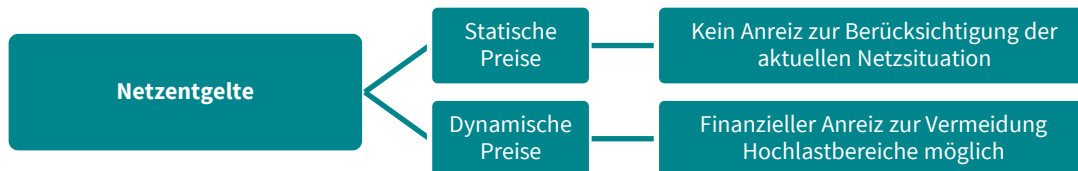
4.5 Eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik ist ein wesentliches Element, um netzdienlichen Flexibilitätseinsatz anzureizen

Primäre Aufgabe der Netzentgelte ist es, die Kosten des Stromnetzes (Netzbetrieb, Netzausbau etc.) verursachungsgerecht auf die Netznutzer zu verteilen. Eine Anpassung der Netzentgelte zum Anreiz eines netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes ist vor diesem Hintergrund plausibel, da durch die damit verbundene Möglichkeit der Optimierung des Netzausbaubedarfs Investitionen gespart und auf diese Weise Kosten gesenkt werden können.

³ Netzausbauverpflichtungen bestehen z. B. aus § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG oder § 12 EEG 2014.

⁴ Die bestehende regulatorisch unterschiedliche Behandlung von CAPEX und OPEX in der Anreizregulierungssystematik führt zu einer Besserstellung kapitalintensiver Lösungen (CAPEX-OPEX-Problematik). Auch die ARegV-Novelle von 2016 beseitigt diese grundsätzliche Problematik nicht.

Netzentgelte können sich aus verschiedenen verhaltensabhängigen und verhaltensunabhängigen Elementen zusammensetzen, die den Flexibilitätseinsatz beeinflussen. Die derzeitigen starren Preisbestandteile (Grundpreis, Arbeitspreis und Leistungspreis) der Netzentgelte reizen nicht zur Berücksichtigung der aktuellen Netzsituation und zum netzdienlichen Einsatz der Flexibilität an. Ein statischer Arbeitspreis z. B. reizt generell zur sparsamen Entnahme und der starre Leistungspreis zur gleichmäßigen Entnahme an. Beides kann in bestimmten Netzsituationen ein netzdienliches Verhalten hemmen.

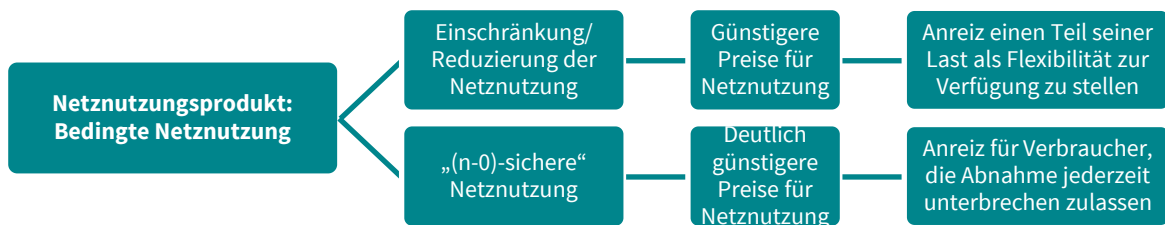


Die Einführung dynamischer Komponenten in der Netzentgeltsystematik (zeit-/lastvariable Entgelte) könnte helfen, Flexibilitäten und eine Entlastung der Netzsituation anzureizen. Durch eine Dynamisierung könnte ein Anreiz zur netzverträglichen Nutzung geschaffen werden. Hierbei werden beispielsweise bei einer höheren Netzlast die Preise für die Entnahme im betroffenen Zeitraum erhöht, um so eine Verschiebung flexibler Lasten anzuregen. Für die Entlastung der jeweiligen Netzanschlussebene zeigt diese Dynamisierung im Einzelfall vermutlich keine ausreichend sichere Anreizwirkung, sie kann aber wichtige zusätzliche Deckungsbeiträge für Geschäftsmodelle zur Bewirtschaftung dezentraler Flexibilitäten erbringen. Dafür ist eine umfangreiche Umstellung der Marktschnittstellen erforderlich. Zudem bestehen Wechselwirkungen zu anderen Marktpreissignalen. Daher wird zunächst eine intensive wissenschaftliche und praktische Erprobungsphase empfohlen, die eine umfassende Abwägung zwischen dem Nutzen und dem zusätzlichen Transaktionsaufwand beinhaltet.

	Umfang und Komplexität des Vorschlags
<p>Zeitliche Dynamisierung der Netzentgelte</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Einführung dynamischer Entgeltkomponenten führt zu einer erheblichen Steigerung der Komplexität des Marktes. ▪ Für die Abwicklung müssten Schnittstellen zwischen Netzbetreiber und anderen Marktteilnehmern eingerichtet und die Netzbilanzierung müsste umgestellt werden. ▪ Für die sachgerechte Festlegung von Preissignalen muss die Netzleitstelle ertüchtigt (z. B. Prognosesysteme für die Netzbelastung) und mit der Marktschnittstelle verknüpft werden. ▪ Die Regeln für Kostenverteilung zwischen verschiedenen Netznutzern und Netzebenen müssen angepasst werden. ▪ Netznutzer bzw. Lieferanten/Dienstleister müssen mit zeitlich variablen Netzpreisen operativ umgehen können und diese in ihre Abläufe oder Preiskalkulationen integrieren. ▪ Der Umfang des Anpassungsbedarfs und die Komplexität des Systems steigen, je stärker die Entgelte ausdifferenziert werden (örtlich, zeitlich, Höhe).

Das wissenschaftliche Gutachten zeigt weiterhin, dass prinzipiell unterschiedliche Netznutzungstypen anhand ihrer Flexibilitätsmöglichkeit unterschieden werden können. Zum einen gibt es den klassischen unflexiblen Netznutzer, der seine Entnahme oder Einspeisung nicht flexibel anpassen kann (unbedingte Netznutzung). Flexible Netznutzer hingegen können ihre Netznutzung steuern oder verschieben und benötigen daher nicht eine rund um die Uhr garantiert gesicherte Netzkapazität (bedingte Netznutzung). Durch die flexible Netznutzung wird kein bzw. kaum zusätzlicher Netzausbau auf Verteilnetzebene verursacht, da keine (oder nur wenig) zusätzliche Netzkapazität benötigt wird.

Es bestehen verschiedene Möglichkeiten, einen Anreiz für netzdienliches Verhalten über eine Weiterentwicklung der Netzentgelte regulatorisch zu verankern. Das wissenschaftliche Gutachten empfiehlt u. a., frei wählbare Netznutzungsprodukte für die eben beschriebenen Netznutzungstypen gesetzlich zu definieren und bei einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik zu berücksichtigen. Neben der Unterteilung von Netzentgelten für flexible und unflexible Abnehmer wäre eine Erweiterung auf Einspeiser denkbar.



Durch die Differenzierung und freie Wahl des Netznutzungsproduktes können Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität geschaffen werden. Dies ist sowohl für die Entnahme als auch für die Einspeisung möglich. Wichtig hierbei ist das Prinzip der Freiwilligkeit: Der Netznutzer wählt ein Netznutzungsprodukt mit unterschiedlichen Kosten gemäß der Verursachungsgerechtigkeit (z. B. Einmalzahlung bei einer unflexiblen Einspeisung).

	Umfang und Komplexität des Vorschlags
Unterschiedliche Netznutzungsprodukte	<ul style="list-style-type: none"> ■ Eine grundsätzliche Voraussetzung ist die Netzzustandserfassung, ohne die der Netzbetreiber mögliche kritische Netzsituationen nicht hinreichend lokalisieren kann, um entsprechende lokale Flexibilitäten zur Problembehebung einzusetzen oder anzureizen. ■ Ebenfalls muss eine stärkere Ausdifferenzierung der Regelungsmöglichkeiten erfolgen, und die Zugriffsrechte und Handlungsbedingungen müssen definiert und festgelegt werden. ■ Für die Berücksichtigung von Einspeisung ist eine grundsätzliche Anpassung des regulatorischen Rahmens (Netzentgeltsystematik) notwendig. <p>➔ <i>Da bislang keine Erfahrung mit diesem Instrument existiert, sollte es zunächst in Pilotverfahren erprobt werden.</i></p>

Dies ist ein möglicher Lösungsansatz, um brachliegende Flexibilitäten zu aktivieren, bei deren Konkretisierung jedoch noch verschiedenste Fragen zu klären sind:

- Die regulatorische Differenzierung von Netznutzungsprodukten bedeutet eine Anpassung der Netzentgelt-systematik. Da eine möglichst verursachungsgerechte Kostenverteilung der Refinanzierung der Netze in der vorliegenden Studie allerdings nur am Rande betrachtet wurde, sind für die Implementierung der hier vorgestellten Netznutzungsprodukte weitere Untersuchungen notwendig.
- Bestimmt der Netzbetreiber, wo zwischen verschiedenen Netznutzungsprodukten gewählt werden kann, muss ein Netzengpass vorliegen oder steht die Wahl dem Netznutzer generell frei.
- Wie oft oder wann kann ein Netznutzer zwischen den Netznutzungsprodukten wechseln, und welche organisatorischen Kosten für den Netzbetreiber sind damit verbunden?

Es sollte darüber hinaus sichergestellt werden, dass diese Netznutzungsprodukte attraktiv für den Netznutzer sind und für den Netzbetreiber einen Vorteil generieren, den er weiterreichen kann, typischerweise die Vermeidung von Netzausbau.

Eine Alternative zur Verknüpfung von Netznutzungsprodukten und Flexibilitätsanreizen besteht darin, die beiden Elemente nicht fest miteinander zu verknüpfen, sondern in einem ersten Schritt die Netzentgelte so auszugestalten, dass sie verursachungsgerecht sind und Flexibilität anreizen, und in einem zweiten die Kontrahierung von Flexibilitätsprodukten für den Netzbetreiber zu ermöglichen. In beiden Ausgestaltungsmöglichkeiten ist es zunächst dem Flexibilitätsbetreiber überlassen, ob er die Flexibilität netzdienlich einsetzt oder nicht. Damit der Flexibilitätsbetreiber diese Wahlmöglichkeit in Betracht zieht, muss der netzdienliche Flexibilitätseinsatz für ihn aufgrund seines Einsparpotenzials attraktiv sein.

4.6 Kontrahierung von Flexibilitätsprodukten ermöglicht die Aktivierung brachliegender Flexibilitäten für einen netzdienlichen Einsatz

Anreize zum Einsatz von Flexibilitäten können durch Flexibilitätsprodukte entstehen, die durch den Netzbetreiber kontrahiert und vergütet werden. Durch Flexibilitätsprodukte können flexible Netznutzer (Einspeisung und Entnahme) zum netzdienlichen Einsatz ihrer Flexibilität angereizt werden, indem der Netznutzer aufgrund der Zahlung des Netzbetreibers eine zusätzliche Entnahme oder Einspeisung vornimmt, obwohl er rein marktorientiert eine andere Entscheidung treffen würde. Flexible Netznutzer erhalten damit eine verbesserte Vermarktungsmöglichkeit ihrer Flexibilität, und unfreiwillige Lastflussanpassungen, wie die zwangsweise Abregelung von Erzeugungsanlagen, können vermieden oder reduziert werden.

Mögliche Ausgestaltungsoptionen solcher Flexibilitätsprodukte sind Lastflussanreize/-angebote ohne gesicherte oder Lastflusszusagen mit gesicherter Verfügbarkeit für den Netzbetreiber. Der Unterschied hierbei liegt darin, dass bei der Lastflusszusage der Netznutzer für eine gewisse Periode verbindlich zusagt, auf Anforderung seine Einspeisung oder Entnahme anzupassen. Somit wird durch Flexibilitätsprodukte der Anreiz gesetzt, bei der Einspeise- oder Entnahmeentscheidung netzdienliche Aspekte zu antizipieren.

Durch die Schaffung eines Marktes für Flexibilitätsprodukte können Flexibilitäten regional netzdienlich vermarktet werden. Mit diesem Instrument könnten Netzbetreiber beispielsweise in einem EE-überspeisten Netz durch das Angebot einer Kompensationszahlung Netznutzer (Einspeisung oder Entnahme) zu einem netzdienlichen Einsatz von Flexibilität (Veränderung des Lastflusses durch Erhöhung der Entnahme

oder Senkung der Einspeisung) anreizen. Das Schaffen von kontrahierbaren Flexibilitätsprodukten hat geringe Rückwirkungen auf andere Regelungsbereiche und bietet viele Ansatzpunkte für einen kosteneffizienten Einsatz von netzdienlicher Flexibilität z. B. durch die wettbewerbliche Koordinierung in Form eines regionalen Flexibilitätsmarktes. Der gesetzliche Rahmen muss hierfür angepasst werden, da nach derzeitigem Stand nur ein „Zwangseingriff“ des Netzbetreibers in Ausnahmesituationen vorgesehen ist. Es müssen daher standardisierte Netzdienstleistungsprodukte definiert und regulatorisch überwacht werden. Die Vorschläge hätten vor allem positive Auswirkungen auf die untersuchten Cases *Konzepte zur Sektorkopplung* (Case IV) und *Netzbetreiber reduziert Netzausbau* (Case V), da dies mit einer zusätzlichen Vermarktungsmöglichkeit für Flexibilität einhergeht und ein netzdienlicher Speichereinsatz prinzipiell eine Netzüberlastung verringern kann.

	Umfang und Komplexität des Anpassungsbedarfs
Schaffung eines Marktes für Flexibilitätsprodukte	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die Netzbetreiber müssen technisch und rechtlich in der Lage sein, steuernd auf kontrahierte Flexibilität zuzugreifen. ■ Die technische Ertüchtigung der Netze mit Netzzustandsüberwachung und automatisierter Steuerung flexibler Nutzer ist notwendig. ■ Netznutzer bzw. Lieferanten oder Dienstleister müssen die Lastflussanpassung abwickeln können (z. B. Auswirkungen auf Bilanzkreise abschätzen oder technische Abwicklung durchführen können). ■ Regulatorisch müssen Regelungen bezüglich der Höhe der Zahlungen getroffen und mögliche Mitnahmeeffekte verhindert werden. ■ Eine Pilotierungsphase zur Anpassung der Regelwerke, Marktmechanismen und Standardisierung der technischen Abläufe ist empfehlenswert.

4.7 Durch Weiterentwicklung der Umlagesystematik können ungewollte Steuerungswirkungen beseitigt und ein Einsatz von Flexibilität angereizt werden

Besonders der Bereich Sektorkopplung wird durch die Belastung mit Umlagen behindert. Auch in den unteren Spannungsebenen liegt der Schwerpunkt des Speichereinsatzes bislang auf der Maximierung der Eigenversorgung zur Vermeidung von Umlagen und Netzentgelten, ohne dass dabei die vorhandene Flexibilität dem lokalen Stromnetz zur Verfügung gestellt wird. Eine Anpassung der Umlagesystematik zur Nutzbarmachung dieser Potenziale für einen netzdienlichen Multi-Use-Einsatz ist daher notwendig. Die Anpassung würde vor allem den netzdienlichen Einsatz der vorhandenen Flexibilität bei den untersuchten Cases *Smart-Neighbourhood-Konzepte* (Case II), *Progressive Eigenoptimierung* (Case III) und *Konzepte zur Sektorkopplung* (Case IV) ermöglichen, da diese besonders durch die ungewollt verzerrende Wirkung der Umlagen behindert werden. Da die detaillierte Ausarbeitung und Untersuchung von Änderungen von Umlagen und Abgaben nicht Gegenstand der vorliegenden Studie ist, werden nachfolgend lediglich grundsätzliche Handlungsoptionen aufgezeigt.

	Grundsätzliche Handlungsoptionen
<p>Abmilderung der Verzerrungen durch staatlich induzierte Preisbestandteile (SIP)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ <i>Option:</i> Belastungen werden in ihrer Höhe reduziert oder abgeschafft. Die Finanzierung der mit der Umlage verfolgten Ziele kann auch außerhalb des Energieversorgungssystems, z. B. steuerbasiert, erfolgen. Dies würde die Anreize zur Eigenverbrauchsoptimierung und auch die Verzerrung zwischen Sektoren verringern. ■ <i>Option:</i> Harmonisierung der Umlagen zwischen den verschiedenen Sektoren, z. B. über die Ausweitung bestehender Umlagen auf weitere Bereiche wie den Wärmemarkt oder den Verkehr. Dies könnte insbesondere Problematiken der Sektorkopplung entschärfen. ■ <i>Option:</i> selektive Beseitigung energiewirtschaftlicher Hemmnisse und Verzerrungen. <p><i>Unabhängig von den genannten Optionen ist eine Komplexitätsreduktion z. B. durch Zusammenfassung von SIP erstrebenswert. Hierdurch kann die bestehende Unüberschaubarkeit der kumulierten Wirkung der SIP verbessert werden und eine vereinfachte Überprüfung erfolgen, ob diese die gewünschte energiepolitische Steuerungswirkung entfalten.</i></p>

5 Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse der dena-Netzflexstudie zeigen, dass der Einsatz von Flexibilitäten ein wichtiger Baustein ist, um eine kostenoptimale Umsetzung der Energiewende zu erreichen. Es existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungsfälle und Kombinationsmöglichkeiten in Multi-Use-Anwendungen, sodass die maßgebliche Herausforderung heute darin besteht, einen regulatorischen Rahmen zu schaffen, der eine Umsetzung der volkswirtschaftlich günstigsten Lösung erlaubt. Die Studie zeigt deutlichen regulatorischen Handlungsbedarf, der sich in drei Handlungsfelder differenzieren lässt:

- Aktivierung der Flexibilitätpotenziale von Netznutzern durch Schaffung von Kosten- und Einkommensanreizen
- Ermöglichung der Nutzung von Flexibilitäten durch die Netzbetreiber
- Erhöhen der Anwendbarkeit verschiedener flexibilitätsbezogener Regelwerke durch Harmonisierung und Abbau der Unübersichtlichkeit

5.1 Aktivierung der Flexibilitätpotenziale von Netznutzern durch Schaffung von Kosten- und Einkommensanreizen

Um die Flexibilität bei Netznutzern zu aktivieren, ist eine Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig. Im Rahmen des Gutachtens wurden hierfür drei Schritte identifiziert:

- Dynamisierung der Netzentgeltsystematik durch zeit-/lastvariable Preisbestandteile
- Einführung von Flexibilitätsprodukten für Netzengpassmanagement
- Abbau der verzerrenden Wirkung staatlich induzierter Preisbestandteile

Die aktuell starren Bestandteile der Netzentgelte ermöglichen keine Steuerungswirkung zum netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten. Die identifizierten Ansätze zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik umfassen zum einen eine Dynamisierung (zeitlich variable Entgelte) und zum anderen die Entwicklung neuer „Netznutzungsprodukte“ für flexible Netznutzer. Für die detaillierte Ausgestaltung wurde weiterer Untersuchungsbedarf identifiziert, da insbesondere eine Dynamisierung der Netzentgelte mit einem hohen Aufwand verbunden ist. Es ist z. B. zu prüfen, ob die Lösungsoptionen in einem sinnvollen Kosten-Nutzen-Verhalten für alle Akteure stehen oder auch wie verhindert werden kann, dass der Leistungspreisbestandteil der Netzentgelte den Einsatz lastseitiger Flexibilitäten zuzeiten eines globalen oder regionalen Erzeugungsüberschusses erschwert.

➔ **Die Netzentgeltsystematik muss weiterentwickelt und dynamisiert werden, damit die Netzkosten verursachungsgerecht verteilt und Anreize gesetzt werden, um vorhandene Flexibilität für den Netzbetreiber nutzbar zu machen.**

Durch Flexibilitätsprodukte können flexible Netznutzer zum freiwilligen, netzdienlichen Einsatz ihrer Flexibilität angereizt werden und erhalten eine zusätzliche Vermarktungsmöglichkeit. Flexibilitätsprodukte haben eine geringe Rückwirkung zu anderen Regelungsbereichen und bieten viele Ansatzpunkte für einen kosteneffizienten Einsatz von Flexibilitäten.

➔ **Flexible Netznutzer sollen die Möglichkeit erhalten, über die Vermarktung von netzdienlichen Flexibilitätsprodukten zum Netzengpassmanagement beitragen zu können.**

Darüber hinaus ist es erforderlich, bestehende Hürden für Flexibilitätsnutzung abzubauen. Hierbei ist insbesondere die für den Erfolg der Energiewende zentrale Thematik der Sektorkopplung zu nennen, deren Wirtschaftlichkeit heute durch die verzerrende Wirkung von staatlich induzierten Preisbestandteilen verhindert wird.

➔ **Staatlich induzierte Preisbestandteile müssen sektorübergreifend angeglichen werden, um eine verzerrende Wirkung auf den Flexibilitätseinsatz auszuschließen.**

5.2 Ermöglichung der Nutzung von Flexibilitäten durch die Netzbetreiber

Damit Flexibilitäten netzdienlich genutzt werden, müssen Netzbetreiber

- technisch in der Lage sein, den Flexibilitätsbedarf erkennen und steuern/aktivieren⁵ zu können,
- regulatorisch berechtigt sein, Flexibilitäten netzdienlich zu nutzen,
- einen Anreiz zur Nutzung von Flexibilitäten haben,
- regulatorisch berechtigt sein, den flexiblen Netznutzern eine Zahlung für netzdienliches Verhalten anbieten zu können.

Aufseiten der Netzbetreiber ist eine geeignete Netzzustandsüberwachung auch in den unteren Spannungsebenen eine notwendige Voraussetzung für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung. Der Netzbetreiber muss sowohl technisch als auch rechtlich in der Lage sein, steuernd auf die für netzdienliche Zwecke zur Verfügung gestellte Flexibilität direkt oder über Aggregatoren zuzugreifen. Hierzu ist vielerorts eine technische Ertüchtigung der Netzbetriebsmittel notwendig.

Bei der netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten als Alternative zum konventionellen Netzausbau werden aus Sicht des Netzbetreibers Investitionskosten durch betriebliche Aufwände substituiert. Damit der Netzbetreiber einen Anreiz hat, bei Engpässen die kostenoptimale Lösungsoption zu wählen, muss sichergestellt werden, dass die Anreizregulierung investitionskosten- und betriebskostenintensive Lösungsansätze gleichwertig behandelt und nicht beispielsweise durch eine einseitige Begünstigung in der Verzinsung die Bewertung von Lösungsoptionen verzerrt (CAPEX-OPEX-Problematik der Anreizregulierung).

➔ **Es ist erforderlich, die identifizierte regulatorische Benachteiligung intelligenter Netztechnologien (beispielsweise Netzzustandsüberwachung) und netzdienliche Flexibilitätsnutzung gegenüber konventionellen Investitionsmaßnahmen im Rahmen der Netzplanung zu beseitigen.**

Außerdem muss der Netzbetreiber die Möglichkeit haben, dem flexiblen Netznutzer eine Zahlung für netzdienliches Verhalten anbieten zu können, um das beschriebene Flexibilitätspotenzial anzureizen. Es ist zu untersuchen, unter welchen Umständen Lösungen über Marktplattformen oder über bilaterale Verträge anzustreben sind. In diesem Zusammenhang ist eine Standardisierung der Produkte erforderlich, um den Flexibilitätseinsatz durch den Netzbetreiber zu ermöglichen und Märkte hinreichend liquide zu gestalten. Diese

⁵ Dies kann bedeuten, dass die Netzbetreiber direkt die Flexibilitäten steuern oder aber über Aggregatoren den Flexibilitätseinsatz aktivieren.

regulierte Standardisierung muss aber zugleich hinreichenden Raum für eine dynamische Produktentwicklung durch Marktteilnehmer im Wettbewerb lassen.

→ *Es besteht Untersuchungsbedarf bezüglich der optimalen marktorientierten Ausgestaltung der Beschaffung von Flexibilitätsprodukten.*

5.3 Erhöhen der Anwendbarkeit verschiedener flexibilitätsbezogener Regelwerke durch Harmonisierung und Abbau der Unübersichtlichkeit

Die existierende Regelungslandschaft bezüglich Flexibilitäten ist höchst heterogen. Unterschiedliche Regelwerke verfolgen unterschiedliche Ziele, und die Werke haben oft keine explizite Abstimmung aufeinander. Daraus ergibt sich nicht zwingend eine Widersprüchlichkeit der Regelungen, allerdings stellt die Unübersichtlichkeit, die auch für etablierte Nutzer bereits schwer durchschaubar ist, für neue Teilnehmer durchaus ein nennenswertes Hindernis dar. Es ist zu prüfen, inwiefern die existierende Regelungslandschaft durch die Bündelung von Regelungen zu Flexibilitäten in einem Gesetz vereinfacht und damit Hindernisse abgebaut werden könnten.

Um die vorgeschlagenen Lösungsinstrumente verfeinern und weiterentwickeln zu können, ist außerdem zu prüfen, wie Praktikabilitätstests erleichtert und deren Refinanzierung regulatorisch gesichert werden kann, um eine praxisnahe Ausgestaltung der Vorgaben zu entwickeln.



dena-NETZFLEXSTUDIE

Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung

Teil 2: Wissenschaftliches Gutachten

Das folgende, durch die dena beauftragte Gutachten wurde erstellt durch die



In Kooperation mit



**BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL**

BH&W
Boos Hummel & Wegerich

Das Gutachten wurde unabhängig erstellt und bildet mit qualitativen und quantitativen Analysen die Basis für die dena-Netzflexstudie. Die in dem Gutachten getroffenen Einzelaussagen geben daher nicht zwangsläufig die Meinung der Projektpartner und der dena wieder.

Impressum

Autoren des wissenschaftlichen Gutachtens:

BET Aachen

Dr. Wolfgang Zander

Dr. Stephan Lemkens

Dr. Uwe Macharey

Thomas Langrock

Dominic Nailis

Bergische Universität Wuppertal

Prof. Dr. Markus Zdrallek

Dr. Karl Friedrich Schäfer

Phillip Steffens

Tobias Kornrumpf

Boos, Hummel & Wegerich

Dr. Konrad Hummel

Dr. Heidrun Schalle

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Alfonsstraße 44

D-52070 Aachen

Telefon +49 (241) 47062-0

Telefax +49 (241) 47062-60

www.bet-aachen.de

Geschäftsführer: Dr. Michael Ritzau, Dr. Wolfgang Zander

Inhalt

1	Zusammenfassung/Summary	6
1.1	Zusammenfassung	6
1.2	Summary	12
2	Hintergrund und Einleitung	17
3	Methodischer Ansatz und Aufbau der Studie	19
3.1	AP 1 Bestimmung der studienrelevanten Cases	19
3.2	AP 2 Netztechnische und ökonomische Untersuchung	21
3.2.1	Simulationsmodelle und Modellkopplung	21
3.2.2	Parametrisierung der Fallbeispiele	24
3.2.3	Berechnungs- und Analyseablauf	30
3.3	AP 3 Regulatorischer Rahmen	34
3.4	AP 4 Extrapolation und Handlungsempfehlung	35
4	Varianten und Einsatzgebiete von flexiblen Assets	36
4.1	Technische Varianten von Flexibilitäten	36
4.2	Mögliche Einsatzgebiete für Flexibilitäten und Speicher	36
4.3	Untersuchungsergebnisse	39
5	Energiewirtschaftliche und normative Randbedingungen	44
5.1	Energiemarktszenario und wesentliche Parameter-Trajektorien	44
5.1.1	Preisrückwirkungen	46
5.2	Status quo des regulatorisch-normativen Rahmens	46
5.3	Regelenergiemärkte	55
5.3.1	Einführung, Bedeutung der Regelenergie für das System	55
5.3.2	Zusammenspiel von Netz und flexiblem Netznutzer / Marktakteur	56
5.3.3	Zusammenspiel von Regelenergieerbringung und (Verteil-)Netzen	58
5.3.4	Betrachtung der Regelenergie in dieser Studie	59
5.3.5	Fazit Regelenergie	60
5.4	Redispatch	61
5.4.1	Begriffsbestimmung	61
5.4.2	Grundsätzliche Würdigung des Redispatch	61
5.4.3	Umgang mit Redispatch im Rahmen dieser Untersuchung	62
5.4.4	Fazit Redispatch	63
5.5	Vorüberlegungen zu den regulatorische Handlungsoptionen	63
6	Untersuchungsergebnisse der ausgewählten Cases	66
6.1	Zusammenfassung der Analyseergebnisse	66

6.2	Case I: E-Mobility-Prosumer	70
6.2.1	Falldefinition: Annahmen und Setzungen	70
6.2.2	Ergebnisse der quantitativen Analyse.....	75
6.2.3	Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit	83
6.3	Case II: Smart-Neighborhood Konzepte	84
6.3.1	Falldefinition: Annahmen und Setzungen	84
6.3.2	Ergebnisse der quantitativen Analyse.....	91
6.3.3	Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit	101
6.4	Case III: Progressive Eigenoptimierung	102
6.4.1	Falldefinition: Annahmen und Setzungen	102
6.4.2	Ergebnisse der quantitativen Analyse.....	107
6.4.3	Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit	120
6.5	Case IV: Konzepte zur Sektorenkopplung.....	121
6.5.1	Falldefinition: Annahmen und Setzungen	121
6.5.2	Ergebnisse der quantitativen Analyse.....	125
6.5.3	Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit	131
6.6	Case V: Verteilnetzbetreiber reduziert Netzausbau.....	132
6.6.1	Falldefinition: Annahmen und Setzungen	132
6.6.2	Ergebnisse der quantitativen Analyse.....	136
6.6.3	Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit	141
6.7	Case VI: On-site Speicher	142
6.7.1	Falldefinition: Annahmen und Setzungen	142
6.7.2	Ergebnisse der quantitativen Analyse.....	146
6.7.3	Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit	152
7	Bedeutung für den regulatorischen Rahmen.....	154
7.1	Abgeleiteter regulatorischer Anpassungsbedarf.....	154
7.1.1	Case I: E-Mobility-Prosumer	154
7.1.2	Case II und III: Smart Neighborhood und progressive Eigenoptimierung	155
7.1.3	Case IV: Konzepte zur Sektorenkopplung	156
7.1.4	Case V: Verteilnetzbetreiber reduziert Netzausbau	157
7.1.5	Case VI: On-Site-Speicher	158
7.1.6	Zusammenfassung der Schlussfolgerungen aus den Cases.....	158
7.2	Ableitung problemlösender Netznutzungsprodukte	161
7.2.1	Strukturierung der Lösungsansätze.....	161
7.2.2	Ableitung zielführender Netznutzungsprodukte und deren Anreizwirkung.....	163
7.3	Zusammenfassung der regulatorischen Anpassungsvorschläge	174
8	Ableitung einer Roadmap.....	178

8.1	Ziele, Bewertungskriterien und Gewichtung	178
8.2	„Roadmap“- Konkrete (kurzfristige) Maßnahmen	180
8.2.1	Schaffung eines formalen Rahmens	180
8.2.2	Schaffung der Wahlfreiheit für Netznutzer zwischen bedingter und unbedingter Netznutzung.....	181
8.2.3	Etablierung einer Netzzustandsüberwachung	181
8.2.4	Etablierung eines steuernden Zugriffsrecht auf flexible Netznutzer	181
8.2.5	Aktivierung brachliegender Flexibilität durch Einführung neuer Netznutzungsprodukte	181
8.2.6	Abmilderung der Verzerrung durch SIP.....	183
8.2.7	Erleichterung der Erbringung von Regelenergie aus dem Verteilnetz	183
8.3	Ausblick auf weitere Maßnahmen.....	184
8.4	Kurzfassung der Roadmap	184
8.5	Weiterer Untersuchungsbedarf.....	185
9	Anhang.....	187
9.1	Eingangsdaten und Annahmen für die Kostenbewertung	187
9.2	Detaillierte Ergebnisse aus Case I	190
9.3	Detaillierte Ergebnisse aus Case II	192
9.4	Detaillierte Ergebnisse aus Case III	194
9.5	Detaillierte Ergebnisse aus Case IV	200
9.6	Detaillierte Ergebnisse aus Case V	201
9.7	Detaillierte Ergebnisse aus Case VI	201
10	Abbildungsverzeichnis.....	203
11	Tabellenverzeichnis	208
12	Abkürzungen	209

1 Zusammenfassung/Summary

1.1 Zusammenfassung

Flexibilität ist einer der meistbemühten Begriffe im Kontext der Energiewende und der mit ihr einhergehenden Systemumgestaltung. Noch vor wenigen Jahren schien ein umgehender Ausbau von Speichern für die Bereitstellung von Flexibilität als unabdingbare Voraussetzung für die Integration weiterer Erneuerbarer Energien (EE). Spätere Studien haben dies für die kurzfristige Sicht relativiert. Der steigende Bedarf an Systemflexibilität zur effizienten Integration eines wachsenden Anteils fluktuierender Einspeiser und stochastischer Lasten ins elektrische Energieversorgungssystem ist jedoch für die mittel- und langfristige Perspektive weitestgehend unumstritten. Die Flexibilität kann also als eine Art „Schmierstoff“ der Energiewende bezeichnet werden.

Dabei muss es sich allerdings nicht zwingend um neu errichtete Anlagen zur Flexibilitätssteigerung handeln, vielmehr weisen schon viele heutige Marktteilnehmer ein erhebliches Flexibilitätspotential auf, sei es auf Seiten der Erzeugung oder des Verbrauches, also der elektrischen Last. Weiterhin werden in dieser Studie neue Flexibilitäten betrachtet, deren originäres Ziel nicht die Bereitstellung von Flexibilität ist, dies jedoch als Nebennutzen leisten können.

Die **Motivation** dieser Studie ist es, sich diesen vorhandenen und ohnehin entstehenden Flexibilitäten zu widmen, ihren Beitrag zum Gesamtsystem und ihre wirtschaftlichen Aspekte zu beleuchten sowie die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen zu hinterfragen. Denn es ist aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizient und fahrlässig, vorhandene kostengünstig erschließbare Flexibilität dem System nicht verfügbar zu machen. Hierbei ist zu beachten, dass die beschriebenen Flexibilitätsoptionen auch und gerade in den unteren Spannungsebenen, also in den Verteilnetzen, vorhanden sind. Generell kann der Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu Netzengpässen führen, in diesem Sinne besteht ein Konfliktpotential zwischen marktgetriebenem Flexibilitätseinsatz und den Belangen der Netze. Umgekehrt können Flexibilitätsoptionen auch zur Beseitigung von anderweitig verursachten Netzengpässen beitragen. Diesem besonderen Umstand muss Rechnung getragen werden, um die darin liegenden Chancen zu nutzen und eventuelle Konflikte von vorne herein zu entschärfen. Bei der Nutzung von Flexibilitätsoptionen spielt das Steuerungssignal eine erhebliche Rolle. An dieser Stelle müssen marktliche Anreize und Netzrestriktionen gesamtheitlich gedacht werden

Aus dieser Motivation heraus erwächst die **Zielstellung** dieser Untersuchung, zu beleuchten,

- in welchen Fällen die Anwendung der Flexibilitätsoptionen am *Markt* und die dafür benötigte Leistungsfähigkeit des *Netzes* harmonieren und wo sie im Konflikt stehen
- wie *volkswirtschaftliches* Verlangen nach Kostenminimierung und *betriebswirtschaftliches* Kalkül des Eigentümers oder Betreibers des flexiblen Assets in Einklang gebracht werden können
- welche Anwendungen für *mehrere Zwecke* einen Nutzen stiften können („*Multi-Use*“-Ansätze)
- wie marktorientiertes, netzverträgliches und netzdienliches Verhalten zueinander stehen
- welche rechtlichen, regulatorischen und normativen *Rahmenbedingungen* dem im Wege stehen
- wie diese Regelungen *weiter entwickelt* werden könnten und nicht zuletzt
- weiteren *Untersuchungsbedarf* zu identifizieren.

Um dies zu erreichen, wird ein in vier Arbeitspakete (AP) gegliedertes **Vorgehen** gewählt. Dabei wird zuerst eine strukturierte Untersuchung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen durchgeführt, um anschließend sechs exemplarische Cases zu bestimmen. Diese werden im Folgenden auf Basis realer Daten modelliert und analysiert. Dabei steht neben Aussagen über das Einsatzverhalten auf Basis unterschiedlicher Ordnungsrahmen insbesondere die Analyse des netzverträglichen bzw. netzdienlichen Einsatzes im Vordergrund. Auf Basis der Analyseergebnisse sowie einer Untersuchung des heutigen regulatorischen Rahmens wird ein Weiterentwicklungsvorschlag der Rahmenbedingungen entwickelt. Dieser hat zum Ziel, die möglichen Konfliktpotentiale zwischen Netz- und Marktsignalen frühzeitig zu entschärfen um so einen volkswirtschaftlich wie auch betriebswirtschaftlich optimalen Speichereinsatz zu fördern. Die Studie schließt mit einer Roadmap, welche eine Priorisierung der gemachten Vorschläge beinhaltet. Im Folgenden werden die vier Pakete im Detail erläutert, die Kernbotschaft der Studie findet sich am Ende dieses Abschnittes.

In **AP 1** gilt es, die immense Vielfalt der Flexibilitätsoptionen und ihrer Anwendungen zu ordnen und geeignete Beispiele für eine spätere quantitative Untersuchung auszuwählen. Methodisch wird dabei das Ordnungsprinzip des „**morphologischen Kastens**“ angewendet. In den Dimensionen „Akteur“, „Netzsituation“, „Technologie“ und „Anwendungsfall“ werden plausible Flexibilitätsoptionen umfassend erhoben.

- Die Dimension **Akteur** beschreibt die Anbieter von Flexibilität. Diese können sowohl bereits reale als auch potenzielle Anlagenbetreiber oder auch Dienstleister sein.
- Unterschiedliche Ausprägungen der Netzstrukturen werden in der **Netzsituation** erfasst. Unter diesem Punkt werden auch die Besonderheiten verschiedener Spannungsebenen und Versorgungsaufgaben berücksichtigt. In der gesamten Untersuchung werden stets reale Verteilnetze verwendet.
- Die Dimension **Technologie** beschreibt die verschiedenen Flexibilitätskonzepte, darunter insbesondere auch Speichertechnologien, welche in Betracht kommen.
- Die vierte Klassifizierung wird für die **Anwendungsfälle** vorgenommen. In dieser werden die unterschiedlichen Verwendungen der Flexibilitätsoptionen dargestellt.

Die Kombinationen aus diesen Parametern ergeben jeweils einen speziellen Fall, einen „Case“. Jedoch reicht ausschließliche Strukturierung der Kombinationen hier nicht aus, da die Zahl möglicher Kombinationen zu groß ist, um sie zu handhaben. Die daraus resultierende Auswahlaufgabe wird mit Hilfe der **Szenariotechnik** gelöst. Über eine Zuordnungsmatrix werden hierbei besonders relevante Cases identifiziert, die im Weiteren durch die fachliche Einschätzung des Gutachterkonsortium und der dena-Projektsteuergruppe bewertet sowie weiter ausdetailliert werden. Im Ergebnis stehen, basierend auf der genannten Methodik und gestützt auf eine breite Expertise, sechs Cases, die unterschiedlichste Situationen der Flexibilitätsoptionen abbilden, hinreichend verschieden voneinander sind und damit eine große Abdeckung der in der Realität auftretenden Probleme versprechen.

Diese Cases in aller Kürze lauten:

- Case I: Ladevorgänge eines **E-Mobility Prosumers**, welcher sein Elektrofahrzeug primär zum Pendeln nutzt
- Case II: Untersuchung einer **Smart-Neighborhood**, die ihren gemeinsamen Fremdbezug minimiert
- Case III: Ein **progressiver Eigenoptimierer**, der neben PV-Anlage und Speicher auch eine Wärmepumpe besitzt
- Case IV: Untersuchung von **Konzepten zur Sektorenkopplung** am Beispiel einer Power-to-Heat Anlage
- Case V: Ein **Verteilnetzbetreiber reduziert Netzausbau** durch Installation und Betrieb eines Speichers als Netz-Asset
- Case VI: Installation eines Speichers als **On-site Speicher** auf dem Gelände eines PV-Parks

In **AP2** werden diese Cases einer quantitativen Untersuchung unterzogen. Hierzu wird die gewählte Netzsituation in einem realen Verteilnetz mittels eines Lastflussmodells abgebildet. Der Einsatz der Flexibilität an unterschiedlichen Märkten wird mit Hilfe einer Einsatzoptimierung erfasst. Im Rahmen der quantitativen Untersuchung wird so untersucht, wie die Flexibilitäten an unterschiedlichen Marktstufen und unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen eingesetzt werden würden und ob dieser Einsatz den Möglichkeiten und Belangen des Netzes entgegensteht oder diese sogar stützt. Zwischen diesen Situationen können innerhalb eines jeden Cases wirtschaftliche und netztechnische Ergebnisse quantitativ verglichen werden, sodass Rückschlüsse z.B. auf den Umfang von technisch bedingten Einschränkungen oder die wirtschaftliche Nachteiligkeit von Regelungen möglich sind.

Die Ausgestaltung und Parametrisierung der in AP1 qualitativ beschriebenen Cases erfolgt unter Verwendung von realen Netzdaten und realistischen Szenarien für die mögliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe, Märkte und Technologien bis 2030. Die quantitative Bewertung und der Vergleich von Situationen erfolgt somit innerhalb der Cases für konsistente und plausible Situationen. Die exemplarische Vorgehensweise ermöglicht die detaillierte und systematische quantitative Analyse wesentlicher sachlogischer Zusammenhänge. Jedoch bleibt eine „Hochrechnung“ z.B. auf Deutschland methodisch ausgeschlossen, da die Cases immer nur beispielhaft für eine Situation stehen. Die generelle Häufigkeit einzelner Situationen und damit der „Hochrechnungsfaktor“ den es für eine summarische Aussage bräuchte, sind im exemplarischen Ansatz aber unbekannt. Dennoch sind diese exemplarischen Cases jeweils so ausgewählt worden, dass die in der Analyse gewonnenen Erkenntnisse auch auf ähnlich gelagerte Fälle extrapolierbar sind und damit ein starker Indikator für realen Verbesserungsbedarf darstellen.

Die exemplarischen Cases zeigen die Interaktion, also auch die ggf. auftretenden Konfliktsituationen zwischen Markt und Netz auf. Eine rein marktorientierte Multi-Use-Fahrweise kann lokale Netzprobleme sowohl verschärfen als auch abmildern, aber nicht sicher lösen, da der Steuerungsmechanismus hierfür fehlt. Aus volkswirtschaftlichen Überlegungen heraus kann es sinnvoll sein das Netz nicht für „die letzte Kilowattstunde“ auszulegen. Um konventionellen Verteilnetzausbau durch die temporäre netzdienliche bzw. netzvertragliche Nutzung von Flexibilität zu vermeiden, sind jedoch Anreize bzw. Eingriffsmöglichkeiten basierend auf dem lokalen Netzzustand erforderlich. Dabei zeigt sich in den untersuchten Cases, dass netzbedingte Einschränkungen zeitlich nur sehr selten erforderlich sind und, sofern sie notwendig werden, nur geringfügige Auswirkungen auf die marktorientierte Fahrweise der Netznutzer haben. Oder anders ausgedrückt: Die Hürden sind niedrig, da sich netzseitige Anreize zum Einsatz von Flexibilitäten sowohl für den Akteur als auch die Allgemeinheit lohnen. Jedoch muss der netzorientierte Flexibilitätseinsatz verlässlich sein, damit er in der

Netzplanung berücksichtigt und in der Folge kostenintensiver Netzausbau im Verteilnetz vermieden werden kann.

Parallel zu diesen Untersuchungen bildet die Betrachtung des regulatorischen Rahmens in **AP 3** einen eigenen Arbeitsstrang. Um eine belastbare Arbeitsbasis zu definieren wird dabei zunächst der Status quo erhoben. Hierzu werden

- Speicher (gesamten Bandbreite an Technologien: z. B. Pumpspeicher, CAES, Batterien, E-Mobilität, Schwungräder)
- Erzeuger (Fossile Kraftwerke KWK/Nicht KWK, EE-Anlagen) und
- Lasten (alle Lasten, die ihre Momentanleistung in Abhängigkeit von Preissignalen oder auf Wunsch Dritter anpassen können, Formen der Lastverschiebung, Lasterhöhung und Lastverzicht sowie Power-to-Heat und je nach Nutzungsart Power-to-Gas-Anlagen)

gedanklich darauf hin untersucht, welche regulatorischen und rechtlichen Vorgaben für ihren Betrieb bestimmend und besonders relevant sind. In Form einer **regulatorischen Landkarte** wird das Ergebnis dokumentiert und bildet den Aufsatzpunkt für die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens.

Die aufgefundene Regelungslandschaft ist höchst heterogen. Unterschiedliche Regelwerke verfolgen unterschiedliche Ziele und die Werke haben oft keine explizite Abstimmung aufeinander, was suboptimal, aber nicht zwingend widersprüchlich ist. Allerdings stellt die Unübersichtlichkeit, die bereits für etablierte Nutzer schwer durchschaubar ist, für neue Teilnehmer ein nennenswertes Hindernis dar. Eine Neuregelung des gesamten Themenfeldes wäre aus Sicht der Flexibilitätsanwender die Wunschlösung, ist aber mit starken Rückwirkungen auf (fast) alle anderen Teilnehmer verbunden, und daher nicht zu erwarten. Einzelne hinderliche Regelungen, die besondere Negativwirkung entfalten, müssen daher erkannt und abgemildert werden. Zusätzliche Optionen, die relevante Verbesserungen erhoffen lassen, müssen geschaffen werden.

Der Entwicklungsbedarf, der aus den Defiziten des Status Quo und aus den Erkenntnissen des AP2 erkennbar wird, ist Basis der Weiterentwicklungsvorschläge. Um diese zu formulieren, werden dabei einige Begriffsdefinitionen und Differenzierungen eingeführt.

So können Marktteilnehmer und Netznutzer anhand ihrer Flexibilität in vier wesentliche Kategorien eingeordnet werden:

- **Unflexibilität:** Unflexible Kunden/Erzeuger/Netznutzer

Auch zukünftig wird ein Großteil der Netzkunden in ihrem Bezugsverhalten unflexibel sein, daher benötigen sie ein Netz welches ihnen uneingeschränkt zur Verfügung steht.

- **Extern getriebene Flexibilität:** Flexibilität, die aufgrund externer Einflüsse entsteht

Durch externe Entwicklungen (Verbreitung E-Mobility, Heimspeicher, PV-Dachanlagen) entstehen Netznutzer mit flexibleren Ansprüchen und Möglichkeiten. Teilweise werden bisherige Konsumenten zu neuen Produzenten oder sog. Prosumern.

- **Brachliegende Flexibilität:** Vorhandene, aber noch ungenutzte Flexibilität, die technisch bereits realisierbar ist

Es gibt Flexibilitätspotenziale, die heute ungenutzt sind. Heutige Regularien und Märkte machen die Erschließung aber finanziell unattraktiv

■ **Noch zu schaffende Flexibilität:** Weitere systemisch notwendige Flexibilität

Aufgrund der Volatilität der Erneuerbaren wird erwartet, dass der Bedarf an Flexibilität in Erzeugung und Verbrauch in Zukunft steigen wird.

Für unterschiedliche Marktteilnehmer sind außerdem unterschiedliche Qualitäten der Netznutzung erstrebenswert bzw. notwendig. Dabei unterliegt die Art der Netznutzung der Wahlfreiheit des Netznutzers. Im Zuge der Studie werden die folgenden drei Nutzungsarten definiert:

- **Uneingeschränkte Netznutzung:** Der Netznutzer braucht bei seiner Nutzung auf Netzbelange im Rahmen der ihm beim Netzanschluss zugestandenem Netzanschlussleistung keine Rücksicht zu nehmen. Auch in knapper ausgelegten Netzen ist in vielen Zeiträumen diese uneingeschränkte Netznutzungsmöglichkeit gegeben. Für unflexible Netznutzer bleibt die uneingeschränkte Netznutzung der Standard.
- **Netzverträgliche Nutzung:** Die in der Vergangenheit dominierende Praxis der unbedingten Netznutzung wird aufgrund einer volkswirtschaftlich wertstiftenden, effizienteren Nutzung vorhandener Infrastruktur aber immer häufiger in Frage gestellt werden. Oftmals sind bereits durch kleine Einschränkungen der Freiheit des Nutzers die Konflikte zu beheben. Eine Netznutzung, die derartige netzbedingte Einschränkungen in Kauf nimmt, wird als netzverträgliche Nutzung bezeichnet.
- **Netzdienliche Nutzung:** In anderen Fällen ist die Flexibilität der Nutzer in der Lage, Probleme des Netzes zu lösen, die durch andere Netznutzer verursacht werden. Hier besteht zwischen Netz und Flexibilität eine Win-Win-Situation.

In diesem Kontext müssen sich sowohl der Netznutzer als auch der Netzbetreiber der Frage stellen, welche Qualität der Netznutzung entweder die geringsten Verhaltenseinschränkungen oder Kosten (betriebs- und volkswirtschaftlich) nach sich ziehen wird.

Der Netzbetreiber steht dann vor der Frage, ob sein Netz jedem Nutzer jederzeit alles ermöglichen muss. Strebt er dies an, führt das im Zweifel zu einem hohen Netzausbau-Bedarf („**Kupferplatte**“). Das ist möglich, allerdings ist die Frage der Kostentragung zu klären (sozialisieren oder individualisieren). Die Stärke von flexiblen Assets (ihre Flexibilität) bleibt beim Ausbau dann aber unberücksichtigt und kann so nicht zur volkswirtschaftlichen erstrebenswerten Kostendämpfung genutzt werden.

Soll die Kupferplatte vermieden werden, muss der Netzbetreiber in der Lage sein, in die Betriebsweise der flexiblen Netznutzer einzugreifen, wenn das Netz dies erfordert. Hierzu gehören die rechtliche Absicherung sowie die technische Umsetzbarkeit und (finanziellen) Anreize für den Besitzer. Zur Realisierbarkeit des Flexibilitätseinsatzes im Netzbetrieb besteht in der Regel Ertüchtigungsbedarf der Netze (z.B. Zustandsüberwachung) zu einem „**smarten**“ **Netz**. Zentral ist dabei eine klare Hierarchie des Zugriffsrechts, damit die durch den Flexibilitätseinsatz erzielte Netzentlastung bei der Auslegung des Netzes berücksichtigt werden kann. Für einen volkswirtschaftlich optimalen Zustand müssen zudem bereits heute existierende Flexibilitäten mit eingebunden werden.

Ebenfalls soll der Netznutzer spezifisch analysieren und entscheiden dürfen, ob er tatsächlich eine unbedingte Netznutzung benötigt, also das Netz immer uneingeschränkt zur Verfügung haben muss. Sollte er die entsprechende Flexibilität aufweisen und damit tatsächlich auch dem Netz dienen, z.B. in dem er Ausbaubedarf vermeidet, muss ihm hieraus ein finanzieller Vorteil gegenüber der unbedingten Netznutzung erwachsen.

Im Rahmen des **AP4** wurden diese Vorschläge in konkrete Handlungsempfehlung („Roadmap“) überführt und zugleich weiterer Forschungsbedarf ermittelt.

Die **Roadmap** wird in Kapitel 8 beschrieben und umfasst dabei folgende Punkte:

- Schaffung eines formalen rechtlichen Rahmens, mit Definition und Abgrenzung der Begriffe „flexibler Netznutzer“ sowie „unbedingter“ und „bedingter Netznutzung“.
- Schaffung der **Wahlfreiheit für Netznutzer** zwischen bedingter und unbedingter Netznutzung.
- Etablierung einer Netzzustandsüberwachung im Verteilnetz.
- **Etablierung eines steuernden Zugriffsrechts** des Verteilnetzbetreibers auf flexible Netznutzer.
- **Aktivierung brachliegender Flexibilität** durch Abbau der prohibitiven Wirkung starrer Leistungspreise, umsetzbar durch diverse Maßnahmen. Dazu zählen die **Dynamisierung der Netzentgelte** für Entnahme, eine ungesicherte „(n-0)-sichere“ **Netznutzung** sowie **Lastflussangebot** und **Lastflusszusage**.
- **Abmilderung der Verzerrung** durch SIP im Rahmen einer Reform der Umlagensystematik.
- Erleichterung der **Erbringung von Regelenergie** aus dem Verteilnetz.

Forschungsbedarf verbleibt insbesondere in folgenden Aspekten:

- Eine ganzheitliche Untersuchung der **Umlagensystematik** ist notwendig, denn sie wurde hier ausschließlich unter dem Aspekt der Nutzungskonkurrenz betrachtet. Tatsächlich stehen in diesem Themenfeld aber oft andere Aspekte im Vordergrund, wie Verteilungswirkung sowie Finanzierungseffekte.
- Bedingte Netznutzung erfordert eine **Netzzustandsüberwachung** mit unterlagerter Sensorik. Offene Fragen ergeben sich hier beim Verlauf der zu erwartenden Kostensenkung, sowie bei der Rolle IKT-basierter Technik und Synergien mit weiteren Entwicklung der Digitalisierung in der Energieversorgung (Smart-Meter-Rollout, etc.).
- Ebenfalls nicht behandelt wurde die Option einer **Anpassung der Netzentgelthöhenregulierung** hinsichtlich der Etablierung von Anreizen für Netzbetreiber, anstelle von Netzausbau (CAPEX) OPEX-intensive Maßnahmen wie Lastflusszusagen und Lastflussangebote anzuwenden.
- Bei **Regelenergieeinsatz in unterlagerten Netzen** fehlen noch weitere Erfahrungswerte für Schwarmeffekte (Teilnehmer aus sehr unterschiedlichen Netzen), die es zu gewinnen gälte. Außerdem ist die Idee der kurzzeitigen Betriebsmittelüberlastung durch oszillierende Primär- und Sekundärregelenergie noch tiefer zu erforschen.

Zusammenfassend macht die Studie aus Sicht der Gutachter deutlich, dass durch eine sachgerechte Anpassung des regulatorischen Umfeldes nennenswerte Flexibilitätpotenziale gehoben werden können. Im Kern der Vorschläge steht die Definition von differenzierten Netznutzungsprodukten, die einen finanziellen Anreiz bieten, die Netznutzung auch an den Belangen des Netzes zu orientieren. Dadurch wird ineffizienter Verteilnetzausbau vermieden. Darüber hinaus müssen durch Umlagen verursachte Verzerrungen und Hemmnisse beseitigt werden. Flexibilitäten können somit markt- und systemorientiert eingesetzt werden und gleichzeitig konventionellen Netzausbau im Verteilnetz teilweise ersetzen oder verzögern. Damit erscheint dieser Weg zur Flexibilitätssteigerung durch Abbau hinderlicher Regularien und Etablierung sachgerechter Regelungen effizient und vorzugswürdig, sodass erst zu einem späteren Zeitpunkt auf weitere ergänzende Maßnahmen wie Großspeicher-Neubauten aus systemischer Notwendigkeit zurückgegriffen werden muss.

1.2 Summary

One of the most used terms in context with the transition of the German energy system is flexibility. Just a few years ago, the immediate integration of storage capacity on a large scale was considered to be an indispensable condition for a successful integration of additional renewable energy sources. Later studies have relativized this statement for the short term period. However, the future need for a more flexible energy system is undisputed. This is due to the expected development of the fluctuating power generation by renewable energy sources and the anticipated increase of dynamic loads. Thereby, flexibility can be considered to be the “grease” for an efficient transition of the energy system.

Note, that this increase of flexibility does not necessarily imply the construction of additional assets, as many current participants of the market already possess the capability of flexible usage. This includes power shifting on the generation side as well as on the demand side.

It is important to realize, that most of these flexible assets arise on the distribution level of the power system. This circumstance needs to be considered in order to assess their potential adequately and to identify potential conflicts with the local grid capacity.

The main goal of this study is to analyze the following aspects:

- Situations where flexibility applications are triggered by aspects of the *energy markets* and impact the distribution grid capacity in a positive or negative manner.
- How the *interests of welfare* can be brought in line with the economic needs of the *individual* owners or operators of the flexible assets.
- The determination of applications for these assets, which could be used *simultaneously* in the form of a “multi-use application”.
- How market-oriented, grid-compatible and grid-beneficial operations relate to each other.
- The determination of legal, regulatory and normative *framework* that prohibits these operations.
- A possible *development* of these frameworks to fulfill the needs of flexible assets.
- The identification of areas where *further research* is necessary.

To achieve this, the study is divided into four main work packages (“AP”). At first, the possible options for flexible assets are discussed and categorized in order to derive six exemplary cases for the following case study. These cases are modeled based on real-world and realistic data and are analyzed by using different optimization algorithms. In addition to results of the performance of the assets due to different legal restrictions, a main focus lies on the grid-beneficial usage of the assets. Based on this case study and the current regulatory framework a suggestion for an improved framework is derived. This improved framework aims at defusing the possible conflict between grid and market-based signals as well as supporting an economical beneficial usage of the asset. This study concludes with a roadmap which prioritizes the stated suggestions. In the following, we state the content of the four packages in detail, the main result of the study can be found at the end of this subchapter.

The first work package (**AP 1**) categorizes and prioritizes the varieties of different flexible assets as well as their individual applications. It also aims at determining six exemplary use cases for the following case study. Therefore, the methodological tool “**morphological analysis**” is used in order to reduce complexity. This is done by categorizing flexible asset using the four dimensions “user”, “grid setting”, “technology” and “application”.

- A **user** is considered to be a supplier of flexibility. This implies existing or future asset operators as well as service providers.
- The different grid topologies and corresponding voltage levels are represented by individual **grid settings**. All grids used in this study are based on data of real distribution grids.
- The different technical concepts of flexibility are categorized in the dimension “**technology**”.
- A final distinction is considered for the **applications**. This allows a differentiation of the uses of a flexible asset.

Every combination of each of these parameters results in a possible use case. As the sheer number of these combinations cannot be evaluated without the use of algorithms, the technique of “**scenario analysis**” is used to determine the relevant cases. It allows for a reduction of complexity by rating and categorizing the possibilities. Following an evaluation of the experts and the steering group of dena, six use cases are derived. These cases represent diverse but relevant and realistic situations where flexible assets exist or might develop. They allow for a broad coverage of real world problems.

In short, these cases are:

- Case I: Charging of an electric vehicle by an **e-mobility prosumer** who uses the car mostly for commuting.
- Case II: Analysis of a **smart-neighborhood** which minimizes their external procurement of energy.
- Case III: A progressive self-optimizer, who uses a PV installation with battery storage and a heat pump.
- Case IV: Examination of **concepts for the coupling of sectors** in the case of an industrial power-to-heat asset.
- Case V: A **distribution system operator reduces the need for grid expansion** by installing and operating an electric storage as an asset of the grid.
- Case VI: The installation of an **on-site storage** on the site of a PV park.

The quantitative analysis of these six cases is the main goal of the second work package (**AP 2**). Thus, the chosen flexibility is modeled in a real distribution grid and the corresponding optimal power flows are computed. In addition the optimal uses of the flexible assets are computed using an optimization algorithm. Thereby, it can be analyzed how the assets are used with respect to different markets, applications and legal regulations. Furthermore, it can be derived whether this usage contradicts or supports the needs of the distribution grid. Additionally, this allows the comparison of economic and technical ramifications with respect to the different settings. Finally, conclusions about the extent of technical restrictions and their impact on the economic performance can be derived.

The six cases are modelled using real distribution grids and realistic scenarios for the future development of loads, markets and technologies up to 2030. Thus, the quantitative analysis of each case is based on consistent and plausible settings. However, the use of this method does not allow for a projection on the entire German energy system. This is due to the fact that each case is chosen as a specific example and the necessary information in order to upscale these examples cannot be derived. However, these cases are designed in such a way that results for similar situations may still be derived on a qualitative level. Therefore, they serve as strong indicators for real world issues that need improvement.

The chosen cases show the interactions and thus the potential conflicts between the grids and the markets. A solely market-oriented, multi-use operation of the assets might intensify or reduce local grid problems, but due to the lack of a controlling mechanism it cannot definitively resolve them. In order to reliably compen-

sate conventional distribution grid expansion by grid-compatible or grid-beneficial use of flexible assets, an incentive scheme or interventions based on the local grid state are necessary.

The case study shows that control interventions by the distribution system operator are needed only rarely and if they are required they only have a small impact on the economic performance of the asset. In other words, the changes that are necessary in order to achieve a grid-compatible or grid-beneficial use of flexible assets being profitable for the asset operator and the national welfare at the same time are small. However, the distribution system operator must be able to rely on the control access in case it is necessary, in order to consider flexible assets already in the grid planning process.

The analysis of the current regulatory and legal framework for flexible assets is the focus of the third work package (**AP 3**). In addition, the proposal of an improved framework is an essential part of this package.

Therefore, the important regulatory status quo of today's flexible assets is structured. The regulations for

- storages (e.g. pumped-storages, batteries, e-mobility) ,
- generating units (e.g. fossil plants, small chp units, RES plants) and
- flexible loads (e.g. load shedding, load increase, load shifting, Power-to-Heat, Power-to-Gas)

are documented in a **regulatory map**. This documentation is the foundation for the derived improvements of the framework.

The current framework is heterogeneous as each policy is based on its own goals. Thus these policies are seldom coordinated, which results in a suboptimal but not necessarily contradictory set of rules. The identification and adjustment of single regulations which are particularly negative for flexible assets is thereby essential for an improved framework. The addition of new regulations, which might improve the current situation significantly, must also be considered.

Based on the regulatory map and the results derived from AP 2 a set of adjustments is proposed. In order to formulate these improvement a series of key terms are introduced.

The participants of the markets can be divided into four categories, based on the quality of their flexibility.

- **Inflexibility**: consumers or producers without any flexibility

A large amount of future consumers and producers will have an inflexible load or power generation. They need an unrestricted access to the power grid.

- **Externally triggered flexibility**: flexible assets that arise in the system based on external influences

Based on external factors (e.g. spreading of e-mobility, home storage systems, roof-mounted PV systems) new participants with different, more flexible needs arise. Some of the former consumers also become producers, so called prosumers.

- **Dormant lying flexibility**: potential for flexibility that has not yet been realized

Technical potential to increase the flexibility of existing production processes and industrial assets exists today. However, due to the current regulatory framework and market the realization of these flexibilities is unprofitable.

- **Necessary, not yet realized, flexibility:** flexibility that is needed by the energy system

Because of the development of the renewable energy sources, the need for flexibility in electricity consumption and production is expected to increase. It might be necessary to further incentivize the development of these flexible assets.

In addition, each participant has different needs with regards to quality of access to the power grid. In this study the following three types of quality are defined, each user chooses the type that best suits his needs.

- **Unrestricted grid usage:** The user does not have to consider the condition of the local power grid when using it. This usage has been common in the past, but due to a more efficient use of the existing infrastructure it might become less common. Most of the time, grids allow for unrestricted usage. For inflexible users, the unrestricted grid usage has to stay the standard.
- **Grid-compatible usage:** It is necessary to use the asset in a way, that it does not produce any problem in the local grid. Often, this effect can be achieved by only restricting the users' freedom in a small way.
- **Grid-beneficial usage:** The users' flexibility might be able to resolve problems produced by other users of the grid. In this case, a grid-beneficial usage might result in a win-win situation for flexibility user and system operator.

In this setting, the grid user as well as the system operator have to consider all their options when deriving which quality of grid usage implies the least restrictions (technical or economical).

The system operator has to ask himself, whether his grid should allow every participant to behave however he wants to. In this case it might be necessary to expand the grid accordingly ("**copper plate**"). While this is a possible option, the question of cost distribution arises (whether to socialize or individualize them). In addition, the strength of flexible assets (their flexibility) is not considered when expanding the grid. Therefore, their potential to decrease the economic costs of the transition of the energy system cannot be realized.

In order to circumvent this, the system operator must be able to influence how the user uses the grid, if necessary. This implies a fitting legal framework, as well as the technical possibility to do so. In order to achieve the technical possibility to interact with the user, most distribution grids need to be upgraded (e.g. with state monitoring systems) to a so called "**smart grid**". In order to be taken into account when planning or expanding a grid, these interventions by the system operator must be well defined and ordered in a hierarchy.

On the other hand, each operator of a flexible asset has to ask himself what type of grid usage his business case needs. If the user is flexible enough to benefit the grid (e.g. by reducing the need for grid expansion) he should profit from benefitting the grid instead of choosing an unrestricted grid usage.

The final work package (AP 4) aims at deriving a roadmap based on the previously developed adjustments. In addition, areas where further research is necessary are identified.

The derived **roadmap** can be found in chapter 8 and consists of the following milestones:

- Introduction of a **legal framework** which defines the terms "**flexible grid user**" as well as "**unrestricted**" and "**restricted grid usage**".
- Allowing flexible grid users to **freely choose** between an unrestricted or restricted grid usage.
- Establish **state monitoring** of the distribution grids.
- Permitting the distribution systems operator to **intervene in operation of the flexible assets**, if necessary.

- Activate **dormant lying flexibility** by introducing a series of well-defined products. These products allow for a **dynamic capacity charge**, an unguaranteed “**(n-0)-secure**” **grid usage**, as well as an **offer** or **guarantee of load**.
- Reduction of the current **imbalances by levies** due to general reform of the system of levies.
- Removal of further obstacles for generating balance energy from grids with a low level of voltage.

The study has identified areas where **further research** is necessary:

- A further analysis of the **levies** has to be considered, as they have been only considered in this study with regards to potential conflicts. This topic has to be further examined with respect to distribution keys and aspects of refinancing.
- Restricted grid usage relies on a system to **state monitoring of the grid**. There are open questions on how the costs for such a system might develop and how IT based solutions matter.
- In addition, it might be beneficial to explore the idea of adjusting the **regulation of net tariffs** with regards to measures which have high operational expenditures (OPEX). Current regulation favors the usage of measures with high capital expenditures (CAPEX).
- The generation of **balance energy from grids with a low level of voltage** needs to be addressed further. Especially the effects induced by the usage of swarms from different areas of the power grid needs to be analyzed.

In summary, this study shows that significant potentials for flexibility can be activated by appropriate adjustments of the regulatory framework. This can be achieved in accordance with the needs of the distribution grid, without severe impacts on the economic interest of the asset operators. Therefore, flexible assets are able to operate driven by market or system demands and simultaneously reduce or postpone the need for conventional expansion of the distribution grid. Thereby, it seems favorable to reduce obstructive regulations and introduce appropriate adjustments in order to increase the overall systems flexibility. This way, the necessity to increase the flexibility by constructing additional large-scale storages can be postponed.

2 Hintergrund und Einleitung

Die **Energiewende** als gesamtgesellschaftliche Aufgabe und politische Zieldefinition ist weit mehr als ein energiewirtschaftliches Thema. Ihr Gelingen oder Misslingen wird weit über die Grenzen des Landes hinaus beobachtet, längst haben die deutschen Ziele und Aktivitäten die Aufmerksamkeit der Nachbarn erweckt. Ob aber dieser gesellschaftliche Plan gelingt, ist eine zutiefst energiewirtschaftliche und systemische Frage: Der Umbau des Energieversorgungssystems wirft operative, marktwirtschaftliche, technische und normative Fragen auf. Nur wenn es gelingt, diese im Zusammenhang adäquat zu lösen, kann auch das Gesamtvorhaben gelingen.

Zwei zentrale Player stehen im Mittelpunkt dieser Untersuchung: Zum einen das **Stromnetz**, das eine dienende Aufgabe als verbindendes Element zwischen Erzeugung und Verbraucher hat. Die Qualität dieser „Versorgungsaufgabe“ ist im Wandel, da vor allem die Erzeugungsstruktur durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) sich wandelt. Auch die Nachfrageseite ändert sich, wie die Beispiele der E-Mobility oder der sog. „Prosumer“ zeigen. Betroffen sind alle Netzebenen, vom Übertragungsnetz bis hin zum Hausanschluss im Niederspannungsnetz. Zum anderen ist es der **Speicher** – oder technisch neutraler ausgedrückt: die Flexibilität. Systemisch betrachtet ist die Flexibilität ein idealer Gegenpol zur Volatilität der EE, denn dort, wo das Netz das räumliche Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch überbrückt, kann die Flexibilität das zeitliche Auseinanderklaffen der volatilen EE und der Kunden abfangen. Beide zusammen sind also genau das „Team“, das die Energiewende zu brauchen scheint.

Ihre Voraussetzungen sind dabei allerdings unterschiedlich: Während das Netz im **regulierten Umfeld** vereinfacht gesagt so ausgebaut wird, dass die Versorgungsaufgabe gelöst werden kann (so zumindest die Theorie), steht der Speicher in einem **marktwirtschaftlichen Umfeld**. Ein Eingriff der Netzseite auf den Markt also eine starke Ausprägung der „Kopplung“, ist derzeit nur als Ausnahmevergange (z. B. Redispatch) vorstellbar. Investoren im Marktumfeld werden Speicher bauen, wenn dies für sie wirtschaftlich interessant ist, also Rentabilität und Investitionssicherheit in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen. Derzeit befinden wir uns allerdings in der Situation, dass aus systemanalytischer Sicht Speicher in diversen Anwendungen – zumindest zukünftig – als sinnvoll erachtet werden, der skizzierte Anreiz für Investoren aber nicht oder nicht ausreichend vorhanden ist. Das „Geschäftsmodell Speicher“ spielt heute nur selten eine Rolle. Aber der Bedarf an Flexibilität wird absehbar steigen, die technologischen Antworten auf den Bedarf werden besser und billiger werden, die Lage wird sich also weiterhin dynamisch entwickeln.

Ein Ansatz, die Investition attraktiver zu gestalten, besteht darin, mehr als nur einem Zweck zu dienen, also mehrere Erlösquellen zu erschließen. Solche **Multi-Use-Ansätze** sind gedanklich reizvoll, zugleich aber komplex. Der sprichwörtliche „Diener zweier Herren“ kann potenziell in eine Dilemma-Situation geraten, wenn die Interessen z. B. von Markt und Netz einander widersprechen. Derzeit sind aber rein netzdienliche Ansätze oft nicht wirtschaftlich, rein marktdienliche Ansätze stehen möglicherweise den Belangen des Netzes entgegen. Die Öffnung des Multi-Use-Weges verlangt also, gleichnamige Anreize zu nutzen und mit widersprüchlichen Anreizen sachgerecht umzugehen.

Die Fragen, die in dieser Studie adressiert werden, lassen sich damit vereinfacht wie folgt zusammenfassen:

1. Welche **Handlungsoptionen** (bestehend aus Speicher und Anwendungsfall) existieren überhaupt und welche davon sind besonders relevant und vielversprechend?
2. Wie ist der regulatorische/rechtliche/normative **Rahmen** für Speicher derzeit ausgestaltet? Stützt dieser Status quo die Ansiedlung von Speichern oder ist er hinderlich?
3. Lassen sich durch Speicher nennenswert, dauerhaft und verlässlich Kosten, insbesondere Ausbaukosten, des Netzes einsparen? **Erfüllen also die Handlungsoptionen die an sie gerichteten Erwartungen?**
4. Wie kann der Rahmen weiter entwickelt werden, damit Anreize für den Speicher, insbesondere für Multi-Use-Ansätze, gesetzt werden und schädliche Prohibition verringert wird.

3 Methodischer Ansatz und Aufbau der Studie

In diesem Kapitel wird der generelle Aufbau der Studie erläutert. Dabei steht die Erstellung der Roadmap in AP 4 im Fokus der Studie. Dazu werden in AP 1 sechs exemplarische Cases bestimmt. Diese werden in einer anschließenden modellgestützten Untersuchung in AP 2 untersucht. Dabei steht neben der Betrachtung potenziell möglicher Multi-Use Betriebskonzepte insbesondere deren Rückwirkung auf das zugrundeliegende Netz im Fokus. Parallel dazu findet in AP 3 zunächst eine Betrachtung des heutigen regulatorischen Rahmens statt. Anschließend wird durch die Analyse der Ergebnisse aus AP 2 der Weiterentwicklungsbedarf des regulatorischen Rahmens analysiert. In AP 4 wird auf Basis dieser Erkenntnisse eine Roadmap der wichtigsten und zeitlichen drängendsten Schritte entwickelt. Eine grafische Übersicht des Zusammenspiels der vier Arbeitspakete („AP“) findet sich in Abbildung 8.

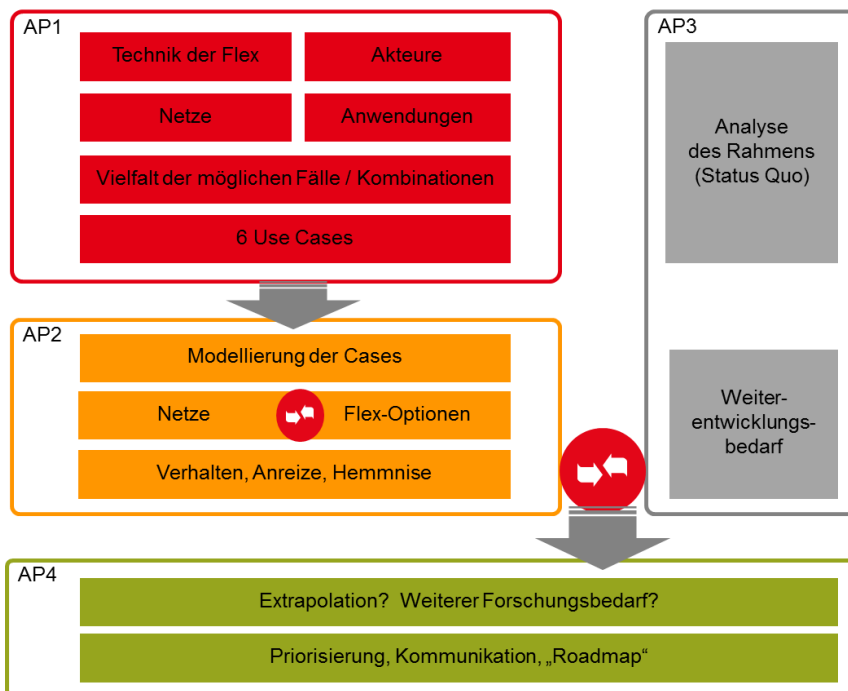


Abb. 8: Arbeitspakete der Netzflexstudie

3.1 AP 1 Bestimmung der studienrelevanten Cases

Ziel des AP 1 ist die schlussendliche Definition der sechs zu untersuchenden Cases, um an Hand von praxisnahen Beispielen eine Analyse der regulatorischen Hemmnisse und Ineffizienzen im aktuellen Ordnungsrahmen durchzuführen. Zur Findung der sechs Cases wird dazu ein methodischer Ansatz gewählt, der garantiert, dass die gewählten Fälle realistisch, repräsentativ und ausreichend diversifiziert sind. Dabei werden die Cases so bestimmt, dass sie in der Theorie multiple Anwendungsgebiete zum Einsatz des Speichers erlauben.

Um dies zu gewährleisten, wird eine toolgestützte Analyse eines geeigneten morphologischen Kastens durchgeführt. Hierbei werden alle für eine Problemstellung relevanten Aspekte sowie ihre möglichen Ausprägungen erarbeitet und in einer Matrix dargestellt. Neben der vollständigen Darstellung der relevanten

Problemgrößen stellt die vorurteilsfreie Bildung von Varianten den wesentlichen Mehrwert dieses sogenannten morphologischen Kastens dar. Jede denkbare Kombination aus jeweils einer Ausprägung pro Aspekt stellt eine (logisch grundsätzlich mögliche) Variante dar. Methodisch können diese Varianten durch Wahl von exakt einer Ausprägung pro Zeile der Matrix gewonnen werden. Zur Visualisierung dieser Methode findet sich ein Auszug des dieser Studie zugrundeliegenden morphologischen Kastens, sowie die Darstellung von Case III, in Abbildung 9.



Abb. 9: Auszug aus dem morphologischen Kasten inklusive Darstellung von Case III

Für die Erstellung des morphologischen Kastens wird zuerst eine Festlegung der relevanten Aspekte vorgenommen. Hierbei wird unter anderem darauf Rücksicht genommen, dass diese voneinander ausreichend scharf getrennt werden können. Dazu wird auf eine vorab durchgeführte umfangreiche Analyse sowohl der Studienlandschaft als auch von bereits am Markt existierenden Flexibilitätsoptionen (u. a. in Pilotphasen) zurückgegriffen. Basierend auf diesen Ergebnisse sowie des Branchenwissens wird so die Erstellung des morphologischen Kastens vorgenommen.

Weil jedoch nicht jede Wahl einer Ausprägung pro Zeile sinnvoll ist, muss der morphologische Kasten methodisch sicher ausgewertet werden. Da in dem in dieser Studie untersuchten Kasten 2730 Kombinationen möglich waren, wird die Auswertung softwaregestützt mittels des Tools *BET-Szen* durchgeführt. Die wesentliche Eigenschaft dieses Tools ist es, eine fundierte Auswahl aus einer übergroßen Vielzahl möglicher Szenarien treffen zu können. Ziel der Auswertung ist es, unsinnige Kombinationen auszuschließen, sowie ähnliche zu gruppieren.

Die hauptsächliche Schwierigkeit der Analyse von Varianten stellt meistens die Multikausalität dar. Will man eine vorurteilsfreie Bewertung der Plausibilität einer Variante vornehmen, so muss man verschiedenste Interdependenzen gleichzeitig betrachten und bewerten. Erfahrungsgemäß ist es leicht, das gemeinsame Auftreten von zwei Ausprägungen zu plausibilisieren, jedoch ist oftmals bereits die simultane Bewertung von drei Ausprägungen nicht ohne weiteres möglich. An dieser Stelle wird *BET-Szen* eingesetzt, denn es erlaubt die gleichzeitige Bewertung aller Ausprägungen durch sukzessive Betrachtung der paarweisen Ausprägungen. Der wesentliche Effekt der Methode besteht also in der Reduktion – statt einer multidimensionalen Bewertung müssen durch den Experten nur viele zweidimensionale Bewertungen vorgenommen werden. Das Tool nimmt auf Basis dieser Einschätzungen anschließend eine Wertung jeder möglichen Kombination vor und erlaubt die Reduktion der zu untersuchenden Fälle auf solche, die realisierbar und ausreichend diversifiziert sind. Dieser Ansatz basiert dabei auf der von Geschka et al.⁶ entwickelten Methodik der Szenariotechnik.

⁶ Vgl. Geschka, Horst; Schwarz-Geschka, Martina: Einführung in die Szenariotechnik. Geschka & Partner Unternehmensberatung, Darmstadt 2012

Aus dieser bereits reduzierten Menge werden sechs relevante Cases ausgewählt, welche die Grundlage für die modellgestützten Untersuchungen in dieser Studie bilden.

3.2 AP 2 Netztechnische und ökonomische Untersuchung

Das AP 2 umfasst die detaillierte Modellierung der in AP 1 ausgewählten Cases und deren quantitative Analyse. Die Untersuchungen in dieser Studie erfolgen auf Basis von Zukunftsszenarien bis 2030 mit den drei betrachteten Stützjahren 2020, 2025 und 2030. Dieser Betrachtungszeitraum wird zum einen der kurzfristigen Relevanz der Thematik gerecht und ermöglicht zusätzlich die Berücksichtigung von kurz- bis mittelfristigen Entwicklungen im zurzeit sehr dynamischen Umfeld der elektrischen Energieversorgung (Ausbau der Erneuerbaren Energien, Technologiesprünge, Kostendegressionen etc.).

Eine wesentliche Grundanforderung an die Simulation der Fallbeispiele ist die Berücksichtigung der zeitvarianten Zustände des Netz- und Speicherbetriebs sowie der zeitvarianten Marktpreise für elektrische Energie. Hierbei ist nicht nur die Häufigkeit gewisser Zustandskonstellationen relevant, sondern insbesondere auch deren zeitliche Abfolge. Eine zeitreihenbasierte Speicher- und Netzsimulation ist somit notwendig. Zur Berücksichtigung von täglichen, wöchentlichen und saisonalen Unterschieden werden im Rahmen der Studie für die drei genannten Stützjahre jeweils die vollständigen Jahresverläufe in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten simuliert.

Weitere Anforderungen ergeben sich aus den Überlegungen zu den möglichen Ausprägungen der Dimensionen des morphologischen Kastens: Akteur, Netzsituation, Technik und Anwendung. Die Herausforderung liegt in dem Zielkonflikt einer hinreichend detaillierten Abbildung jeder einzelnen Ausprägung pro Case und der Anforderungen nach einem einheitlichen Modellansatz für alle Cases. Es werden somit zwangsläufig Vereinfachungen und Annahmen erforderlich, die die Untersuchung handhabbar machen, aber gleichzeitig noch aussagekräftige und valide Ergebnisse zulassen. Die verwendeten Modelle sowie deren Grenzen, die grundsätzliche Vorgehensweise bei der Parametrisierung der Modelle sowie die Analysemethodik werden in diesem Kapitel vorgestellt. Die konkreten Parameter für jeden Case werden anschließend im Rahmen der Fallbeschreibungen in Kapitel 6 aufgeführt.

3.2.1 Simulationsmodelle und Modellkopplung

Eine wesentliche Herausforderung bei der Simulation ist die direkte Wechselwirkung zwischen der Betriebsweise des Speichers und der Lastflusssituation im betrachteten Netzgebiet. Ein Modell, welches simultan den binären Zuständen der Speicher („ein/aus“) und die nicht-linearen Lastflüsse im Netz berücksichtigt, benötigt dementsprechend Methoden aus dem Bereich der gemischt-ganzzahligen nicht-lineare Programmierung („Mixed Integer Nonlinear Programming“ - MINLP). Die für diese Probleme heute existierenden Softwarelösungen sind nicht in der Lage, den für diese Studie benötigten Detailgrad abzubilden. Dementsprechend ist eine simultane Lösung von Lastflussproblem und Speicheroptimierung nicht möglich. In dieser Studie werden deshalb zwei getrennte Modelle verwendet, deren Ergebnisse anschließend miteinander gekoppelt werden. Abbildung 10 zeigt den Modellierungsrahmen und die Schnittstelle zwischen Speicher- und Netzsimulation. Die zwei Modelle, deren Eingangsparameter sowie die Methodik zur Kopplung werden nachfolgend vorgestellt. Im Folgenden wird das flexible Asset der Einfachheit halber unabhängig seiner technischen Ausprägung als „Speicher“ bezeichnet.

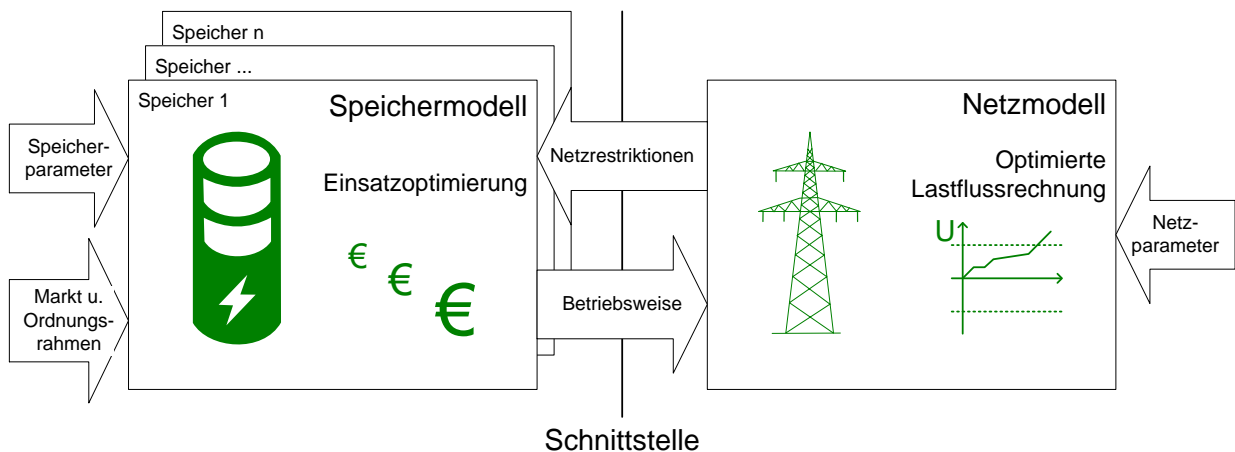


Abb. 10: Modellierungsrahmen und Modellschnittstelle

3.2.1.1 Netzmodell und Modellkopplung

Die Modellierung und Berechnung des Netzes erfolgt für ausgewählte, abgegrenzte Netzgebiete für jeden Case (z. B. ein Ortsnetz der Niederspannungsebene, ein Mittelspannungsring oder eine Hochspannungsnetzgruppe). Die benötigten Eingangsparameter sind im Wesentlichen die elektrischen und topologischen Größen des Netzgebietes sowie die knotenspezifischen Last- und Einspeisezeitreihen der definierten Versorgungsaufgabe. Des Weiteren müssen die Anschlussknoten der zu untersuchenden Speicher sowie die Grenzwerte für Leitungsauslastungen und Knotenspannungen festgelegt werden. Der Aufbau eines parametrisierten Netzmodells wird anhand eines exemplarischen Mittelspannungsstrangs in Abbildung 11 verdeutlicht.

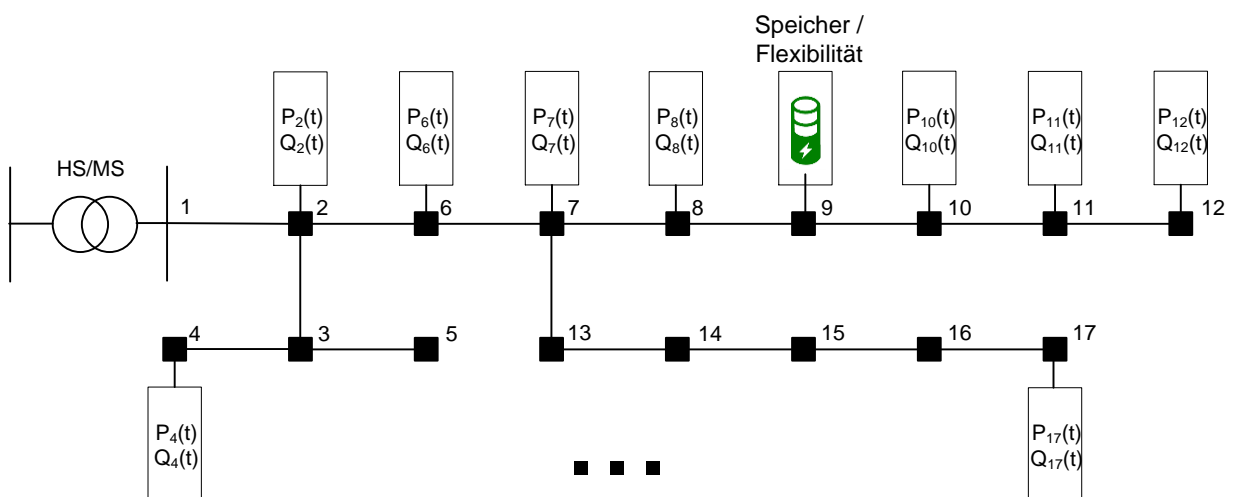


Abb. 11: Beispiel des parametrisierten Netzmodells

Um der eingangs geschilderten Problematik der direkten Wechselwirkung zwischen Speicherbetriebsweise und Netzauslastung gerecht zu werden, wird auf das an der Bergischen Universität Wuppertal entwickelte Konzept des Netzkapazitätskorridors zurückgegriffen. Bei diesem Ansatz wird der Einfluss der Speicherbetriebsweise auf die Lastflusssituation zunächst nicht berücksichtigt. Stattdessen wird auf Basis eines adaptierten Optimal-Power-Flow-Algorithmus⁷ die Leistung bestimmt, die am Anschlussknoten des Speichers maximal noch eingespeist bzw. entnommen werden kann, ohne dass eine Grenzwertverletzung im betrachteten Netzgebiet entsteht. Im Falle einer bereits ohne Speicherbetrieb vorliegenden Grenzwertverletzung wird die erforderliche Leistungsänderung an der Position des Speichers bestimmt, um diese Grenzwertverletzung zu beheben.

Als Resultat erhält man einen zulässigen und unzulässigen Betriebsbereich für den Speicher sowie zusätzlich die erforderliche Betriebsweise für netzdienliches Verhalten. Anhand einer sequentiellen Berechnung über den gesamten Zeitbereich entsteht somit der sogenannte Netzkapazitätskorridor für die Position des Speichers, der schematisch in Abbildung 12 dargestellt wird.

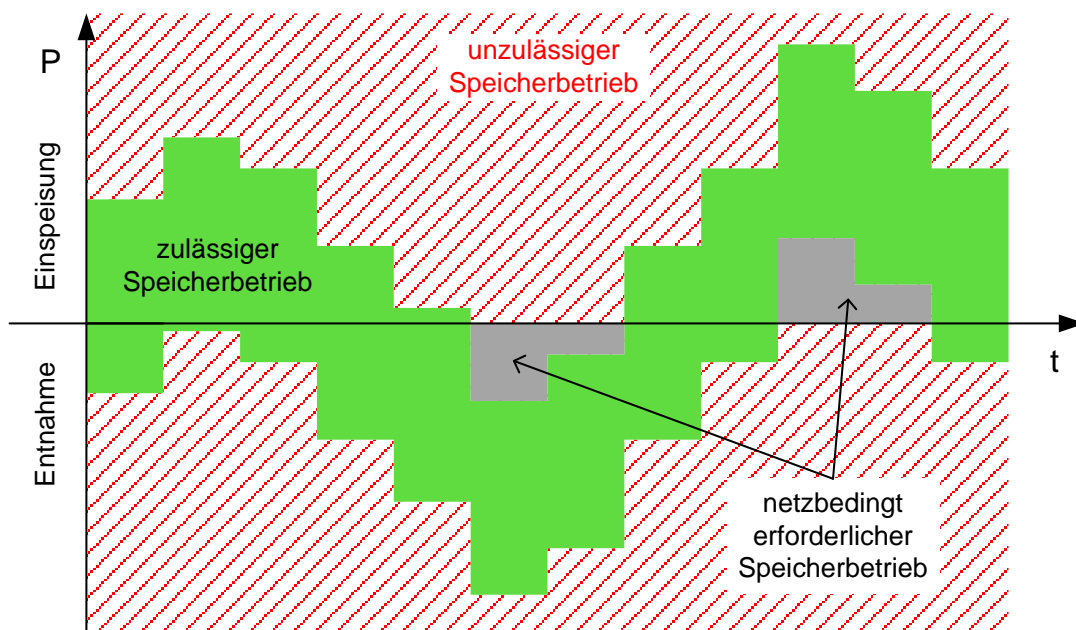


Abb. 12: Schematischer Netzkapazitätskorridor

Im Falle von mehreren Speichern in einem Netzgebiet wird die vorhandene Netzkapazität bzw. die erforderliche, netzdienliche Leistungsänderung auf alle Speicher gleichmäßig verteilt. Die Berücksichtigung der Grenzwerte für die thermische Betriebsmittelauslastung und die Knotenspannungen zur Bestimmung des Netzkapazitätskorridors ist auf den galvanisch verbundenen Bereich begrenzt, auf den der Speicher einen relevanten Einfluss hat. Somit wird beispielweise bei mehreren Umspannwerksabgängen, ein Netzkapazitätskorridor pro Abgang berechnet.

⁷ Vgl. Kornrumpf, T.; Meese, J.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.; Roch, M.: Economic Dispatch of Flexibility Options for Grid Services on Distribution Level, Proceedings of the 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genua, 2016

Der resultierende Netzkapazitätskorridor dient als Eingangsgröße für die Speicherbetriebsoptimierung unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen. Durch die Speicherbetriebsoptimierung mit und ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen kann der Einfluss von netzverträglichem bzw. netzdienlichem Verhalten auf die Betriebsweise des Speichers ohne weitere Iterationen in der Netzberechnung ermittelt werden. Hierbei wird unter netzverträglichem Verhalten eine solche Fahrweise verstanden, die nicht zu Grenzwertverletzungen im Netz führt. Sorgt die Fahrweise zusätzlich dafür, dass bereits bestehende Grenzwertverletzungen behoben werden, so wird dieses Verhalten im Folgenden als netzdienlich bezeichnet. Eine Fahrweise, welche ohne Berücksichtigung des Netzes erfolgt und somit gegebenenfalls zu Grenzwertverletzungen führt, wird in dieser Studie netzschädlich genannt.

3.2.1.2 Speichermodell und Einsatzoptimierung

Zur Bestimmung der optimalen Fahrweise der Speicher wird auf die bei BET entwickelte Softwarelösung *BET-SysMod* zurückgegriffen. Diese bestimmt den optimalen, viertelstundenscharfen Einsatz von Assets unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen, regulatorischen und technischen Nebenbedingungen.

Die Modellierung erfolgt dabei als gemischt-ganzzahliges lineares Programm unter Einsatz der kommerziellen Softwarelösungen *GAMS* und *Gurobi Optimizer*. Um die Fahrweise der Speicher an die untersuchte Netzsituation anzupassen wird der oben beschriebene Netzkapazitätskorridor in Form von Nebenbedingungen an das Einsatzmodell weitergegeben. Bei diesen Nebenbedingungen handelt es sich dementsprechend sowohl um Einschränkungen der Höhe der Rückspeisungen als auch der zusätzlichen Last. Somit können neben Obergrenzen (z. B. maximale Rückspeisung) auch Untergrenzen (z. B. maximale zusätzliche Last) berücksichtigt werden. Ebenso kann auf diese Weise der netzbedingt erforderliche Speicherbetrieb abgebildet werden, vergleiche Abbildung 12. Unter Berücksichtigung dieser Bedingungen erfolgt somit eine optimale Fahrweise der Speicher, welche unproblematisch für das Netz ist („netzverträglich“), und je nach Parametrisierung bestehende Netzprobleme behebt („netzdienlich“). Werden diese Bedingungen nicht dem Modell hinzugefügt, erfolgt ein Einsatz des Speichers unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Durch den Abgleich der Fahrweise des Speichers mit dem vorab bestimmten Netzkapazitätskorridor lassen sich Aussagen darüber treffen, zu welchen Problemen der uneingeschränkte Einsatz der Speicher im Netz ggf. führen kann („netzschädlich“).

3.2.2 Parametrisierung der Fallbeispiele

Der exemplarische Ansatz der Studie erfordert umfangreiche Festlegungen bei der Ausgestaltung der Fallbeispiele und der Parametrisierung der Modelle. Es wird dabei auf eine sachgerechte und methodisch konsistente Parametrisierung aller Cases geachtet. Die Abbildung von besonders extremen bzw. unwahrscheinlichen Konstellationen wird nach Einschätzung der Gutachter vermieden. Nichtsdestotrotz kann dieser Ansatz nicht alle denkbaren Fälle abdecken, sondern ist auf die Abbildung von sechs Exempeln begrenzt. Andere Parametrisierungen können ebenfalls sinnvoll und sachgerecht sein.

3.2.2.1 Auswahl der Netze

Im Rahmen der Studie werden reale Netze für die Ausgestaltung der Fallbeispiele verwendet. Durch die Netzbetreiber in der Projektsteuergruppe wurde eine Vielzahl von Netzen aus unterschiedlichen Regionen in Deutschland und mit verschiedenen Versorgungsaufgaben bereitgestellt. Je nach Spannungsebene ent-

spricht „ein Netz“ einem NS-Ortsnetz, einem MS-Umspannungsbezirk oder einer HS-Netzgruppe. Die Datensätze umfassen digitale Netzpläne, Übersichtskarten der versorgten Gebiete, Umspannungspläne sowie vorhandene Messzeitreihen der angeschlossenen Verbraucher, Erzeugungsanlagen und Netzbetreiberstellen. Die unterschiedlichen Datensätze wurden durch die Gutachter gesichtet und in Rücksprache mit den Netzbetreibern für die Fallbeispiele unter Berücksichtigung folgender Kriterien ausgewählt:

- Eignung für die darzustellende Netzsituation entsprechend der Case-Beschreibung
- Datenqualität und Datenvollständigkeit
- Relevanz und Generalisierbarkeit bzw. Ausschluss von seltenen Netzkonstellationen

Das dritte Kriterium wurde mit Hilfe der BET-Effizienzdatenbank überprüft. Diese enthält einen repräsentativen Datenbestand hinsichtlich verschiedener Netzkennzahlen von mehr als 100 Netzbetreibern aus ganz Deutschland. Durch den Vergleich der vorgelegten Netze mit den Kennzahlen der Datenbank konnten exotische Netzkonstellationen ausgeschlossen werden. Die Generalisierbarkeit der qualitativen Ergebnisse auf Basis der untersuchten Fallbeispiele wird dadurch verbessert.

3.2.2.2 Entwicklung und Regionalisierung der Versorgungsaufgabe

Mit dem Ziel, durch die Untersuchung von Fallbeispielen, die Interaktion zwischen Netzen und Netznutzern für zukünftige Zeitpunkte zu analysieren und relevante Problemstellungen zu identifizieren, sind zunächst die zukünftige Last- und Einspeisesituation je untersuchtem Netz zu bestimmen.

Basis dafür ist die heutige Versorgungsaufgabe des jeweils betrachteten realen Netzes. Zur Weiterentwicklung von dieser werden konsistente Szenarien und Rahmenbedingungen für jedes Stützjahr definiert, da die zukünftige Versorgungsaufgabe aufgrund zahlreicher externer Faktoren für die betrachteten Zeiträume prinzipiell nicht determiniert ist und somit nicht hinreichend genau prognostiziert werden kann. Die Verwendung von Szenarien erlaubt es, unabhängig von der Eintrittswahrscheinlichkeit, bestimmte Entwicklungen und Konstellationen zu untersuchen. Die damit erzeugten bzw. aufbereiteten Datensätze dienen als Eingangsparameter für die modellbasierte Untersuchung der Fallbeispiele.

Da im Rahmen der Studie sowohl lokale Szenarien der Versorgungsaufgabe für die Untersuchung der einzelnen Netze als auch deutschland- bzw. europaweite Annahmen zur Parametrisierung der Marktsimulation getroffen werden, ist auf konsistente Eingangsdaten zu achten. Die Entwicklung der lokalen Szenarien basiert daher auf dem gleichen Deutschlandszenario wie die Marktsimulation. Die bei der Ableitung der jeweiligen lokalen Szenarien verwendete Methodik wird nachfolgend vorgestellt und ist schematisch auch der Abbildung 13 zu entnehmen.

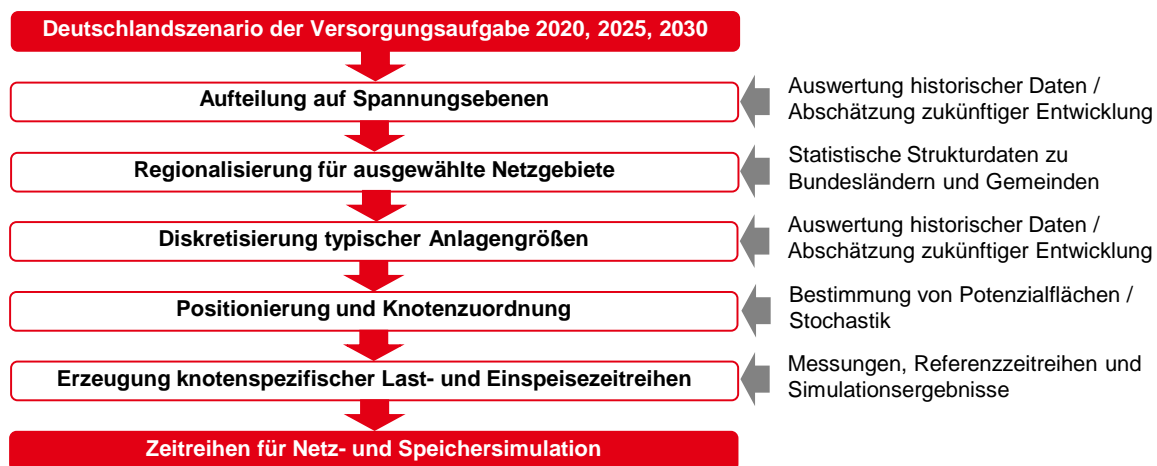


Abb. 13: Methodik zur Bestimmung von knotenspezifischen Last- und Erzeugungszeitreihen

Die Untersuchung baut auf dem BET-Deutschlandszenario auf, welches u. a. die Entwicklung der installierten Leistungen von konventionellen Kraftwerken und dezentralen Einspeiseanlagen in Deutschland und in Staaten beinhaltet, die durch das kontinentaleuropäische Übertragungsnetz verbundenen sind. Des Weiteren werden Annahmen zur Lastentwicklung getroffen und daraus dann die Marktentwicklung für den Großhandelspreis von elektrischer Energie unter Berücksichtigung weiterer Parameter wie etwa dem Ölpreis und dem Im- und Export von Energie(-trägern) abgeleitet. Die detaillierte Darstellung der relevanten Annahmen erfolgt in Kapitel 5.

Um aus dem Deutschlandszenario Parameter für die Versorgungsaufgabe der einzelne Netze abzuleiten (lokale Szenarien), wird eine an der Bergischen Universität Wuppertal weiterentwickelte Methodik⁸, basierend auf der dena-Verteilnetzstudie⁹, zur Regionalisierung angewendet. Es finden insbesondere Netzstrukturdaten und öffentlich zugängliche statistische Daten Verwendung. Die somit erzeugten bzw. aufbereiteten Datensätze dienen als Eingangsparameter für die modellbasierte Untersuchung der Fallbeispiele.

Nach der Regionalisierung auf Ebene des Netzgebietes ist die installierte Summenleistung auf einzelne Knoten zuzuordnen und somit die konkreten Anlagenleistungen je DEA zu bestimmen. Bei diesem Schritt ist das Vorgehen stark abhängig von der jeweiligen Netzebene. So erfolgt auf Niederspannungsebene beispielsweise die Zuordnung der PV-Anlagen anhand von typischen Größenverteilungen von PV-Anlagen, die den EEG-Stammdaten entnommen werden sowie den Dachflächenpotenzialen je Hausanschluss unter Berücksichtigung einer Probabilität. In der Mittelspannungsebene werden Windenergieanlagen anhand von geeigneten Freiflächen (landwirtschaftlichen Flächen) und soweit verfügbar Windvorrangflächen positioniert. Auf der Hochspannungsebene werden die Summenwerte je Gemeinde einem HS/MS-Umspannwerk zugeordnet.

Die Szenarienansätze bezüglich der Lastentwicklung untergliedern sich in zwei Teile: Zum einen werden sogenannte konventionelle Lasten betrachtet, für die keine signifikante Änderung auf lokaler Ebene angenommen wird und daher keine Veränderung der Lastgänge berücksichtigt wird. Dies ist zweckmäßig, um methodisch die beobachteten Ergebnisse noch auf die einzelnen konkreten Ursachen zuordnen zu können. Zum anderen kommen dann „neue Lasten“, die für jeden Case separat betrachtet werden, hinzu. Dies sind insbesondere Elektrofahrzeuge, die über das Stromnetz geladen werden können, sowie Wärmepumpen.

⁸ Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.; Zdrallek, M. (Hrsg.): Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen, Wuppertal (2016)

⁹ Deutsche-Energie-Agentur GmbH: „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.“ Berlin (2012)

Für die Regionalisierung des Szenarios für Elektrofahrzeuge werden die Zulassungsdaten des Kraftfahrtbundesamtes der betrachteten Gemeinden ins Verhältnis gesetzt zur Gesamtzahl an zugelassenen Fahrzeugen in Deutschland. Daraus ergibt sich eine Summe an Elektrofahrzeugen je Netz. Die Zuordnung auf die einzelnen, potenziell geeigneten Netzknoten erfolgt anschließend probabilistisch. Außerdem bewirken neben Elektrofahrzeugen auch die in der Studie explizit untersuchten Flexibilitätsoptionen eine Änderung der Versorgungsaufgabe. Deren Anzahl wird einzelfallspezifisch und unabhängig von den Szenarien der restlichen Versorgungsaufgabe bestimmt und deren Auswirkungen auf das Netz umfangreich analysiert.

Der letzte Schritt bei der Regionalisierung der Versorgungsaufgabe zur Parametrisierung des Netzmodells ist die Erzeugung von knotenspezifischen Wirk- und Blindleistungszeitreihen. Die zur Verfügung stehende Datenbasis variiert typischerweise sehr stark zwischen den betrachteten Spannungsebenen des Verteilnetzes. So stehen in der Regel für HS-Netzgruppen vollständige Messzeitreihen für alle Umspannwerke zur Verfügung, während in der Mittelspannung deutlich weniger und in der Niederspannungsebene fast gar keine Zählpunkte über eine Aufzeichnung von viertelstündlichen Leistungsmittelwerten verfügen. Neben der Verwendung von realen Messwerten stehen auch noch die in der Energiewirtschaft üblichen Standardlastprofile (SLP) zur Verfügung, welche allerdings erst ab einer höheren Anzahl von Anschlussnehmern für die Abbildung des zeitlichen Lastverhaltens geeignet sind. Aufgrund der geringen statistischen Durchmischung kommen SLP für Lastprofile in Niederspannungsnetzen nicht in Frage. Stattdessen wird hier auf einen stochastischen Profilgenerator zur Erzeugung von synthetischen Haushaltprofilen zurückgegriffen. Des Weiteren steht ein stochastischer Profilgenerator zur Erzeugung von Ladeprofilen von Elektrofahrzeugen basierend auf dem Mobilitätsverhalten von Fahrzeugnutzern zur Verfügung¹⁰.

Aus Gründen der unterschiedlichen Anforderung in jedem Case, der inhomogenen Datenbasis sowie der unterschiedliche Gültigkeitsbereich der Ansätze und Werkzeuge ist eine spezifische Vorgehensweise je Netzebene sinnvoll. Die verwendeten Ansätze und Werkzeuge zur Erzeugung und Skalierung der Last- und Einspeisezeitreihen werden in Tabelle 1 zusammengefasst.

Netzebene	Lasten	Erzeuger
NS	Synthetische HH-Lastprofile Synthetische E-Mobility-Ladepprofile	skalierte Messzeitreihen
MS	Messzeitreihen SLP-Zeitreihen Synthetische E-Mobility-Ladepprofile	skalierte Messzeitreihen
HS	Messzeitreihen Synthetische E-Mobility-Ladepprofile	skalierte Messzeitreihen

Tabelle 1: Basis der verwendeten Last- und Entnahmezeitreihen

Nach der Ermittlung und Zuordnung der knotenspezifischen Last- und Einspeisezeitreihen erfolgt abschließend die Festlegung der Anschlussposition der Speicher. Die Positionierung erfolgt per Zufallsprinzip für potenziell geeignete Standorte, welche auf Basis einer casespezifischen Potenzialprüfung (z. B. ausreichende Flächen für stationäre Speicher oder Stellplätze für Elektrofahrzeuge vorhanden) ermittelt wurden.

¹⁰ Vgl. Uhlig, R.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.: Dynamic grid support with EV charging management considering user requirements, Proceedings of the CIREN Workshop 2016 "Electrical networks for society and people", Helsinki, 2016

3.2.2.3 Festlegung von Randbedingungen in der Netzberechnung

Bei Auslegung und Betrieb von elektrischen Verteilungsnetzen der öffentlichen Versorgung sind Grenzwerte für die Betriebsmittelauslastung und die auftretenden Spannungen zu beachten, die daher auch bei der Auslegung der im weiteren untersuchten Netze relevante Kriterien darstellen. Die Grenzwerte sollen sicherstellen, dass die technischen Endgeräte ordnungsgemäß funktionieren und kein vorzeitiger Defekt an Netzbetriebsmitteln auftritt. Im diesem Abschnitt sind die relevanten technischen Randbedingungen basierend auf dem Planungsleitfaden¹¹ der Bergischen Universität Wuppertal zusammenfassend dargestellt.

Spannungshaltung

Auf Nieder- und Mittelspannungsebene ist gemäß DIN EN 50160¹² an allen Knoten sicherzustellen, dass die auftretenden Spannungen in einem Bereich von $\pm 10\%$ der vereinbarten Versorgungsspannung (bzw. auf Niederspannungsebene der Nennspannung) liegt. Dies beschränkt sich laut Norm nur auf langsame Spannungsänderungen, die im Weiteren ausschließlich betrachtet werden. In der Norm beschriebene Ausnahmen (z. B. für abgelegene Kunden) bleiben unberücksichtigt. Da die Netze der Niederspannungsebene in der Regel durch Transformatoren mit einem (unter Last) nicht verstellbaren Übersetzungsverhältnis mit der Mittelspannungsebene gekoppelt sind (kein rONT) ist das zulässige Spannungsband zwischen diesen beiden Ebenen aufzuteilen. Im technischen Regelwerk sind in der BDEW Richtlinie für Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz¹³ und in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N-4105¹⁴ für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz planerische Richtwerte bzgl. der zulässigen Spannungsanhebung durch DEA je Netzebene verfügbar. Der Verteilnetzbetreiber kann die in der Norm DIN EN 50160 geforderten $\pm 10\%$ jedoch auch durch eine abweichende planerische Aufteilung sicherstellen. Die Aufteilung ist somit in Deutschland nicht einheitlich. In Abbildung 14 ist daher nur eine exemplarische Aufteilung dargestellt.

Für die HS-Ebene gibt es keine entsprechende feste quantitative Vorgabe im technischen Regelwerk analog zu den Vorgaben der MS- und NS-Ebene durch die DIN EN 50160. Der Netzbetreiber legt hier, unter Berücksichtigung der Produktnormen der verwendeten Betriebsmittel, durch entsprechende Netzanschlussbedingungen fest, in welchem Band die Spannung schwanken darf, insbesondere an den Übergabepunkten zu den über- und unterlagerten Spannungsebenen.

¹¹ Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.; Zdrallek, M. (Hrsg.): Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen, Wuppertal (2016) <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DocumentServlet?id=5890>

¹² Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, DIN EN 50160:2011-02 -Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Berlin: Beuth-Verlag, 2011.

¹³ BDEW - Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V., Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz), 2008

¹⁴ VDE – Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011.

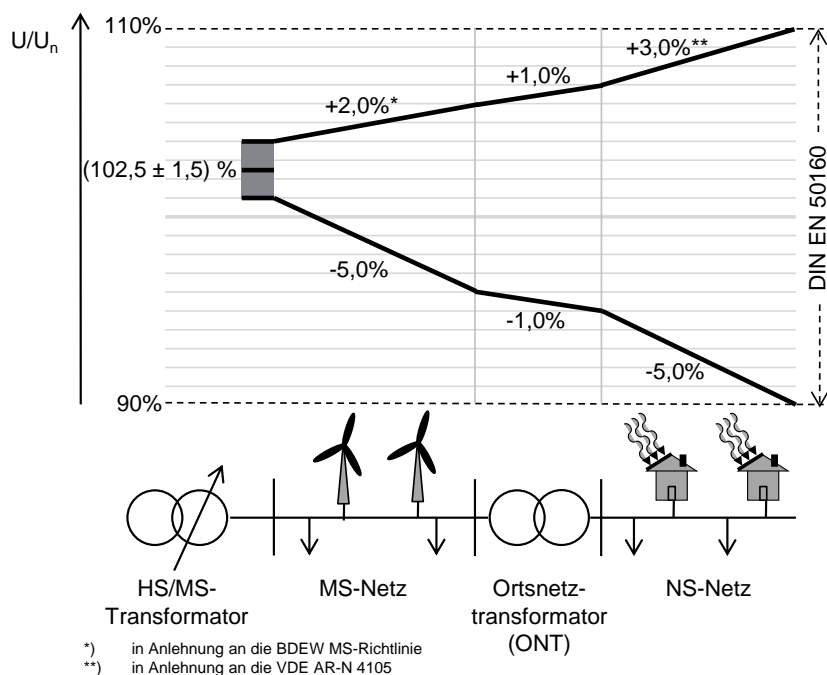


Abb. 14: Exemplarische Aufteilung des Spannungsbandes zwischen MS- und NS-Ebene (ohne regelbare ONT).

Betriebsmittelbelastbarkeit

Bei der Auslastung von Betriebsmitteln gibt es Grenzen für die maximal zulässige Stromstärke bzw. die maximal zulässige elektrische Leistung. Diese ergeben sich unter anderem durch die Vorgaben des technischen Regelwerks für Freileitungen und Drehstromkabel (DIN VDE 0276-1000¹⁵). Hintergrund der Vorgaben ist, dass bei hoher Leistung u. a. die thermischen Verluste ansteigen, wodurch das jeweilige Betriebsmittel beschädigt werden kann oder zumindest stärker altert. Die Grenzwerte sind dabei abhängig von der zeitlichen Dauer der Belastung. Die zulässige Stromstärke für nur kurzzeitig auftretende Kurzschlussströme ist deutlich höher als für Betriebsströme. Auch bei Betriebsströmen ist der Kurvenverlauf (z.B. Dauerbelastung, Belastungsprofil der öffentlichen Versorgung oder Einspeiseprofil einer Photovoltaikanlage) relevant, genauso wie die Bodenbeschaffenheit und die Umgebungstemperatur. Für die prinzipielle Untersuchung im Rahmen dieser Studie wird daher einheitlich von Normbedingungen ausgegangen und der thermische Grenzstrom als maximal zulässige Stromstärke unabhängig vom Profil als Grenzwert verwendet.

Im Gegensatz zu Lasten sind Einspeiser (DEA) nicht redundant anzuschließen. D. h. bei Ausfall eines Netzbetriebsmittels muss die Einspeisung nicht sichergestellt werden (nur (n-0)-sicherer Anschluss). Da es allerdings auf HS-Ebene im Fehlerfall zu keiner vorübergehenden Versorgungsunterbrechung kommen darf, sind speziell in dieser Netzebene gesonderte Ausfallanalysen netzindividuell durchzuführen. Dabei ist den komplizierten Leistungsfluss-Situationen von vermaschten Netzen gerecht zu werden. Dementsprechend werden in dieser Studie zunächst klassische Ausfallrechnungen im Netzberechnungsprogramm durchgeführt und dabei für den untersuchten Netzbereich, der durch die Speicher beeinflusst werden kann, die auslegungsrelevanten und die betrieblich für den Speichereinsatz relevanten Fälle bestimmt. Diese Ausfallkombinationen werden anschließend in den zeitreihenbasierten Simulationen ausführlich betrachtet.

¹⁵ Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, DIN VDE 0276-1000, Starkstromkabel -Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren, 2006.

Die festgelegten Grenzwerte für die Spannungshaltung und die Betriebsmittelauslastung zur Berechnung des Netzkapazitätskorridors werden für jeden Case in Kapitel 6 aufgeführt.

3.2.2.4 Parametrisierung der Speichermodelle

Für die Ausgestaltung der Speicher erfolgt vorab eine Untersuchung, ob der jeweils definiert Case bereits in der beschriebenen oder einer ähnlichen Weise realisiert wird. Um sicherzustellen, dass die Annahmen zu Speichervolumina, sowie dem Verhältnis von Leistung und speicherbarer Arbeit, in realistischer Größenordnung stattfindet, wird eine Orientierung an diesen Projekten vorgenommen. Ist dies nicht der Fall, so findet eine Einschätzung auf Basis von Studien und anderen Veröffentlichungen statt. Ziel der Parameterwahl ist es, durchschnittliche Assets zu modellieren. Die Basis aufgrund derer die jeweiligen Annahmen getroffen werden, wird in der Übersicht der jeweiligen Cases in Kapitel 6 dargelegt.

In zwei der Cases ist es notwendig, ein synthetisches Wärmelastprofil eines Hauses auf Basis der Außentemperatur zu bilden. Die Deckung dieser Wärmelast erfolgt dort mittels lokal installierter Wärmepumpen und hat somit Rückwirkung auf die Höhe der angenommenen Hauslast. Dabei wird auf das übliche Erzeugungsverfahren des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft basierend auf der Außentemperatur und des Standortes zurückgegriffen.¹⁶ Durch dieses Verfahren wird ein viertelstündlicher Wärmebedarf in Abhängigkeit des jährlichen Endenergiebedarfs bestimmt. Für dessen Bestimmung erfolgt eine Klassifizierung der Wohnungen auf Basis der im Energieausweis gemäß EnEV 2014 angenommenen Vergleichswerte.

3.2.3 Berechnungs- und Analyseablauf

3.2.3.1 Handlungsoptionen des Speicherbetreibers

Zur Bestimmung der betriebswirtschaftlich optimalen Fahrweise muss der Akteur neben den für ihn relevanten Märkten teilweise auch netztechnische und regulatorische Restriktionen berücksichtigen. Ein Speicherbetreiber kann dabei durch Netzrestriktionen, durch den Ordnungsrahmen oder durch die Kombination beider Aspekte in seiner Handlungsweise beeinflusst bzw. beeinträchtigt sein. Hieraus entstehen die folgenden Kombinationen an Einschränkungen des Speichereinsatzes, vgl. Abbildung 15 (genauere Erläuterungen der Einschränkungen durch den Netzbetreiber folgen):

- Quadrant A: Einsatz vor dem Hintergrund des bestehenden Ordnungsrahmens, restringiert durch den Netzbetreiber
- Quadrant B: Einsatz vor dem Hintergrund des bestehenden Ordnungsrahmens, aber ohne Restriktion durch den Netzbetreiber
- Quadrant C: Einsatz unter Vernachlässigung des bestehenden Ordnungsrahmens, restringiert durch den Netzbetreiber
- Quadrant D: Einsatz unter Vernachlässigung des bestehenden Ordnungsrahmens, und ohne Restriktion durch den Netzbetreiber

¹⁶ Vgl. BGW -Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nichtleistungsgemessener Kunden

	JA	Ordnungsrahmen	NEIN
JA	A		C
Netzrestriktion			
NEIN	B		D

Abb.15: Darstellung der vier in der Studie untersuchten Quadranten

Innerhalb der Studie wird für alle vier Quadranten eine optimale Speicherfahrweise bestimmt, diese werden anschließend miteinander verglichen. Die für diesen Vergleich wesentliche Vorgehensweise ist stets wie folgt:

- Gedanklich wird das theoretische betriebswirtschaftliche Optimum des Speicherbetreibers aufgesucht (Quadrant D), indem der Speicher ohne Netzrestriktionen und unter Vernachlässigung aller Restriktionen aus dem Ordnungsrahmen (Netzentgelte, Umlagen, Steuern, fehlende Weitergabe des Marktpreissignales, einschränkende Regularien, etc.) betrieben wird.
- Die Betriebsweise in diesem Fall wird mit Hilfe der Ergebnisse der Netzmodellierung untersucht, um dort ggf. technisch notwendige Einschränkungen zu ermitteln, d. h. es erfolgt der Abgleich mit dem entsprechenden Netzkapazitätskorridor. Eine zweite Einsatzsimulation unter Einhaltung dieser Einschränkungen ergibt den „netzverträglichen“, bzw. „netzdienlichen“ Einsatzfall, der ohne Netzausbau möglich wäre (Quadrant C).
- Durch zusätzliche Beaufschlagung mit den Restriktionen des heutigen Ordnungsrahmens wird die Fahrweise im heute relevanten Fall (Quadrant A) ermittelt.
- Teilweise ist es zusätzlich informativ, die Fahrweise im Quadranten B zu analysieren. Diese entspricht dabei dem heutigen betriebswirtschaftlich optimalen Verhalten des Akteurs, wenn ihm das Netz ohne jede Restriktion zur Verfügung stünde. Da dies in allen untersuchten Cases nicht der Fall ist, lässt sich auf diese Weise ein Eindruck über die zukünftigen denkbaren Probleme der Netzbetreiber gewinnen.

Die beschriebenen vier Quadranten stellen also überspitzte Archetypen dar. Diverse Zwischenstadien, z. B. ein teilweise geänderter Ordnungsrahmen oder ein angepasster Netzausbau, eine Netzertüchtigung etc. sind relevante Situationen, die von Case zu Case definiert und ausgewählt werden müssen um der individuellen Sachlage gerecht zu werden. Der Vergleich zwischen diesen individuellen Stadien gibt unabhängig von einer Betrachtungsreihenfolge Auskunft über das Verbesserungspotenzial in technischer und regulatorischer Dimension.

Wichtig ist weiterhin anzumerken, dass alle Speicherfahrweisen unter der Maximierung der individuellen Erlöse, bzw. Minimierung der Kosten durchgeführt werden. Dabei müssen je nach angenommenem Ord-

nungsrahmen verschiedene kostenmodifizierende Einflussfaktoren berücksichtigt bzw. vernachlässigt werden. Durch die Abweichungen im Ordnungsrahmen ist eine Gegenüberstellung der reinen betriebswirtschaftlichen Erlöse nicht zielführend, denn durch Umlagen können die zu vergleichenden Größenordnungen stark verzerrt werden. Dementsprechend werden die Änderungen an der Wertschöpfung durch die angepassten Fahrweisen casespezifisch quantifiziert, teilweise losgelöst von den erwirtschafteten Gewinnen des Akteurs.

3.2.3.2 Handlungsoptionen des Netzbetreibers

Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den zuverlässigen und sicheren Betrieb seines Netzes innerhalb der zulässigen Grenzwerte sicherzustellen. Der netzdienliche bzw. der netzverträgliche Einsatz von Flexibilitätsoptionen, der Hauptuntersuchungsgegenstand dieser Studie, ist dabei eine Option. Zur besseren Einordnung dieser Option ist es allerdings auch erforderlich, gängige Handlungsalternativen aufzuzeigen und diese mit dem Einsatz von flexiblen Assets zu vergleichen.

Um die in der Analyse identifizierten unzulässigen Grenzwertverletzungen zu beheben, werden im Rahmen dieser Studie mehrere Lösungsoptionen berücksichtigt (u.a. konventioneller Netzausbau, regelbare Ortsnetztransformatoren und dynamisches Einspeisemanagement). Es handelt sich hierbei um eine Auswahl von gängigen Netzausbau- und Netzertüchtigungsmaßnahmen. Darüber hinaus bestehen weitere Optionen (z.B. Einzelstrangregler, dynamische Blindleistungsmanagement oder dynamische Spannungsregelung am UW), welche jedoch nicht untersucht werden, da in der Studie insbesondere der Vergleich von netzdienlichem Einsatz flexible Assets zu konventionellem Netzausbau im Fokus steht. Im Weiteren werden die verwendeten Technologien und Maßnahmen kurz beschreiben. Eine ausführlichere Darstellung der Planungsmethoden und Technogien ist im Planungsleitfaden¹⁷ dargestellt, welcher als Basis für die eingesetzten konventionellen und innovativen Ausbauplanungen genutzt wird.

Konventioneller Netzausbau

Der Ausbau mit konventionellen Mitteln setzt ausschließlich etablierten, gängigen Technologiestand ein, wie beispielsweise Kabel, Freileitungen, Transformatoren oder auch Schaltanlagen. Dabei werden der konventionellen Zielnetzplanung die derzeit geltenden Planungsgrundsätze und technischen Anforderungen sowie Randbedingungen zugrunde gelegt. Die konventionellen Maßnahmen lassen sich dabei wie folgt unterteilen:

- Verstärkung von Betriebsmitteln (z. B. Austausch durch solche mit höherer Bemessungsleistung)
- zusätzliche Betriebsmittel bei gleicher Topologie (z. B. weiterer Transformator im bestehenden UW)
- zusätzliche Abgänge
- Topologieänderungen durch Netzerweiterungen
- Optimierungsmaßnahmen durch Umschaltungen im Netz

Ausbau mit innovativen Technologien und Maßnahmen

Bei dem Ausbau mit innovativen Technologien und Maßnahmen werden neben konventionellen Maßnahmen vorrangig neu auf dem Markt befindliche Betriebsmittel, Technologien aber auch Betriebskonzepte (wie Spitzenkappung) eingesetzt. Folgende Technologien werden in den nachfolgenden Untersuchungen verwendet:

¹⁷ Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gernsberger, B.; Zdrallek, M. (Hrsg.): Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen, Wuppertal (2016)

- Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT): Dabei handelt es sich um einen MS/NS-Transformator, dessen Übersetzungsverhältnis im Betrieb unter Last mittels einer geeigneten Aktorik und Regeleinheit verändert werden kann. Dadurch wird die Spannung dieser beiden Ebenen innerhalb der Grenzen des Systems entkoppelt, wodurch in beiden Spannungsebenen (MS-Ebene und NS-Ebene) eine höhere Spannungsanhebung / Spannungsabfall zulässig ist.
- Dynamisches Einspeisemanagement: Bei dem dynamischen Einspeisemanagement (DEM) wird eine gezielte Absenkung der eingespeisten Wirkleistung von Einspeisern vorgenommen. Diese Absenkung geschieht ferngesteuert und bedarfsgerecht (dynamisch) in Abhängigkeit des aktuellen Netzzustands. Durch das Strommarktgesetz besteht inzwischen eine rechtliche Grundlage, nach der die Spitzenkappung von DEA nicht nur als vorübergehende Maßnahme eingesetzt werden darf und Netze nicht mehr für die DEA-Spitzenleistung ausgelegt werden müssen. In der MS- und NS-Ebene kann das DEM nur eingesetzt werden, wenn eine geeignete Kommunikationsinfrastruktur mit Sensorik und Aktorik zur Verfügung steht. Die Regelung kann entweder autonom durch ein dezentrales Netzautomatisierungssystem (siehe unten) oder durch die Netzleitstelle erfolgen.
- Leistungsreduktion im Fehlerfall: Bei der Leistungsreduktion im Fehlerfall (LiF) handelt es sich um eine Betriebsweise von HS-Netzen, bei der im Normalbetrieb eine höhere Leistungsübertragung ermöglicht wird und erst im Fehlerfall eine schnelle Leistungsreduktion von DEA erfolgt, damit die verbliebenen Betriebsmittel nicht überlastet werden. Die betriebliche Umsetzung des (n-1)-Konzepts wird dadurch grundlegend angepasst, da DEA nicht länger vorsorglich (bevor der Fehler tatsächlich im Netz eingetreten ist) abgeschaltet werden bzw. die Leistung reduziert wird. Für die Umsetzung sind größere Anpassungen der Leit- und Schutztechnik notwendig.
- Dezentrales Netzautomatisierungssystem: Ein dezentrales Netzautomatisierungssystem (DNA) wird in der NS- oder MS-Ebene installiert, um den Ist-Zustand des Netzes zu erfassen (Leistungsflüsse, Spannungen, Ströme). Es besteht aus einem Rechner, Sensoren, Aktoren und einer Kommunikationsinfrastruktur. Auf Basis von Messwerten wird eine Zustandsschätzung durchgeführt. Erforderliche Regelungseingriffe werden berechnet und an geeignete DEA, Spannungsregler oder Lasten (z. B. Elektrofahrzeuge) übertragen. Ein dezentrales Netzautomatisierungssystem ermöglicht sowohl ein dynamische Einspeisemanagement sowie den gezielt netzdienlichen Einsatz von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen (wie Elektrofahrzeuge) in der NS- und MS-Ebene.

Kostenbestimmung der Handlungsoptionen

Für die Bestimmung von Kosten für Netzertüchtigungs- und Netzausbaumaßnahmen also durch den Einsatz zusätzlicher Betriebsmittel und Systeme (Primärtechnik, Sekundärtechnik, IKT etc.) wird die nachfolgend beschriebene Methodik verwendet. Sie basiert in leicht angepasster Form auf dem Planungsleitfaden der Bergischen Universität Wuppertal¹⁸. Dabei werden zunächst alle Investitionen den drei Stützjahren zugeordnet. Betrachtet werden ausschließlich Veränderungen im Vergleich zum heutigen Netz. Zyklische Erneuerungen werden unabhängig vom Stützjahr berücksichtigt, allerdings nur von neuen Betriebsmitteln, nicht von Komponenten des Bestandsnetzes. Die durch Investitionen hervorgerufenen höheren Betriebskosten (für Wartung etc.) sowie von Kompensationszahlungen durch Maßnahmen zur Spitzenkappung (dynamisches Einspeisemanagement) werden für jedes Jahr im Betrachtungszeitraum bis 2050 bestimmt. Im letzten Jahr wird der Restwert aller im Betrachtungszeitraum neu eingesetzter Betriebsmittel als Einnahme berücksichtigt.

¹⁸ Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsgänger, B.; Zdrallek, M. (Hrsg.): Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen, Wuppertal (2016)

Die Betrachtungen in der gesamten Studie werden unabhängig von der allgemeinen Preissteigerungsrate (Inflation) durchgeführt. Diese ist daher in den Eingangsdaten herausgerechnet worden. Bei Betriebsmitteln, deren individuelle Preissteigerung geringer ist als die allgemeine Preissteigerungsrate, sinkt daher in dieser Darstellung der Preis leicht. Bei allen neu entwickelten Technologien ist eine individuelle Preisentwicklung hinterlegt, die technische Aspekte wie Technologiesprünge genauso berücksichtigt wie auch betriebswirtschaftliche Aspekte (u. a. die Stückzahl, die Herstellungskosten, Entwicklungskosten). Für alle Betriebsmittel und Technologien sind die Annahmen für die jeweiligen Investitionskosten im Anhang 9.1 dargestellt.

Auf Basis von Vorgaben aus der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zur dritten Regulierungsperiode¹⁹ wird ein Kalkulationszinssatz ermittelt. Dieser berücksichtigt bereits die Aufteilung zwischen Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung. Mit diesem Zinssatz werden alle Kosten auf das Jahr 2016 diskontiert, um trotz unterschiedlicher Investitionszeitpunkte verschiedene Planungsvarianten objektiv auf Basis der Nettobarwerte miteinander vergleichen zu können. Der Investitionszeitpunkt wird wie in Abbildung 16 dargestellt pauschal zwei Jahre vor dem Stützjahr festgelegt. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass sich der tatsächliche Ausbaubedarf in dem Zeitraum zwischen zwei Stützjahren ergibt.

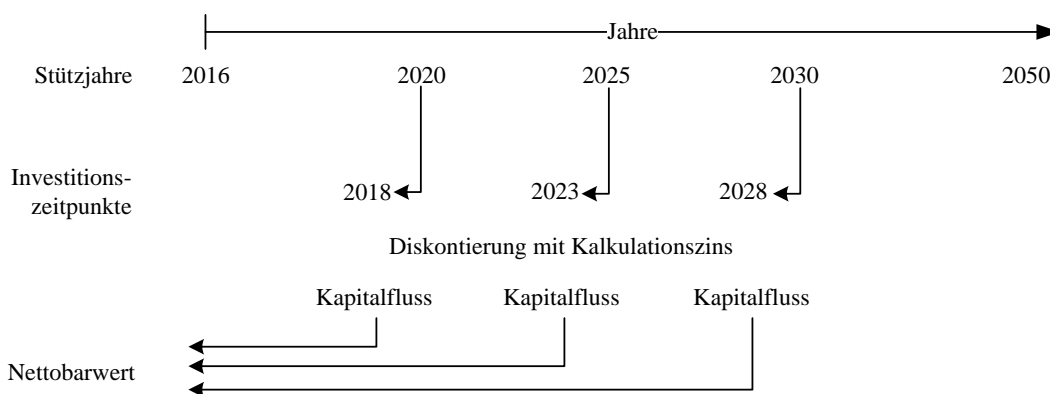


Abb. 16: Schema der Kostenmethodik

3.3 AP 3 Regulatorischer Rahmen

Der erste Teil dieses Arbeitspaketes besteht in der Aufbereitung des Status quo des regulatorischen Rahmens. Dies geschieht mit Hilfe einer Regelungslandkarte, in der für drei verschiedene Flexibilitätsoptionen (Speicher, Lastmanagement und Erzeugungsanlagen) gegliedert nach Themenfeldern der regulatorische Rahmen dargestellt wird. Dabei wird der Rechtsstand zum Stichtag 01.01.2017 zugrunde gelegt.

Der zweite Teil des Arbeitspakets betrifft die Ableitung von Vorschlägen für die Änderung des regulatorischen Rahmens basierend auf den Fazits der Cases. Eine Einschränkung ist hierbei wesentlich: Konkrete Änderungen der Umlagen, Abgaben und Steuern sind nicht Gegenstand der Vorschläge für eine Weiterentwicklung. Hintergrund ist, dass dieser Themenbereich erstens weit über das Thema Flexibilität hinausreicht und zweitens vor allem Fragen der Verteilung und der Kompatibilität der Energiewende mit wirtschafts-, industrie- und sozialpolitischen Zielen betrifft. Stattdessen wird ein Schwerpunkt auf mögliche Instrumente zur Steuerung der Netznutzung und des Netzausbaus gelegt. Zuerst werden verschiedene mögliche Instrumente zur Finanzierung der Netznutzung und zur Etablierung von Anreizen für netzdienliches Verhalten vorgestellt und

¹⁹ Vgl. Bundesnetzagentur, Beschluss vom 05.10.2016, Az. BK4-16-160 (Festlegung Ek-Zinssätze 3. Regulierungsperiode Strom)

es wird die jeweilige Anreizwirkung des Instruments diskutiert. Dann wird im nächsten Schritt Case für Case diskutiert, welches der vorgestellten Instrumente genutzt werden sollte, um die identifizierten Probleme bei der Netzverträglichkeit zu beheben bzw. um die bestehenden Potenziale für netzdienliches Verhalten zu mobilisieren.

3.4 AP 4 Extrapolation und Handlungsempfehlung

In AP 4 wird die Umsetzung der zuvor gewonnenen Erkenntnisse auf konkrete und operationalisierbare Handlungsempfehlungen in den politischen Raum durchgeführt. Im Kern stehen dabei die in AP 3.2 erarbeiteten Anpassungsbedarfe.

Grundsätzlich sind unterschiedliche Maßnahmen denkbar, um bestimmte problematische Situationen zu lösen. In diesem Fall wird die Handlungsempfehlung gestaffelt dargestellt, also jeweils nach Stärke des benötigten Eingriffs kaskadiert. Falls z. B. eine Netz-Belastungssituation durch einen Anreiz an den Speicherbetreiber gelöst werden kann, ist dies ein schwächerer Eingriff als ein Zugriffsrecht des Netzbetreibers. Dieses wiederum wäre schwächer als ein Verbot des Netzanschlusses. In der Regel wird der schwächere Eingriff vorteilhaft sein, da er Aufwand spart und den Marktteilnehmern eher ihre Entscheidungsfreiheit lässt.

Die in AP 3.2 erarbeiteten Anpassungsbedarfe wurden in den übrigen APs zunächst nur hinsichtlich der Anwendung auf die dort zugrunde gelegten Case Studies explizit geprüft. Bei der in AP 1.4 vorzunehmenden Auswahl der Case Studies wurden zwar bestmöglich die wichtigsten Anwendungsfälle herausgefiltert, es ist aber nicht von vornherein auszuschließen, dass wichtige weitere Konstellationen vorkommen können, die nicht explizit untersucht werden. Daher wird, soweit möglich, im abschließenden Arbeitsschritt die Übertragbarkeit der erarbeiteten Vorschläge auf andere, im Rahmen dieser Studie nicht explizit analysierten Anwendungsfälle qualitativ geprüft.

Des Weiteren gilt es, die Ergebnisse zu priorisieren und sachgerecht abzugrenzen: Nicht alle Erkenntnisse und darauf aufbauenden Empfehlungen haben gleiches Gewicht und gleiche Dringlichkeit. Auch sind die vorgeschlagenen Gestaltungselemente in ihrer Umsetzbarkeit unterschiedlich komplex. Ebenso wurden nicht alle Eventualitäten untersucht. Daher ist es wichtig, die Ergebnisse nach Einschätzung der beteiligten Experten in eine mehrdimensionale Rangfolge der **Wichtigkeit, Dringlichkeit und Umsetzbarkeit** zu bringen und aufzuzeigen, ob die Erkenntnisse auf nicht näher untersuchte Bereiche extrapolierbar sind oder nicht. Daraus wiederum lässt sich direkt der weitere Forschungsbedarf ableiten.

4 Varianten und Einsatzgebiete von flexiblen Assets

4.1 Technische Varianten von Flexibilitäten

Derzeit gibt es weltweit zahlreiche, verschiedene Flexibilitätstechnologien. Im Zuge dieser Studie werden ausgewählte Vertreter dieser Technologien in konkreten Netzsituationen analysiert. Der besseren Handhabung wegen werden diese Technologien gruppiert; im Folgenden findet eine Definition der in der Studie verwendeten Begrifflichkeiten in Bezug auf Technologien statt.

Eine der aktuell wichtigsten Möglichkeiten der Flexibilisierung ist durch Speicher gegeben. Dabei werden in dieser Studie die drei Kategorien „Batterie“, „Wasser- bzw. Pumpspeicherkraftwerke“ und „innovative Speichertechnologien“ unterschieden. Während Wasser- bzw. Pumpspeicherkraftwerke die „klassischen“ Großspeicher der Energiewirtschaft darstellen, tragen die Batterien aufgrund ihrer aktuellen technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen eine immer größer werdende Rolle. Dabei werden in dieser Studie unter Batteriespeichern alle gängigen Batterietechnologien zusammengefasst. Hierzu gehören beispielsweise Lithium-Ionen-Batterien oder Blei-Akkus. Unter dem Sammelbegriff „innovative Speichertechnologien“ werden neben innovativen Technologien wie CAES Speichern, auch Speichertechnologien mit heute geringen Marktvolumen wie z. B. Schwungradspeicher aufgefasst.

Neben der Zwischenspeicherung von elektrischer Energie kann Flexibilität auch durch Veränderungen in Erzeugung und Verbrauch realisiert werden. Eine heute in der öffentlichen Diskussion nicht mehr wegdenkbare Technologie stellt dabei der Sammelbegriff des „Power-to-X“ dar. Hierunter wird die Umwandlung von Strom in andere Energieträger wie Wärme oder Gas verstanden, sowie manchmal auch das geflügelte Wort „Power-to-Mobility“. Gerade in den aktuellen Debatten um die Reduktion der CO₂-Emissionen findet die sogenannte Sektorkopplung mittels „Power-to-X“ oftmals Erwähnung. Weitere Flexibilität bei Lasten ist durch Lastmanagement (kurz: DSM - Demand Side Management) gegeben, darunter wird die Schaffung von Flexibilität durch Verschiebung bzw. Vermeidung von Last verstanden. Auf der Seite der Erzeuger können durch das sog. „Einspeisemanagement“ Lastspitzen abgeregelt werden oder die Einspeisung nach Marktsignalen ausgerichtet werden.

4.2 Mögliche Einsatzgebiete für Flexibilitäten und Speicher

In Abhängigkeit von der jeweiligen Technologie ergeben sich unterschiedliche Einsatzgebiete, aus denen sowohl der Anbieter als auch der Netzbetreiber Vorteile ziehen können.

Anbieter von Flexibilitätstechniken können beispielsweise durch geschicktes Trading ihrer Kapazitäten am Spot- oder Intradaymarkt ihren Gewinn optimieren. Heutzutage findet dies vor allem mit Pumpspeicherkraftwerken statt, welche zu Zeiten hoher Strompreise in den Turbinen- und zu Zeiten niedriger Strompreise in den Pumpenbetrieb wechseln können. Allerdings sind auch alle anderen Speichertechnologien theoretisch dazu in der Lage, auch wenn dies heute kaum stattfindet.

Ein weiteres heute bereits gängiges Anwendungsgebiet von Speichern und Flexibilitäten stellt die Fremdbezugsoptimierung dar, da sie immer häufiger auch im Umfeld von Privatkunden auftritt. Dabei steht dem Anwender eine eigene Erzeugungsanlage zur Verfügung, deren Stromerzeugung er mittels eines Speichers o. ä. seinem Verbrauch anpassen kann. Auf diese Weise wird die von außerhalb des Systems benötigte Strom-

menge reduziert. Insbesondere im Zuge des Managements von Bilanzkreisen wird Flexibilität bei Erzeugungen und Last zukünftig eine zunehmende Rolle spielen.

Betrachtet man heute existierende Geschäftsfelder im Bereich der Vermarktung von Wärme oder aus dem Bereich der stromintensiven Industrie, so lassen sich hier Flexibilitäten mittels Lastmanagement oder durch den Einsatz von Power-to-X Systemen gewinnen. Aufgrund seiner aktuellen Bedeutsamkeit in der gesellschaftlichen und politischen Diskussion wird in dieser Studie der Bereich der Elektromobilität besonders hervorgehoben. Diese Form der „Power-to-Mobility“ wird im Wesentlichen durch leistungsstarke Batterien erbracht, zeigt jedoch insbesondere bei den notwendigen Ladevorgängen ein großes Lastverschiebungspotenzial. Diese Anwendung ist aufgrund seiner in den nächsten Jahren zu erwarteten Hochlaufzahlen auch für die Netzbetreiber von grundlegendem Interesse. Grundsätzlich werden im Bereich Power-to-X aktuell innovative Geschäftsfelder erschlossen, bzw. Projekte gefördert. So existiert in Frankfurt am Main beispielsweise eine Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe mit 300 kW_{el}, in der die generelle Umwandlung von EE-Strom zu Wasserstoff untersucht wird, sowie dessen mögliche Rückverstromung. Dabei zeigt sich auch, dass diese Technologie zur Bereitstellung von Primärregelenergie genutzt werden kann.²⁰ Insbesondere im Bereich der energieintensiven Industrie stellt die Optimierung der zu zahlenden Netzentgelte eine häufige berücksichtigte Fragestellung dar. Hierbei richtet sich die Höhe des zu zahlenden Leistungsentgeltes heute nach der Höhe der jährlichen Leistungsspitze unabhängig von der Netzsituation zum Bezugszeitpunkt. Insbesondere für Flexibilitätsoptionen, die es erlauben, Lasten so zu verschieben, dass die Lastspitze wirksam abgemindert wird, kann eine Minimierung der zu zahlenden Netzentgelte ein Anwendungsgebiet darstellen. Hierzu eignen sich beispielsweise ausreichend dimensionierte Batteriespeicher oder generelle Maßnahmen zum Lastmanagement.

Für die Netzbetreiber von generellem Interesse sind die Anwendungsgebiete, die in starker Korrelation mit ihrem durch die Gesellschaft vorgegebenen Arbeitsauftrag stehen. Neben der Sicherstellung des Betriebes der Stromnetze ist dies auch ihr kostenoptimaler Ausbau. Dabei ist die Frage inwieweit die flexiblen Technologien die Netzbetreiber zukünftig unterstützen können von elementarem Interesse. Bereits heute werden Speichertechnologien verwendet, um Notstromversorgung und Schwarzstartfähigkeit zu garantieren. Allerdings findet aktuell ausschließlich das Einspeisemanagement bei der Optimierung des Netzausbaus Berücksichtigung. Dabei kann die Nutzung alternativer Flexibilitätsoptionen auch an dieser Stelle volkswirtschaftlich sinnstiftend sein. So hat BET zusammen mit dem BEE e.V., der Enercon GmbH und LichtBlick SE dargelegt, dass beispielsweise Lastmanagement eine kostengünstige Möglichkeit ist, zusätzlich notwendigem Netzausbau entgegenzuwirken²¹.

Weitere Aufgabengebiete der Netzbetreiber umfassen neben dem Redispatch bzw. Engpassmanagement auch generelle Aufgaben der Systemstabilität wie z. B. Blindleistungserbringung und Spannungshaltung. Dabei stellen das Einspeisemanagement zur Regulierung von EE-Einspeisern sowie der Einsatz von Pumpspeichern zur Leistungserbringung bereits heute genutzte Technologien des Redispatch dar. Zukünftig ist es denkbar, dass an dieser Stelle auch neue Technologien eingesetzt werden können, wie beispielsweise Batteriespeicher zur Lasterbringung oder zur Aufnahme von Lastüberschüssen. So belegt eine Studie der Initiative „Schaufenster Elektromobilität“, dass durch Elektrofahrzeuge ein vermutlich großes Potenzial besteht, sowohl die Netzstabilität zu verbessern wie auch Redispatchmaßnahmen zu reduzieren. Voraussetzung hierfür ist die Rückladefähigkeit der Elektrofahrzeuge²².

²⁰ Thüga-Gruppe - Pressemitteilung vom 13.06.2016 – „Strom zu Gas-Technologie auch für Primärregelenergiemarkt geeignet.“

²¹ Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. - Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien

²² Schaufenster Elektromobilität, „EP02: Microgrids und Elektromobilität in der Praxis“

Ein Themenfeld welches sowohl für Netzbetreiber, als auch für Flexibilitätsanbieter Relevanz hat, stellt die Erbringung von Regelleistung dar. Hierbei zeigen aktuelle Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, dass eine Öffnung der Märkte für flexible Teilnehmer im Fokus steht²³. Andererseits ist auch von Seiten der Flexibilitätsanbieter ein vermehrtes Interesse an einem Markteintritt zu beobachten. So gibt es bereits viele Flexibilitätsanbieter, die Regelenergie zur Verfügung stellen oder an neuen Konzepten forschen. Eines dieser Konzepte wurde bereits durch das Unternehmen STORNETIC GmbH in Form eines Schwungrad-Energiespeichers in die Praxis umgesetzt, welches innerhalb von 50 ms Regelleistung bereitstellen kann²⁴. Zudem hat die Bundesregierung mit ihrer Initiative „schaufenster elektromobilität“ eine Studie veröffentlicht, die das Potenzial der Wiederverwendung von Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen zur Primärregelungsbereitstellung als hoch bewertet²⁵. Auch die Erbringung von Primärregelung durch Batteriespeicher in Verbindung mit einem PV-Park wird heute in einer Pilotphase untersucht²⁶.

Bei Berücksichtigung der durch flexible Assets generell erbringbaren Anwendungen sind die Grenzen oftmals nicht technischer, sondern regulatorischer oder auch ökonomischer Natur. Dabei wird heutzutage ein ökonomischer Nutzen neben generell einschränkenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (wie Investitionskosten und potenzielle Markterlöse) teilweise zusätzlich durch Regularien (z. B. Umlagen bei Sektorenkopplung) verhindert. Allerdings werden im Zuge der voranschreitenden Energiewende alte Systemstabilisatoren wegfallen (z. B. konventionelle Kraftwerke) und neue Akteure den Markt betreten (z. B. Elektrofahrzeuge). Damit im Zuge dieser Studie eine prinzipielle Einordnung der möglichen Anwendungsgebiete dieser Akteure losgelöst vom regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmen erfolgen kann, wird dazu ein morphologischer Kasten wie im nächsten Abschnitt beschrieben erstellt und ausgewertet. In Tabelle 2 findet sich eine Gegenüberstellung dreier ausgewählter Technologien sowie deren Konkurrenzfähigkeit in den studienrelevanten Anwendungsgebieten. Dabei sind die Anwendungsfelder mit größter Wahrscheinlichkeit eines Technologieeinsatzes mit grün gekennzeichnet. Die umrandeten Felder stellen dabei den heute üblichen Anwendungsfall dar. So stehen Batterien bereits heute am Regelenergiemarkt in Konkurrenz zu Power-to-Heat Anlagen, welche neben der Erbringungen von Fernwärme auch Erlöse am Regelenergiemarkt erwirtschaften. Die gelb markierten Felder in der Tabelle stellen dabei Anwendungsfelder dar, welche dabei aus technischer Sicht von den jeweiligen Technologien erschlossen werden könnten. Es ist bereits heute ersichtlich, dass der Konkurrenzdruck zwischen den verschiedenen Flexibilitätsoptionen in Zukunft stark zunehmen wird.

²³ Deutsche ÜNB - Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelung

²⁴ SWM, STORENETIC – Presseerklärung vom 02.11.2015 – „SWM Markets Kinetic Energy Storage Unit for the First Time“

²⁵ Schaufenster Elektromobilität, „EP18: Studie: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen“

²⁶ www.pv-magazine.de – Meldung vom 26.11.2014 „Belectric und Vattenfall koppeln erstmals Batteriespeicher an großes Solarkraftwerk“

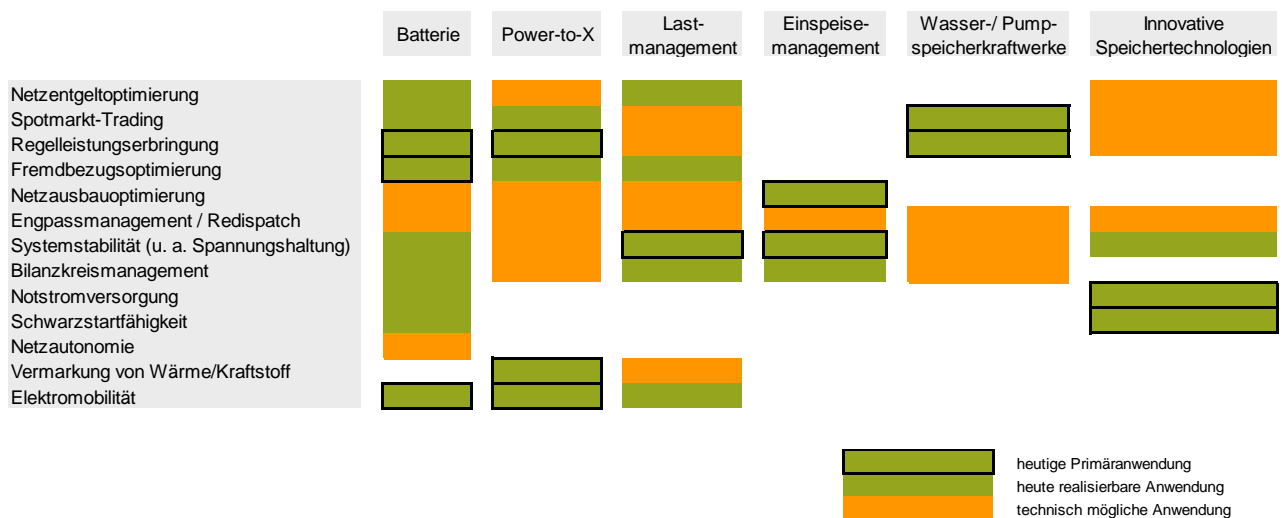


Tabelle 2: Darstellung berücksichtigter Technologien und ihre Konkurrenzfähigkeit in Anwendungsgebieten

4.3 Untersuchungsergebnisse

In dem dieser Studie zugrundeliegende morphologische Kasten werden die vier Dimensionen „Akteur“, „Netzsituation“, „Technologie“ und „Anwendung“ berücksichtigt. Plakativ lassen sich durch diese Dimensionen alle Flexibilitätsoptionen wie in Abb. 17 beschrieben mittels der Schlagworte „Wer macht wo was und warum?“ beschreiben. Basierend auf den obigen technischen Varianten sowie Einsatzmöglichkeiten werden für jede dieser Dimensionen mögliche Ausprägungen definiert.



Abb. 17: Dimensionen des morphologischen Kastens

Für die Dimension „Akteur“ werden sowohl die bereits heute realen, sowie die potenziellen Anbieter von Flexibilität berücksichtigt; sie sind in Abb. 18 aufgeführt. Der Industrie-/Gewerbegroßkunde verfügt z. T. über eigene Erzeugungsanlagen und hat Interesse daran, Lastspitzen zu vermeiden und bei geeigneter Vergütung nicht benötigte Lasten und Erzeugung dem Markt zur Verfügung zu stellen. Unter Prosumern (bzw. flexiblen Verbrauchern) werden im Allgemeinen Privatpersonen verstanden, welche Erzeuger („Producer“) und / oder gleichzeitig Verbraucher („Consumer“) sind, und die ein Interesse haben, die mögliche Flexibilität ihres Energiebedarfs auszunutzen. Den Privatpersonen gegenübergestellt ist ein kommerzieller Anlagenbetreiber oder Händler, welcher durch die Wirtschaftlichkeit seiner Anlagen getrieben ist und diese möglichst effektiv zu vermarkten versucht. Unter „Vertrieb“ lassen sich all jene Akteure zusammenfassen, die bestrebt sind Produkte zu entwickeln und am Markt gewinnbringend zu platzieren. Auch ein Netzbetreiber kann als möglicher Anbieter von Flexibilitätsoptionen auftreten. Er unterliegt jedoch der Regulierung und interessiert sich insbesondere für effizienten, kostenminimalen Netzausbau bei hoher Versorgungssicherheit.

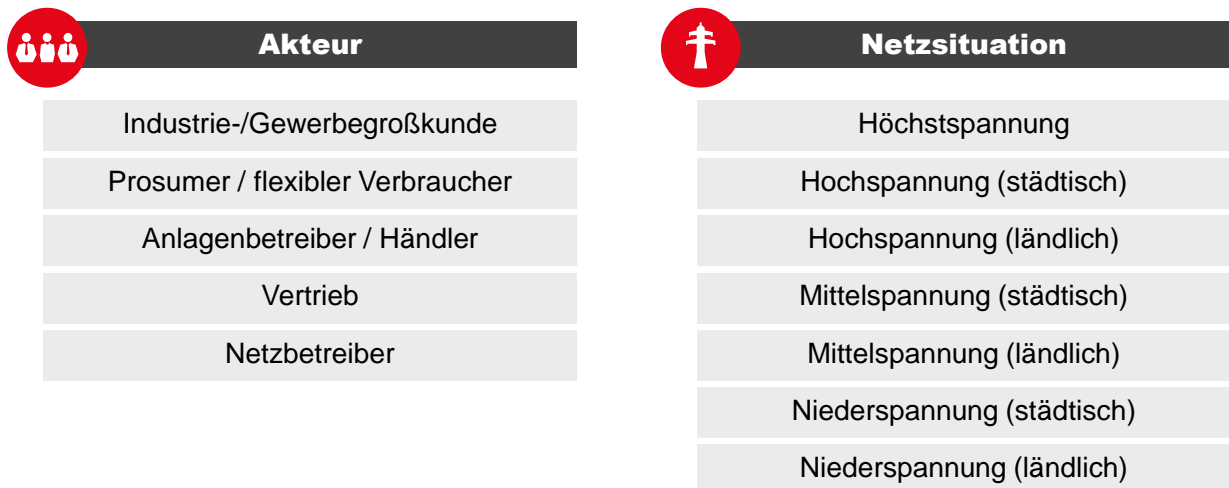


Abb. 18: Ausprägungen der Dimensionen "Akteur" und "Netzsituation"

Für die Dimension „Netzsituation“ werden die vier Spannungsebenen der deutschen Netze als grundlegende Ausprägungen gewählt, welche für die drei unteren Ebenen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) zusätzlich nach Stadt und Land differenziert werden (vgl. Abb. 18). Eine strukturelle Differenzierung der Höchstspannungsebene wird dabei nicht unternommen. In der Hochspannung (110 kV) sind vorrangig Industriekunden angeschlossen, so dass die Anzahl der Akteure zwar relativ überschaubar ist, allerdings hohe Verbrauchs- und ggf. Erzeugungspotenziale aufweisen. In der Mittelspannung (10/20/30 kV) sind sowohl Industrie- als auch Gewerbekunden angeschlossen, welche in Abhängigkeit der Netzstruktur unterschiedliche Auswirkungen auf die Systemstabilität haben. Die Niederspannung (230/400 V) versorgt eine Vielzahl von Kleinverbrauchern, welche aufgrund der Gleichzeitigkeit ihres Verhaltens direkten Einfluss auf den Netzbetrieb haben.

Da die Dimensionen „Technologie“ und „Anwendung“ auf den Ergebnissen aus den Abschnitten 4.1 und 4.2 basieren, wird an dieser Stelle auf die Beschreibung in den jeweiligen Abschnitten verwiesen. Der Vollständigkeit halber findet sich eine Aufzählung der entsprechenden Ausprägungen in Abb. 19.

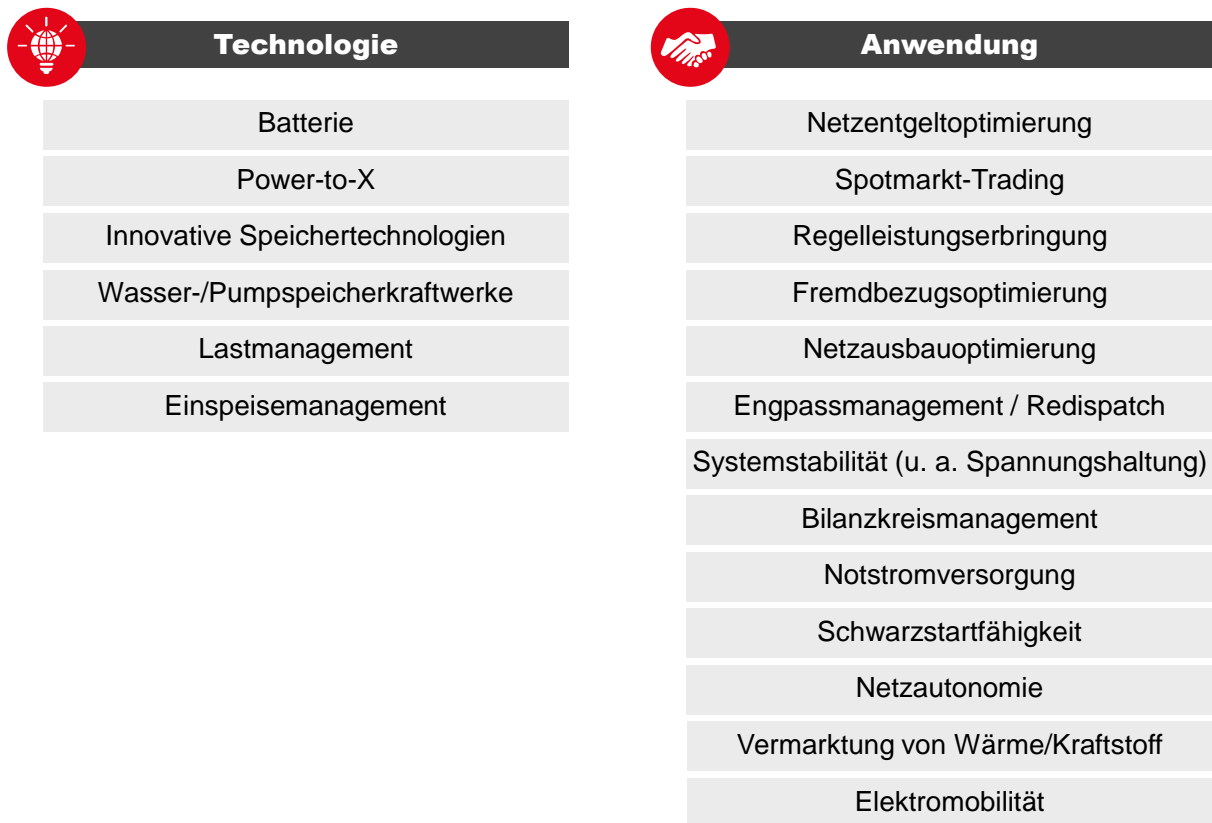


Abb. 19: Ausprägungen der Dimensionen „Technologie“ und „Anwendung“

Unter Zuhilfenahme von BET-Szen werden sechs Cases bestimmt, welche im Zuge der Studie detailliert beleuchtet werden. Dabei ist berücksichtigt, dass jeder dieser Cases multiple Anwendungen erlaubt (sog. „Multi-Use-Case“). Im Sinne des morphologischen Kastens ergibt sich ein solcher Case durch Variation sinnvoller Kombinationen aus „Akteur“ und „Anwendung“ bei unveränderter Ausprägung „Netzsituation“ und „Technologie“. Interpretiert werden dieses Cases im Zuge der Studie wie folgt: Gegeben ist eine Flexibilitätsoption mit einer Ausprägung „Technologie“ und „Netzsituation“, welche von einem „Akteur“ für eine „Anwendung“ eingesetzt wird („primärer Nutzen“). Hierauf bauen die Fragen auf: Die Realisierung welcher weiteren Anwendungen liegt im Interesse des Akteurs? Welche anderen Akteure könnten ein Interesse (sprich Anwendungen) an dieser Flexibilitätsoption haben?

Der Fokus dieser Studie liegt dabei einerseits auf der Realisierung von zusätzlichen Erlösen des Primärakteurs durch Erschließung weiterer Anwendungen. Andererseits wird beim Wechsel des Akteurs insbesondere die Rolle des Netzbetreibers analysiert. Dabei steht die Frage im Vordergrund, was der Netzbetreiber bereits heute darf, bzw. was ihm in Zukunft erlaubt sein sollte, um seiner gesellschaftlichen Rolle gerecht zu werden.

Dabei haben sich unter Verwendung der Szenariotechnik die in Abb. 20 dargestellten Ausprägungen als besonders untersuchungswert herausgestellt. In dieser Darstellung ist in jeder Zeile eine Kombination von relevanten Ausprägungen des morphologischen Kastens dargestellt. Diese fünf ausgewählten Kombinationen sind dabei als Denkanstoß zu betrachten, auf deren Basis die sechs Cases bestimmt werden.





AKTEUR	NETZSITUATION	TECHNOLOGIE	ANWENDUNG
 Wer? Prosumer / flexibler Verbraucher	 Wo? Niederspannung	 Was? Power-to-X / Batterie	 Warum? Elektromobilität
Prosumer / flexibler Verbraucher	Niederspannung	Batterie / Power-to-X	Fremdbezugsoptimierung
Anlagenbetreiber / Händler	Hochspannung	Power-to-X	Spotmarkt-Trading
Netzbetreiber	Mittelspannung	Batterie	Netzausbauoptimierung
Anlagenbetreiber / Händler	Mittelspannung	Batterie	Regelleistungserbringung

Abb. 20: Für diese Studie relevante Ausprägungen des morphologischen Kastens

So weisen die ersten beiden Zeilen auf Fragestellungen hin, die sich auf die Prosumer in der Niederspannung beziehen. Dabei stehen die Anwendungsgebiete Elektromobilität und Fremdbezugsoptimierung im Vordergrund. Die dabei eingesetzten Technologien sind hierbei grundsätzlich Batterien insbesondere ergeben sich jedoch auch Fragestellungen zu Power-to-Heat Anwendungen durch Wärmepumpen. Dabei sind die Cases derart konzipiert, dass neben privaten Heimspeichern und Fahrzeugbatterien auch die Situation eines zentralen Quartierspeichers berücksichtigt wird. Ziel der Studie ist unter anderem, die Flexibilitäten in Netzen zu simulieren, in denen das Potential für netzseitige Probleme besteht.

Basierend auf diesen Denkanstößen ergeben sie die Cases I, II und III wie in Abb. 21 aufgeführt, in denen das Verhalten von Prosumern in der Niederspannung im Vordergrund steht. Damit diese Fälle ausreichend diversifiziert sind, werden in jeder der drei Situationen abweichende Fragestellungen untersucht. So beschränkt sich Case I auf die Auswirkungen durch die Elektromobilität, während in Case II die Fremdbezugsoptimierung einer gemeinsamen Nachbarschaft im Vordergrund steht. Case III stellt abschließend einen Prosumer mit Heimspeicher dar, der neben einer PV-Eigenerzeugung zusätzlich eine Wärmepumpe zur Deckung seiner Wärmelast einsetzt.



Case I: Analyse der Ladevorgänge eines **E-Mobility-Prosumers** in der Niederspannung, der sein Fahrzeug primär zum Pendeln einsetzt.



Case II: Untersuchung einer in der Niederspannungsebene gelegenen **Smart-Neighborhood**, die ihren gemeinsamen Fremdbezug minimiert und sowohl Erzeugungskapazitäten wie auch Speicher nutzt.



Case III: Betrachtung eines **progressiven Eigenoptimierers** in der Niederspannung, der neben PV-Anlage und Speicher auch eine Wärmepumpe besitzt.



Case IV: Untersuchung von **Konzepten zur Sektorenkopplung** am Beispiel einer Power-to-Heat Anlage in der Hochspannung.



Case V: Ein **Verteilnetzbetreiber reduziert Netzausbau** durch Installation und Betrieb eines Speichers als Netzasset.



Case VI: Analyse eines Speichers als On-site Speicher auf dem Gelände eines PV-Parks.

Abb. 21: Auflistung der in der Studie untersuchten Cases

Dabei sind die Cases so gewählt, dass sich auch auf kombinierte oder inhaltsähnliche Fragestellungen Antworten finden lassen. So ist auch denkbar, dass der Prosumer in Case I auf eine Eigenerzeugung zurückgreift oder derjenige in Case III zusätzlich ein Elektrofahrzeug laden möchte. Um jedoch möglichst eindeutig zuzuordnende Effekte in den jeweiligen Cases zu erzeugen, ist es wichtig, diese nicht zu sehr zu überladen. Es ist daher notwendig, dass einzelne Aspekte identifiziert werden können, um anschließend eine Art Werkzeugkasten an möglichen regulatorischen Antworten auf die einzelnen Fragen bieten zu können. Dabei ist die Auswahl der Cases derart getroffen, dass inhaltsähnliche Fragestellungen durch die quantitativen Ergebnisse ebenfalls beantwortet werden können. So lassen sich beispielsweise aus den Aussagen in Case I auch Ableitungen zu gewerblicher E-Mobility treffen.

Die drei verbliebenen Cases setzen sich mit Fragestellungen gewerblicher Anwender sowie des Verteilnetzbetreibers auseinander. In Case IV findet am Beispiel einer Power-to-Heat Anlage eine Untersuchung des Flexibilitätseinsatzes im Bereich der Sektorenkopplung statt, während ein On-site Speicher einer EE-Anlage zwecks Regelleistungserbringung in Case VI untersucht wird. Case V beschäftigt sich mit Fragestellungen des Verteilnetzausbaus. Insbesondere wird dabei analysiert, in wie weit es sich für den Verteilnetzbetreiber rechnet, Besitzer und Betreiber eines Speichers zur Vermeidung von im Netzbetrieb auftretenden Grenzwertverletzungen zu sein.

Die sechs gewählten Cases werden in Kapitel 6 ausführlich diskutiert und beleuchtet.

5 Energiewirtschaftliche und normative Randbedingungen

5.1 Energiemarktszenario und wesentliche Parameter-Trajektorien

Da in der Studie der Einsatz von Flexibilitätsoptionen unter betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den Betrachtungsjahren 2020, 2025 und 2030 erfolgt, ist es notwendig eine Prognose des Energiemarktes für diese Zeitpunkte zu erstellen. Dazu wird das bei BET entwickelte Fundamentalmodell *BET-EuroMod* eingesetzt, welches basierend auf zukünftigen Entwicklungen der Versorgungsaufgabe (Ausbau Erneuerbarer Energien, Lastentwicklung, konventionelle Kraftwerkparcs) und denen der Brennstoffpreise (Gas, Kohle, Öl, CO₂-Zertifikate) eine Projektion der Spotmarktpreise erstellt. Somit erhält man ein für die Studie notwendiges konsistentes Trendszenario für die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in den betrachteten Stützjahren.

Das dieser Studie zugrundeliegende Szenario basiert auf dem BET-*BestGuess* Szenario und berücksichtigt eine moderate Entwicklung des europäischen Strommarktes ohne gravierende Trendbruchereignisse. Die zugrunde liegende Preisentwicklung der Commodities basiert auf Futurenotierungen sowie dem *New Policies* Szenario des World Energy Outlook 2015²⁷. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien basiert dabei auf politisch verankerten Ausbauzielen der jeweiligen Länder. So wird beispielsweise davon ausgegangen, dass die von der Bundesregierung beschlossenen Ausbauziele erreicht werden. Weiterhin wird davon ausgegangen dass in Deutschland eine einheitliche Preiszone bestehen bleibt. Basierend auf diesen und weiteren Annahmen werden in einem Investitions- und Dispatchmodell sowohl die Zusammensetzung des zukünftigen europäischen Kraftwerkparcs, als auch die zugehörigen Erzeugungen und Austauschflüsse in stundenscharfer Auflösung bestimmt. Aus diesen werden stündliche Strompreise abgeleitet. Die wesentlichen Kenngrößen werden im Folgenden aufgeführt.

Wie bereits angeführt, basiert die Entwicklung der Erneuerbaren Energien auf dem Energiekonzept der Bundesregierung, welches besagt, dass im Jahre 2035 55 bis 60 % der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gewonnen werden sollen.²⁸ Im Zuge der Modellierung werden daher die in

		2020	2025	2030
Wind an Land	[GW]	55,12	62,12	70,62
Wind auf See	[GW]	6,50	10,50	14,50
Photovoltaik	[GW]	47,13	51,69	52,23

Tabelle 3 aufgeführten Ausbaupfade für Deutschland angenommen.

		2020	2025	2030
Wind an Land	[GW]	55,12	62,12	70,62
Wind auf See	[GW]	6,50	10,50	14,50
Photovoltaik	[GW]	47,13	51,69	52,23

²⁷ International Energy Agency – World Energy Outlook 2015

²⁸ Das Energiekonzept - Beschluss des Bundeskabinetts vom 28. September 2010

Tabelle 3: Modellannahmen bezüglich der Entwicklung der Erneuerbaren Energien, basierend auf dem Energiekonzept

Für die Prognose des zukünftig relevanter werdenden Sektors der Elektromobilität wird auf existierende Studien zurückgegriffen. Damit ergibt sich für das betrachtete Szenario die in Tabelle 4 dargestellte Entwicklung der Elektromobilität sowie die Entwicklung der Gesamtzahl an zugelassenen PKW in Deutschland. Die Anzahl einer halben Million zugelassener Elektrofahrzeuge im Jahr 2020 entspricht den im Rahmen des Beschlusses zur Kaufprämie vom 26.04.2016 korrigierten Zielen der Bundesregierung²⁹. In der weiteren Entwicklung werden bis zu drei Millionen zugelassene Elektrofahrzeuge in Deutschland im Jahr 2030 angenommen.

	2020	2025	2030
Elektrofahrzeuge in Deutschland (nach Prognos³⁰)	0,5 Mio.	1,7 Mio.	2,9 Mio.
Anzahl an PKW (nach Prognos³¹)	44,5 Mio.	45,2 Mio.	42,7 Mio.

Tabelle 4: Szenario für die Entwicklung der Anzahl an Elektrofahrzeugen und PKW in Deutschland

In Tabelle 5 werden die berücksichtigten Strom- und Commoditypreise dargestellt. Dabei basieren die Rohstoffpreise auf der Fortschreibung von Futures des ersten Halbjahres 2015 sowie den Preisprognosen des *New Policies* Szenario im World Energy Outlook 2015. Die Ableitung der Spotmarktpreise für Strom basiert auf den Berechnungen des Fundamentalmodell *BET-EuroMod*.

		2020	2025	2030
Steinkohle	[US-\$(2016) / t]	36,49	58,49	102,10
Erdgas	[€(2016) / MWh _{H0}]	13,20	16,77	24,08
CO₂-Zertifikate	[€(2016) / tCO ₂]	4,81	21,48	55,00
Spotmarkt Jahresbase	[€(2016) / MWh]	23,16	39,78	60,80

Tabelle 5: Entwicklung der Strom- und Commoditypreise

Im Zuge der Studie werden vereinfachte Marktprozesse abgebildet. So werden insbesondere keine weiteren Marktstufen außerhalb des Spotmarktes abgebildet (d. h. Intraday- Day Ahead und Intraday-Continuos). Dies liegt einerseits daran, dass die langfristige Prognose eines solchen Marktes im Zuge von Perfect-Foresight Modellierung nicht sinnvoll ist. Die Preise an Intraday-Märkten bilden sich basierend auf Unterschieden zwischen erwarteten Lasten und Erzeugungen und der tatsächlich eingetretenen Situation. Bei Modellen mit perfekter Voraussicht tritt an dieser Stelle kein Unterschied auf. Für die Studie wird daher vereinfacht angenommen, dass Strombezug und -verkauf viertelstundenscharf zu Spotpreisen möglich ist. Diese Vereinfachung

²⁹ Internetquelle: http://www.dlr.de/pw/desktopdefault.aspx/tabid-10101/17264_read-46401/

³⁰ Prognos AG: „Shell PKW-Szenarien bis 2040 – Fakten, Trends und Perspektiven für Auto-Mobilität“, Berlin, Hamburg (2014)

³¹ Prognos/GWS/EWI: Entwicklung der Energiemärkte – Engeriereferenzprognose – Trendszenario Basel, Köln (2014)

chung hat auf die qualitativen Studienergebnisse keine Rückwirkung, da es sich bei den Preissignalen der Intraday-Märkte ebenso um überregionale Signale handelt wie beim Spotmarkt.

5.1.1 Preisrückwirkungen

Die Funktionsweise eines Marktes gleicht im idealisierten Fall einem Regelkreis. Ein hoher Preis führt zu sinkender Nachfrage, der Preis sinkt dadurch und lässt die Nachfrage wieder steigen. Der Gleichgewichtspunkt des Marktes ist also nicht – wie graphisch oft dargestellt – der fixe Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragekurve, sondern er ist zeitlich variabel.

Reizt ein Marktpreis also eine Verhaltensänderung der Konsumenten an, resultiert hieraus grundsätzlich auch eine Preisänderung. Üblicherweise ist diese Rückkopplung schwächend, ein hoher Preis führt also über sinkende Nachfrage zu Preissenkung und vice versa. Diesen Rückkopplungseffekt modelltechnisch abzubilden ist aufwändig, da hierzu das Verbraucherverhalten innerhalb des Modells abgebildet werden muss.

Die Annäherung an das Problem über die Hypothese eines rein marktwirtschaftlich getriebenen Verbraucherverhaltens („homo oeconomicus“) ist zu diesem Zwecke hilfreich, gleichwohl trifft sie die Realität nicht vollständig. Denn viele Verbraucher machen ihr Verhalten von weit mehr als nur wirtschaftlichen Überlegungen abhängig. Die heute existierenden Smartphones und Autos sind ein aussagekräftiger Beweis dafür.

In energiewirtschaftlichen Modellen wird häufig zu einer Vereinfachung gegriffen, indem die Nachfragekurve linearisiert wird. Die Nachfrage wird also als preisunelastisch unterstellt. Auch dies ist nur in Grenzen zutreffend, denn ab einem gewissen Preis werden z. B. Verbraucher auf Konsum verzichten.

Da die vollständige und sachlich richtige Abbildung der Preisrückkopplung im Energiemarkt also, wenn überhaupt, nur mit großem Aufwand umsetzbar ist, tritt die Frage nach der Relevanz der Abbildung in den Vordergrund. Hierfür ist ausschlaggebend, wie sie sich zu einem Befund, der ohne ihre Berücksichtigung erhoben wurde, verhalten würde.

Beispiel: Ein Preissignal könnte Konsumenten dazu anreizen, ihr Verhalten systemgünstig zu verändern indem sie ihren Konsum von Stunde x auf die billigere Stunde y verlagern. Der Befund der Untersuchungen dieser Studie ohne Berücksichtigung der Rückkopplung legt bereits nahe, dass der Anreiz zu gering ist, als dass die Konsumenten ihm folgen würden. Eine Berücksichtigung der Preisrückkopplung würde über den abschwächenden Effekt dazu führen, dass der Anreiz sänke. In diesem Fall kann auf die Abbildung der Preisrückkopplung verzichtet werden, denn sie würde keine neue Erkenntnis liefern.

In vielen Anwendungsfällen der energiewirtschaftlichen Modellierung ist der Verzicht auf die geschlossene Abbildung der Preisrückkopplung durch Endogenisierung des Verbraucherverhaltens zulässig. Auch im Rahmen dieser Studie wurde auf diese Betrachtung daher verzichtet. Die untersuchten Cases legen dies nahe.

5.2 Status quo des regulatorisch-normativen Rahmens

Für die Darstellung des regulatorisch-normativen Rahmens ist aufgrund des massiven Umfangs existierender Regelwerke und Gesetze eine strukturierte Herangehensweise erforderlich. Diese strukturierte Herangehensweise erfolgt im Projekt mit Hilfe einer sogenannten Regelungslandkarte, das ist eine Synopse in Tabellenform.

Auf der einen Seite der Regelungslandkarte ist der Betrachtungsbereich hinsichtlich der hier relevanten Flexibilitätsoptionen einzugrenzen. Auf der anderen Seite ist es aufgrund der hohen Komplexität sinnvoll, den

regulatorischen Rahmen nach Themenfeldern zu kategorisieren und dann entlang dieser Kategorisierung zu arbeiten. Für jedes dieser Themenfelder werden die Regelwerke und Gesetzestexte auf einen Wirkzusammenhang hin überprüft und den Flexibilitätsoptionen zugeordnet.

Kategorisierung der Flexibilitätsoptionen

In dieser Studie wird eine große Bandbreite an Flexibilitätsoptionen betrachtet, die in der Regelungslandkarte, wie Abb. 22, in drei Kategorien unterteilt dargestellt ist. Lediglich die Flexibilitätsoptionen beim Netzausbau werden im Rahmen der Regelungslandkarte nicht weiter betrachtet. Diese Kategorien stellen die eine Achse der Matrix dar.

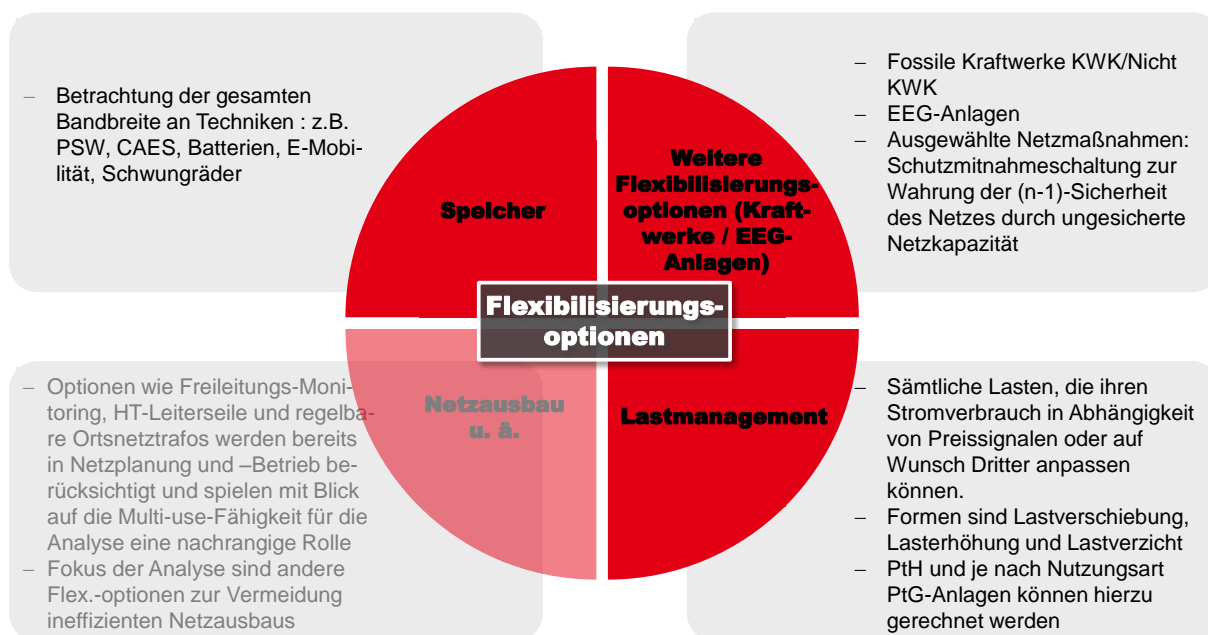


Abb. 22: Kategorien der betrachteten Flexibilitätsoptionen

Themenfelder im regulatorischen Rahmen für den Einsatz der Flexibilitätsoptionen

Der Einsatz einer Flexibilitätsoption in der Energieversorgung wirft unterschiedliche Fragen auf, aus denen sich die Themenfelder für die regulatorisch-normative Landkarte ergeben:

- Auf welchen Märkten am Strommarkt ist die Flexibilitätsoption aktiv?
- Wer darf die Flexibilitätsoption nutzen?
- Welche Regelungen greifen für die Entnahme und die Einspeisung von Strom?
- Wer steuert und bezahlt für Flexibilität?
- Wie wird Flexibilität in die Marktprozesse eingebunden?

Ausgehend von diesen und weiteren Fragestellungen wurden folgende sechs Themenfelder festgelegt, die für eine strukturierte Darstellung des Status quo des regulatorischen Rahmens genutzt wurden. Diese Themenfelder sind:

- Regelungen zum Design von Märkten
- Regelungen zur Definition von Marktrollen

- Regelungen zur Entnahme von Strom aus dem Netz und direkt aus der Anlage
- Regelungen zur Einspeisung von Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung
- Regelungen zur Messung und Bilanzierung von Flexibilitätsoptionen in den Strommarkt
- Regelungen zur Nutzung und zur Abrechenbarkeit bei Nutzung von Flexibilitätsoptionen durch Netzbetreiber

Regelungslandkarte

Im Ergebnis ergibt sich die in Abb. 23 dargestellte Auswertungsübersicht für die Flexibilitätsoptionen. Für jedes Thema wurden die relevanten regulatorischen und normativen Dokumente ermittelt und die Fundstellen sowie eine kurze Information zum Inhalt aufgenommen.

Themenfelder		Regulatorisch-normative Landkarte				
		3.a	Entnahme von Strom	Speicher	Last-management	Weitere Flexibilisierungsoptionen
1.	Design von Märkten					
2.	Definition von Marktrollen					
3.a	Entnahme von Strom					
3.b	Einspeisung von Strom					
4.	Messung und Bilanzierung von Flex-Optionen					
5.	Nutzung und Abrechnung von Flex durch Netzbetreiber					
			Technische Regelwerke			
			EEG			
			KWKG			
			Stromsteuer			
			Konzessionsabgabe			
			Weitere Abgaben			
			Netzentgeltzahlung			

Abb. 23: Aufbau der Regelungslandkarte zur Darstellung des regulatorischen Status quo

Die Regelungslandkarte verdeutlicht die Komplexität des rechtlichen Rahmens insbesondere beim Thema Umlagen und Steuern aber auch bei der Netzentgeltsystematik. Die ausführlichen Landkarten sind auf den folgenden Seiten dargestellt. Die Darstellung ist aufgrund der Komplexität zwar sehr umfangreich, sie enthält aber nicht alle denkbaren Unterfälle der drei untersuchten Flexibilitätsoptionen.

Es wird der Rechtsstand zum Stichtag 01.01.2017 zugrunde gelegt. Damit sind insbesondere das Strommarktgesetz, das Gesetz über die Digitalisierung der Energiewende, das EEG 2017 und das Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung vom 22.12.2016 berücksichtigt.

	Stromspeicher	Lastmanagement	Weitere Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke / EEG-Anlagen)
1. Regelungen zum Design von Märkten			
Spotmarkt Day Ahead/Intraday	<ul style="list-style-type: none"> §§ 4 und 5 StromNZV regeln die Grundlagen der Bilanzkreisabwicklung und der Anmeldung von Bilanzkreisen. 	<ul style="list-style-type: none"> §§ 4 und 5 StromNZV regeln die Grundlagen der Bilanzkreisabwicklung und der Anmeldung von Bilanzkreisen. Regelwerke der Price Coupling of Regions Initiative (Initiative der Strombörsen zur Regelung der Spotmärkte) regeln u. a. Produkte, Anmeldefristen und Algorithmen zur Preisfeststellung und internationalen Engpassbewirtschaftung. 	<ul style="list-style-type: none"> Für EE (Direktvermarktung und Festvermarktung) gelten teilweise Sonderregeln. Außerkräftsetzen von Marktprämie bei negativen Preisen am Spotmarkt?
Regelenergiemarkt	<ul style="list-style-type: none"> § 6 StromNZV gemeinsam mit Festlegungen der Bundesnetzagentur regeln das Ausschreibungsdesign und die ausgeschriebenen Produkte und die Präqualifikationsanforderungen der Regelenergiemärkte. Präqualifikationsanforderungen enthalten auch explizite Regeln für Stromspeicher. 	<ul style="list-style-type: none"> § 6 StromNZV gemeinsam mit Festlegungen der Bundesnetzagentur regeln das Ausschreibungsdesign und die ausgeschriebenen Produkte und die Präqualifikationsanforderungen der Regelenergiemärkte. BNetzA-Beschluss BK 4 13-739 regelt bei Abruf von Regelenergie Außerkräftsetzung von Hochlastzeitfenster gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV. 	<ul style="list-style-type: none"> § 6 StromNZV gemeinsam mit Festlegungen der Bundesnetzagentur regeln das Ausschreibungsdesign und die ausgeschriebenen Produkte und die Präqualifikationsanforderungen der Regelenergiemärkte. Präqualifikationsanforderungen enthalten auch explizite Regeln für EE-Anlagen.
weitere Systemdienstleistungen I	<ul style="list-style-type: none"> §§ 13 und 14 EnWG regeln grundsätzlich die Zuständigkeit der ÜNB bzw. VNB für die Systemstabilität. § 13a EnWG regelt das Engpassmanagement durch ÜNB, an dem auch Speicher teilnehmen können. 	<ul style="list-style-type: none"> §§ 13 und 14 EnWG regeln grundsätzlich die Zuständigkeit der ÜNB bzw. VNB für die Systemstabilität. § 13 Abs. 6 EnWG regelt die Möglichkeit für ÜNB Zuschalt- und Abschaltleistungen zu kontrahieren. Die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) bestimmt die genauen Modalitäten der Beschaffung von Abschaltleistung. § 15 Abs. 4 AbLaV regelt, dass individuelle Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV nicht aufgrund von Abrufen der Abschaltleistung versagt werden dürfen. 	<ul style="list-style-type: none"> § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 14 EEG 2017 regelt die Möglichkeit einer Abschaltung / Reduktion der Einspeisung für EE-Anlagen (EEG-Einspeisemanagement). § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 3 Abs. 1 Satz 3 KWKG i. V. m. §§ 14 EEG 2017 regelt Einspeisemanagement für KWK-Anlagen. § 3 KWKG regelt vorrangigen Netzzugang für KWK-Anlagen
Weitere Systemdienstleistungen II	<ul style="list-style-type: none"> Technische Anschlussregeln wie <ul style="list-style-type: none"> - Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG), - Network Code on Demand Connection (DCC) - nationale Netzanschlussregeln HöS, - VDE-AR-4120 (TAB Hochspannung), - VDE-AR-N-4105 (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz) geben in erster Linie Vorgaben zu netzverträglichem Verhalten. Insbesondere die Vorgaben mit Blick auf Spannungshaltung und Blindleistungsaustausch, Wirkleistungsabgabe bei Frequenzabweichungen und Verhalten bei Störungen im Netz können Potenziale für netzdienliches Verhalten eröffnen. Zudem liefert der FNN-Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ eine Art Umsetzungshilfe für den Anschluss und Betrieb von Speichersystemen im Einklang mit „Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen“. 	<ul style="list-style-type: none"> 	<ul style="list-style-type: none"> Technische Anschlussregeln wie <ul style="list-style-type: none"> - Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG), - nationale Netzanschlussregeln HöS, - VDE-AR-4120 (TAB Hochspannung), - VDE-AR-N-4105 (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz) geben in erster Linie Vorgaben zu netzverträglichem Verhalten. Insbesondere die Vorgaben mit Blick auf Spannungshaltung und Blindleistungsaustausch, Wirkleistungsabgabe bei Frequenzabweichungen und Verhalten bei Störungen im Netz können Potenziale für netzdienliches Verhalten eröffnen. § 13d EnWG iVm der Netzreserververordnung (NetzResV) regelt und ermöglicht <u>Übertragungsnetzbetreibern</u> die Beschaffung einer Netzreserve zur Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit. Die Netzreserve wird gebildet aus Anlagen, die derzeit nicht betriebsbereit sind, systemrelevanten Anlagen, für die die Betreiber eine vorläufige oder endgültige Stilllegung angezeigt haben, und geeigneten Anlagen im europäischen Ausland (§ 13d Abs. 1 Satz 2) EnWG). § 13e EnWG regelt und ermöglicht <u>Übertragungsnetzbetreibern</u> die Beschaffung von Reserveleistung, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite im deutschen Netzregelverbund auszugleichen (Kapazitätsreserve). Die Kapazitätsreserve wird schrittweise ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 außerhalb der Strommärkte gebildet.

	Stromspeicher	Lastmanagement	Weitere Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke / EEG-Anlagen)
2. Regelungen zur Definition von Markttrollen			
Technische Regelwerke	<ul style="list-style-type: none"> Keine ausdrückliche Zuweisung von Stromspeichern zu einer Markttrolle 	<ul style="list-style-type: none"> Keine ausdrückliche Zuweisung von Lastmanagement zu einer Markttrolle 	<ul style="list-style-type: none"> Es liegt „Stromerzeugung“ vor
EEG	<ul style="list-style-type: none"> Stromspeicher vereinen die Funktionen „Letztverbrauch“ und „Stromerzeugung“. Zwar im Hinblick auf „Letztverbrauch“ keine besonderen Regelungen Aber im Hinblick auf „Stromerzeugung“ greifen die Entflechtungsvorgaben der §§ 6 ff. EnWG: Danach erscheint grundsätzlich die Entflechtung der Stromspeicher vom Netzbetreiber erforderlich, soweit man nicht argumentieren kann, dass ein Stromspeicher ein Netzbetriebsmittel darstellt. 	<ul style="list-style-type: none"> Lastmanagement liegt bei der Funktion „Letztverbrauch“ Rechtlich ist keine Entflechtung zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher gem. §§ 6 ff. EnWG vorgeschrieben. 	<ul style="list-style-type: none"> Entflechtungsvorgaben der §§ 6 ff. EnWG: Entflechtung der Stromerzeugung vom Netzbetreiber erforderlich.

	Stromspeicher	Lastmanagement	Weitere Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke / EEG-Anlagen)
3a. Regelungen zur Entnahme von Strom aus dem Netz und direkt aus der Anlage			
Technische Regelwerke	<ul style="list-style-type: none"> Der DCC sowie technische Anschlussbedingungen (TAB) HS, MS und NS definieren Kriterien zum netzverträglichen Anschluss von Verbrauchern. Zudem liefert der FNN-Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ eine Art Umsetzungshilfe für den Anschluss und Betrieb von Speichersystemen im Einklang mit „Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen“. 	<ul style="list-style-type: none"> Der DCC beschreibt als Regelwerk für Verbraucher unter anderem Anforderungen an das netzverträgliche Verhalten von Kunden, die am Lastmanagement teilnehmen und stellt Regeln für den Anschluss der Kunden auf. 	<ul style="list-style-type: none"> Auch Entnahme von Strom von Erzeugungsanlagen unterliegt technischen Regeln, die je nach Anschlussebene in den entsprechenden Netzanschlussregeln definiert sind.
EEG	<ul style="list-style-type: none"> § 61k Abs. 1 bis 1c EEG 2017 regelt Ausnahmen von der EEG-Umlage im Rahmen der Zwischenspeicherung. Dadurch wird eine Doppelbelastung mit EEG-Umlage für den ausgespeisten Strom grundsätzlich ausgeschlossen (§ 61k Abs. 1 Satz 1 EEG 2017). Ferner entfällt die EEG-Umlage auf die Speicherverluste (§ 61k Abs. 1 Satz 3 EEG 2017). 	<ul style="list-style-type: none"> Lasten müssen im Regelfall die reguläre EEG-Umlage zahlen, die zeitlich nicht differenziert ist. Lasten, die Letztverbraucher sind und die Kriterien der besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 63 ff. EEG 2017 erfüllen, bezahlen die reduzierte EEG-Umlage. 	<ul style="list-style-type: none"> Lasten, die Strom aus einer Eigenerzeugungsanlage vor Ort verbrauchen, zahlen zwischen 0 und 40 % der EEG-Umlage gemäß §§ 61 ff. EEG 2017.
KWKG	<ul style="list-style-type: none"> Gemäß § 27b KWKG ist für Stromspeicher § 61k EEG 2017 entsprechend anzuwenden. Dadurch wird eine Doppelbelastung mit KWKG-Umlage für den ausgespeisten Strom grundsätzlich ausgeschlossen (§ 27b KWKG iVm § 61k Abs. 1 Satz 1 EEG 2017). Ferner entfällt die KWKG-Umlage auf die Speicherverluste (§ 27b KWKG iVm § 61k Abs. 1 Satz 3 EEG 2017). 	<ul style="list-style-type: none"> KWKG-Umlage ist von allen Letztverbrauchern zu entrichten. Für bestimmte Letztverbraucher treten Begrenzungen gem. §§ 27 ff. KWKG ein. 	
Stromsteuer	<ul style="list-style-type: none"> § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG in Verbindung mit § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV gewährt nach aktuellem Stand die Stromsteuerbefreiung für Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird, nur für Pumpspeicherwerke. Denn in § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV ist lediglich der „in Pumpspeicherkraftwerken von den Pumpen zum Fördern der Speichermedien“ verbrauchte Strom aufgeführt. Demgegenüber ist das Aufladen einer Batterie keine Stromerzeugung.³² Gemäß BMF-Erlass³³ können Batteriespeicher unter näher bestimmten Voraussetzungen als Bestandteil des Versorgungsnetzes angesehen werden, so dass für die Einspeisung keine Stromsteuer anfällt. 	<ul style="list-style-type: none"> Regulärer Stromsteuersatz, Stromsteuerentlastung für Unternehmen und Stromsteuerentlastung durch Spitzenausgleich regeln die Stromsteuerzahlung. Diese sind aber nicht in der Zeit differenziert und insofern gibt es keine Auswirkung in Bezug auf Flexibilität. Regelungen zum Eigenverbrauch gibt es nur für Kraftwerkseigenverbrauch und hier ist die Auslegung sehr restriktiv. 	<ul style="list-style-type: none"> § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG gewährt Stromsteuerbefreiung bei Entnahme im räumlichem Zusammenhang. Aber grundsätzlich nicht neben EEG-Förderung (§ 53c EEG 2017) und nicht neben KWK-Förderung bei Ausschreibung der Zuschlagzahlung für KWK-Strom (§ 8a Abs. 5 KWKG).
Konzessionsabgabe	<ul style="list-style-type: none"> Gemäß Konzessionsabgabenverordnung (KAV) wird auf Letztverbrauch eine Konzessionsabgabe erhoben. Diese ist für Tariflieferungen iSd KAV nach der Einwohnerzahl differenziert. 	<ul style="list-style-type: none"> Gemäß Konzessionsabgabenverordnung wird auf Letztverbrauch eine Konzessionsabgabe erhoben. Diese ist für Tariflieferungen iSd KAV nach der Einwohnerzahl differenziert. Für Schwachlaststrom ist ggü. den Tarifkondensätzen verringerte Konzessionsabgabe zu bezahlen. 	

³² Bundesfinanzhof, Urt. vom 19.06.2012 – VII R 33/10 – juris.

³³ Bundesministerium der Finanzen, Erlass vom 31.07.2014 – II B 6 – V4420/14/10001.

<p>Weitere Abgaben</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ob für die Offshore Umlage gem. § 17f EnWG die Begrenzung der Umlage bei Stromspeichern entsprechend § 27b KWKG anzusetzen ist, ist ungewiss. Dagegen spricht, dass in § 17f Abs. 1 Satz 3 EnWG zwar auf §§ 26, 28 und 30 KWKG verwiesen wird, aber nicht auf § 27b KWKG. ▪ Ob für die § 19 StromNEV-Umlage die Begrenzung der Umlage bei Stromspeichern entsprechend § 27b KWKG anzusetzen ist, ist ungewiss. Dagegen spricht, dass in § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV zwar auf §§ 26, 28 und 30 KWKG verwiesen wird, aber nicht auf § 27b KWKG. ▪ Ob für die AbLaV-Umlage die Begrenzung der Umlage bei Stromspeichern entsprechend § 27b KWKG anzusetzen ist, ist ungewiss. Dagegen spricht, dass in § 18 Abs.1 Satz 15 Hs. 2 AbLaV zwar auf §§ 26, 28 und 30 KWKG verwiesen wird, aber nicht auf § 27b KWKG. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Offshore Umlage, § 19 StromNEV Umlage und AbLaV-Umlage sind zu entrichten. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪
<p>Netzentgeltzahlung</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ § 118 Abs. 6 EnWG gewährt die Befreiung von Netzentgelten für 20 Jahre bei Inbetriebnahme bis 2026 hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie. (Voraussetzung: Entnahme aus einem Transport- oder Verteilernetz und Einspeisung in dasselbe Netz). ▪ § 19 Abs.2 Satz 2 StromNEV (atypische Nutzung, Hochlastzeitfenster) wird von vielen Pumpspeichern genutzt. ▪ Nach § 19 Abs. 4 StromNEV ist für Stromspeicher ein individuelles Netzentgelt anzubieten (Voraussetzung: Entnahme aus dem Netz und Einspeisung in das Netz). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ § 11 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) regelt die Zulässigkeit von Baukostenzuschüssen für Letztverbraucher auf der Niederspannungsebene. ▪ § 17 StromNEV regelt Zahlung von Netzentgelten in Form von Arbeitspreisen und Leistungspreisen und Abrechnung über Jahreshöchstlast und Zulässigkeit von Monats- und Jahrespreissystem. ▪ § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV (individuelle Netzentgelte intensive Nutzung) ▪ § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV (atypische Nutzung, Hochlastzeitfenster) ▪ § 19 Abs. 3 StromNEV eröffnet die Möglichkeit eines Direktleitungsentgelts ▪ § 14a EnWG verlangt die Einräumung eines reduzierten Netzentgelts für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ § 8 KraftNAV regelt die Kostentragung beim Anschluss neuer Kraftwerke an das Netz der allgemeinen Versorgung im Anwendungsbereich der KraftNAV (Nennleistung ab 100 MW, Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 110 KV).

	Stromspeicher	Lastmanagement	Weitere Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke / EEG-Anlagen)
3b. Regelungen zur Einspeisung von Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung			
Technische Regelwerke	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technische Regelwerke wie ▪ RfG, ▪ Transmission Code, ▪ Weitere Netzanschlussregeln HöS ▪ TAB Hochspannung ▪ (noch) BDEW Mittelspannungsrichtlinie ▪ VDE-AR-N-4105 ▪ geben Vorgaben zu netzverträglichem Anschluss und Betrieb vor. 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technische Regelwerke wie ▪ RfG, ▪ Transmission Code, ▪ Weitere Netzanschlussregeln HöS ▪ TAB Hochspannung ▪ (noch) BDEW Mittelspannungsrichtlinie ▪ VDE-AR-N-4105 ▪ geben Vorgaben zu netzverträglichem Anschluss und Betrieb vor.
KWKG			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Außerkraftsetzung von KWK-Zuschlagszahlung bei negativen Preisen am Spotmarkt (§ 7 Abs. 7 KWKG)t
EEG			<ul style="list-style-type: none"> ▪ § 9 EEG 2017 regelt die verpflichtende Fernsteuerbarkeit für EEG-Anlagen und KWK-Anlagen größer 100 kW installierter Leistung.
Weitere gesetzliche Regelungen bzw. Verordnungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ § 15 Abs. 1 StromNEV beschreibt, dass für Einspeisung keine Netzentgelte zu entrichten sind. ▪ § 18 StromNEV regelt den Umgang mit vermiedenen Netzentgelten durch dezentrale Einspeisung. 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ § 15 Abs. 1 StromNEV beschreibt, dass für Einspeisung keine Netzentgelte zu entrichten sind. ▪ § 18 StromNEV gewährt Entgelt für dezentrale Einspeisung. Aber nicht neben EEG-Förderung (§ 19 Abs. 2 EEG 2017) und nicht neben KWK-Förderung (§ 8a Abs. 4 KWKG). ▪ Bestellung von Netzreservekapazität erlaubt gewisse Flexibilität im Verbund von Einspeisung und Last in einem Verteilnetz. ▪ Die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) regelt das Anlagenverhalten, um eine Gefährdung der Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes durch EEG- oder KWKG-Anlagen bei Über- und Unterfrequenzen zu vermeiden. ▪ Die SDLWindV regelt eine verbesserte Netzintegration von Windenergieanlagen im Sinne einer Netzverträglichkeit, entsprechend den technischen und betrieblichen Vorgaben nach § 9 Absatz 6 EEG 2017 und den Anforderungen an den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 66 Absatz 1 Nummer 8 EEG alter Fassung sowie die Nachweisführung zum Erhalt des Bonus.

	Stromspeicher	Lastmanagement	Weitere Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke / EEG-Anlagen)
4. Regelungen zur Messung und Bilanzierung von Flexibilitätsoptionen in den Strommarkt			
Messstellenbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> Stromspeicher als Netznutzer müssen einen Zähler haben. Nähere Anforderungen an Messeinrichtung und Abrechnung bei Inanspruchnahme der Ausnahmen von der EEG-Umlage gem. § 61k Abs. 1b EEG 2017.. 	<ul style="list-style-type: none"> Lasten müssen einen Zähler haben, der den Stromverbrauch erfasst. Einspeisungen in das Stromnetz finden nicht statt. Die Erfassung des Stromverbrauchs erfolgt ¼ Stunden genau, bei RLM-Zählern und der Zählerstandgangmessung. Bei SLP-Kunden wird der Stromverbrauch ohne zeitliche Differenzierung erfasst. 	<ul style="list-style-type: none"> Einspeiser müssen als Anschlussnutzer einen Zähler haben.
StromNZV – Bilanzierung nach RLM / SLP und Zählerstandgangmessung		<ul style="list-style-type: none"> Lasten, die weniger als 100.000 kWh pro Jahr verbrauchen werden nach SLP bilanziert. Entsprechend MsbG werden ab 2017 schrittweise beginnend bei Verbrauchsgruppen mit hohem Jahresstromverbrauch intelligente Messsysteme eingeführt, die dann auch eine Abrechnung Bilanzierung nach Zählerstandgangmessung möglich machen werden. Für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG wird die Einführung unabhängig vom Jahresstromverbrauch ab 2017 vorgenommen. 	

	Stromspeicher	Lastmanagement	Weitere Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke / EEG-Anlagen)
5. Regelungen zur Nutzung und zur Abrechenbarkeit bei Nutzung von Flexoptionen durch Netzbetreiber			
Regelungen, die technische Zugriffe auf Flexibilitätsoptionen vorsehen	<ul style="list-style-type: none"> § 7 Abs. 1 NetzResV stellt klar, dass Anlagen (auch Speicher) in der Netzreserve durch den ÜNB nicht marktgetrieben eingesetzt werden dürfen. § 13a EnWG regelt das Engpassmanagement. § 14a EnWG - „Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung“ Schutzmitnahmeschaltung (wird bereits praktiziert) zur Wahrung der (n-1)-Sicherheit des Netzes durch ungesicherte Netzkapazität. (Im Falle einer Störung im Netz werden bei Bedarf relevante Einspeise-Anlagen sofort abgestellt.) 	<ul style="list-style-type: none"> § 13 Abs. 6 EnWG iVm AbLaV § 14a EnWG - „Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung“ § 7 StromNZV regelt die Erbringung von Regelenergie. 	<ul style="list-style-type: none"> § 13d EnWG iVm der Netzreserveverordnung und § 13 e EnWG regelt und ermöglicht <u>Übertragungsnetzbetreibern</u> die Beschaffung einer Netzreserve zur Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit. Die Netzreserve wird aus bestehenden Einspeisern oder Speichern gebildet. In Ausnahmefällen können es auch Neuanlagen sein. → VNB kommen vor diesem Hintergrund nicht als Kraftwerksbetreiber in Frage. § 7 Abs. 1 NetzResV stellt klar, dass Anlagen (vor allem Kraftwerke) in der Netzreserve durch den ÜNB nicht marktgetrieben eingesetzt werden dürfen. Schutzmitnahmeschaltung (wird bereits praktiziert) zur Wahrung der (n-1)-Sicherheit des Netzes durch ungesicherte Netzkapazität (Im Falle einer Störung im Netz werden bei Bedarf relevante Einspeise-Anlagen sofort abgestellt.)
Abrechenbarkeit und Anerkennung der Kosten in der Netzregulierung	<ul style="list-style-type: none"> § 13aEnWG regelt den Umgang mit Kosten durch Redispatch. Generell wird die Anerkennung von Kosten im Zusammenhang mit der Anreizregulierung kontrovers diskutiert Speicher werden nach Auskunft von Netzbetreibern im Rahmen der ARegV nicht als Betriebsmittel anerkannt. Ebenso werden Vergütungen oder bspw. reduzierte Netzentgelte an flexible Letztverbraucher mit Speichern derzeit nicht als Kosten anerkannt. Teilweise gibt es auch (noch) keine Produkte, die überhaupt für eine Anerkennung von Kosten in Frage kämen, da Systemdienstleistungen im Rahmen der Netzanschlussregeln bereits verlangt werden. Sollte eine Anerkennung der Kosten in Frage kommen, gilt dies voraussichtlich vor dem Hintergrund von § 5 StromNEV aber Netzdienlichkeit müsste nachgewiesen werden. These aus „Smart Grids“ und „Smart Market“ - Eckpunktepapier der BNetzA zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems: „Nicht netzdienliche Komponenten (Smart Market-Komponenten) werden nicht durch das Netz finanziert.“ Dies spiegelt die Position des Regulierers aus dem Jahr 2011 wider. Weiterhin scheint § 6 StromNEV mit Blick auf die Anschaffungs- und Herstellungskosten relevant Ggf. § 11 ARegV (Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile) 	<ul style="list-style-type: none"> § 8 Abs. 1 StromNZV regelt die Zulässigkeit der Wälzung der Kosten der PRL und der Vorhaltung der SRL und MRL in die Netzentgelte. § 8 Abs. 2 StromNZV regelt die Wälzung der Kosten des Abrufs von SRL und MRL in die Ausgleichsenergiepreise. § 18 Abs. 1 AbLaV regelt einen Belastungsausgleich durch Verweis auf Regelungen zum KWK-Belastungsausgleich. 	<ul style="list-style-type: none"> § 9 Abs. 2 StromNEV (Minderung der Netzentgelte durch BKZ der Einspeiser) Kosten aus Härtefallregelungen gem. § 15 EEG 2017 können bei der Ermittlung der Netzentgelte gem. § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 17 ARegV in Ansatz gebracht werden. § 11 Abs. 2 EnWG sieht die Zulässigkeit einer Spitzenkappung (Reduktion der Einspeisung) volatiler EE-Einspeiser zur Vermeidung von Netzausbau vor.

Zwischenfazit zur Regelungslandkarte: Die aufgefundene Regelungslandschaft ist höchst heterogen. Unterschiedliche Regelwerke verfolgen unterschiedliche Ziele. Die Werke haben oft keine explizite Abstimmung aufeinander, was suboptimal, aber nicht zwingend widersprüchlich ist. Allerdings stellt die Unübersichtlichkeit, die bereits für etablierte Nutzer schwer durchschaubar ist, für neue Teilnehmer ein nennenswertes Hindernis dar. Eine Neuregelung des gesamten Themenfeldes wäre aus Sicht der Flexibilitätsanbieter die Wunschlösung, ist aber mit starken Rückwirkungen auf (fast) alle anderen Teilnehmer verbunden, und daher nicht zu erwarten. Einzelne hinderliche Regelungen, die besondere Negativwirkung entfalten, müssen daher erkannt und abgemildert werden. Zusätzliche Optionen, die relevante Verbesserungen erhoffen lassen, müssen geschaffen werden. Hierzu erfolgen in Kapitel 7 konkrete Vorschläge

5.3 Regelenergiemärkte

5.3.1 Einführung, Bedeutung der Regelenergie für das System

Die Vorhaltung und der Abruf von Regelenergie ist für die Funktionsweise des technischen Systems der elektrischen Energieversorgung – bestehend aus Netz, Erzeugern und Verbrauchern - von essenzieller Bedeutung. Dabei ist auch der Regelenergiemarkt vom Wandel aufgrund der Energiewende betroffen. Viele historisch etablierte Marktteilnehmer fallen aus dem Markt heraus, zum Beispiel weil ihre Erzeugungseinheiten nicht mehr oder nicht mehr in ausreichendem Umfang am Netz sind. Andere kommen hinzu, die bisher nicht vorhanden waren (etwa Batteriespeicher) oder / und bisher an vormaligen Hürden der technischen Anforderungen gescheitert waren (Präqualifikation). Der Regelenergiemarkt ist also im Wandel, die Akteure ändern sich und auch die Flexibilitäten der Erzeuger und Verbraucher können und werden einen Beitrag zu dieser wichtigen systemischen Aufgabe leisten.

Die Anforderungen, die von Systemseite an die Regelenergie-Erbringer gestellt werden, sind dabei grundsätzlich hoch, denn eine Nichterfüllung hätte unter Umständen auch für Dritte gravierende Folgen, die bis zum Versorgungsausfall reichen können. Vor diesem Hintergrund hat sich in Europa ein mehrstufiges Verfahren der Regelenergieerbringung etabliert, das hier nur kurz angerissen werden soll. Die folgende Abbildung zeigt den schematischen, zeitlichen Ablauf von Primärregelung, die schnell reagieren muss, um die Netzfrequenz zu stabilisieren, über die Sekundärregelung, deren Aufgabe in der Ablösung der Primärregelung und in der Ausregelung der Regelzonenbilanz liegt, bis hin zur Minutenreserve, die wiederum die Sekundärregelung für das nächste Ereignis frei macht.

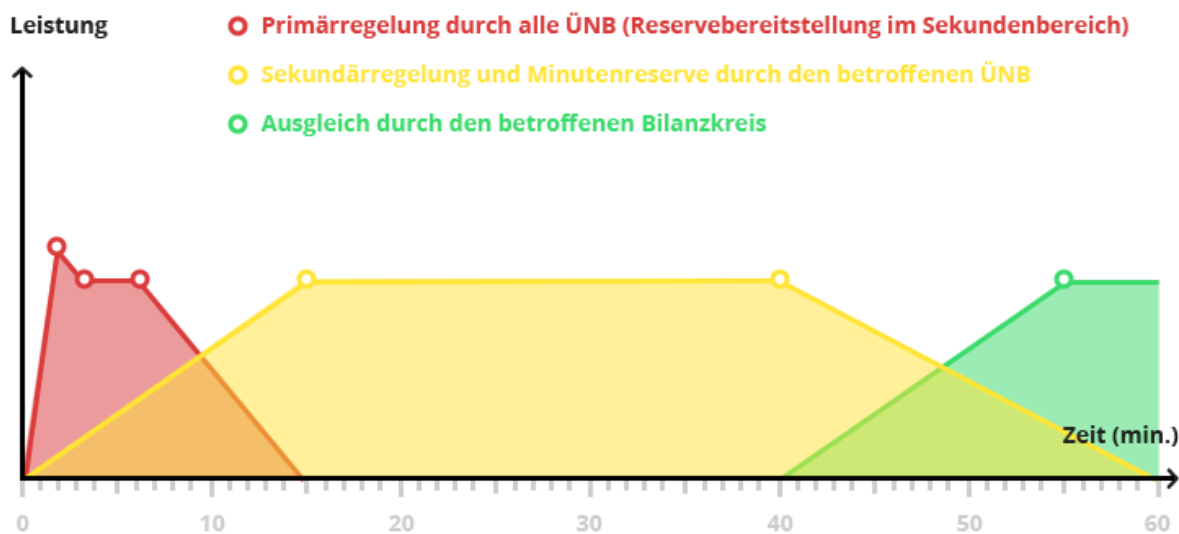


Abb. 24: Schema der Regelenergie-Erbringung (Quelle: Regelleistung.net)

Aus Sicht des Netzbetreibers ist die Erbringung bei Abruf eine unbedingte Voraussetzung für die Teilnahme am Markt, da er nur so die Systemsicherheit gewährleisten kann.

5.3.2 Zusammenspiel von Netz und flexiblem Netznutzer / Marktakteur

Um diesem Markt und seinen Besonderheiten im Rahmen dieser Studie angemessene Rechnung zu tragen und seine Besonderheiten adäquat einzuordnen, muss der Fokus der Darstellung zunächst erweitert werden.

Die Ausgangslage der Untersuchungen dieser Studie besteht darin, dass ein flexibler Akteur (sei es ein Verbraucher oder Erzeuger) in einem Netz angesiedelt ist und dieses Netz nutzt. Aus ebendieser Ausgangslage resultieren zwei relevante Sichtweisen, nämlich die des Netzbetreibers und die des flexiblen Netznutzers.

Siedelt sich die Flexibilitätsoption in einem Netz an, das ihrem Einsatz aus technischer Sicht keine Grenzen vorgeben muss, kann die Netznutzung unabhängig von anderen Betrachtungen als möglich angesehen werden. Das Asset kann agieren, wie immer es möchte, der Netzbetreiber kann dies gewährleisten, es besteht eine „**unbedingte Netznutzung**“. In der Vergangenheit sowie vielerorts in der Gegenwart ist dieser Zustand die Regel.

Die Handlungsfreiheit des Einzelnen kann sich darin manifestieren, dass er z. B. einem Marktsignal folgt. Dies kann der bundesweite Großhandelsstrompreis sein oder ein Regelenergie-Signal oder andere Marktstufen. Zu differenzieren ist, ob es sich dabei um ein **überregionales Signal** handelt, das also weit über die Grenzen des betrachteten Anschlussnetzes hinaus gleich ist, oder um ein **lokales Signal**, das im Anschlussnetz wirkt. Beide Konstellationen können auftreten.

Kommt es in der Zukunft zu einer stärkeren Durchdringung der Netze mit Nutzern, die einem überregionalem Signal folgen möchten, werden Teile der Netze an ihre technischen Grenzen stoßen. Dies zu antizipieren ist Aufgabe des Netzbetreibers, da er durch angemessene Maßnahmen eine drohende Überlastung der Netze

abwenden muss. Ein solches „Abwenden“ kann auf unterschiedliche Arten erfolgen. Die Grundarten, die im Abschnitt 3.2.3.2 bereits ausdifferenziert wurden, bestehen in den Optionen:

1. **Netzausbau** (konventionell)

Der Netzbetreiber antizipiert in einem Zukunftsszenario Netzüberlastungen und baut sein Netz z. B. durch Zubau von Kabeln so weit aus, dass auch im betrachteten Szenario die „unbedingte Netznutzung“ wieder ermöglicht wird.

2. **Netzertüchtigung** („smart“)

Der Netzbetreiber versetzt sich in die Lage, den Zustand seines Netzes in Echtzeit zu erfassen und im Bedarfsfall auf bestimmte Netznutzer, Einspeiser oder Verbraucher zuzugreifen, um eine kritische Netz-situation abzuwenden.

In vielen Fällen ist die zweite kostengünstiger als die erste Option. Sie impliziert allerdings den Eingriff durch den Netzbetreiber und wandelt damit die **unbedingte Netznutzung** in eine **bedingte Netznutzung** um.

Im zweiten genannten Fall kann Flexibilität eine sehr hilfreiche Rolle spielen, sofern der Netzbetreiber sie sich zu Nutze machen kann. In Fallkonstellationen, in denen ein Netz durch unflexible Nutzer wie z. B. Einspeiser an die technischen Grenzen geführt wird, ist es denkbar, dass der Einsatz einer Flexibilitätsoption, also im Beispiel einer zusätzlichen Last durch Speicherbeladung, das Netz entlasten könnte. Ein flexibler Netznutzer hat also grundsätzlich nicht nur die Möglichkeit, sich netzverträglich zu verhalten in dem er in bestimmten Situationen sein Verhalten anpasst. Dies wäre eine Mindestanforderung des Netzbetreibers, falls der freizügige Einsatz der Flexibilitätsoptionen zu Netzproblemen führt, also die Ursache der Netzprobleme darstellen sollte.

Der flexible Netznutzer hat darüber hinaus in bestimmten Konstellationen die Option, sich netzdienlich zu verhalten und Probleme des Netzbetreibers zu lösen. Beide Fälle spielen gedanklich in einem „smarten“ Netz, da die Kenntnis des Netzzustandes Voraussetzung für den zielgerichteten Eingriff ist.

Die folgende Schema-Darstellung soll die geschilderten Zusammenhänge nochmals verbildlichen:

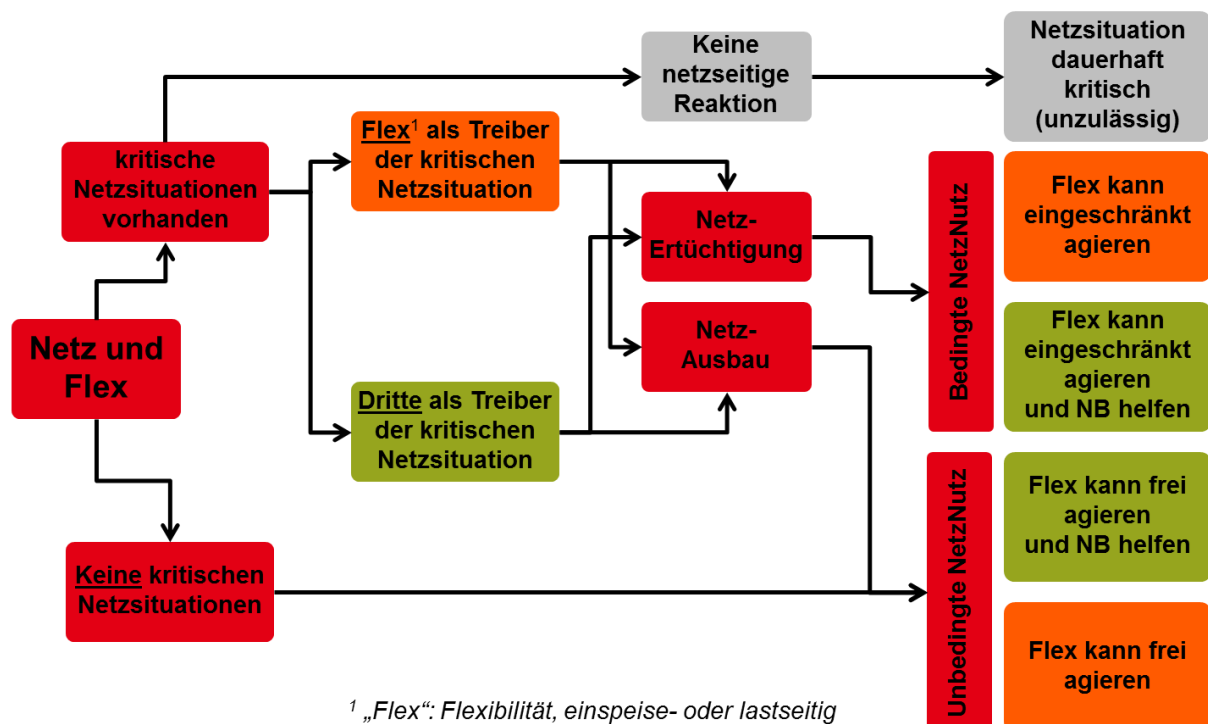


Abb. 25: Schematisch vereinfachte Darstellung von Konflikten und netztechnischen Lösungen

Zusammenfassend ist nochmals hervorzuheben, dass die Flexibilität eines Netznutzers eine positive Eigenschaft ist, da sie im Gegensatz zu einer unflexiblen Anforderung an das Netz Handlungsoptionen öffnet, um Probleme zu vermeiden oder gar Probleme, die durch andere induziert sind, zu mildern.

5.3.3 Zusammenspiel von Regelenergieerbringung und (Verteil-)Netzen

Die dargestellten Zusammenhänge gelten grundsätzlich, also unabhängig von einem angestrebten Einsatz der Flexibilitätsoption, einer Marktstufe etc. Bezüglich der Regelenergie ist der Zusammenhang allerdings von besonderer Bedeutung, da die unbedingte Anforderung der Regelenergie mit einer bedingten Netznutzung konfliktiert. Im Gegensatz zu vielen anderen denkbaren Anwendungen wie z. B. der Ladung eines Fahrzeug-Akkus, der Aufheizung eines Warmwasserspeichers oder ähnlichem, ist der Regelenergieabruf sofort unbedingte zu erbringen.

Da das Regelenergiesignal zu den überregionalen Signalen zählt, die über die Grenzen des betrachteten Netzes weit hinaus reichen, ist nicht davon auszugehen, dass kritische Netzsituationen im lokalen Bereich in einem relevanten Zusammenhang mit den Regelenergieabrufen stehen. Man muss also antizipieren, dass die lokalen Bedürfnisse und der überregionale Abruf auch zeitweise im Konflikt stehen werden. Von einer Selbstregulierung des Problems kann daher nicht ausgegangen werden.

Eine Nutzung der Flexibilität aus dem einzelnen Asset als Regelleistungserbringer ist folglich möglich, sofern unbedingte Netznutzung vorliegt oder hergestellt wird (siehe Abb. 25 Unterpfad 1).

Eine Alternative besteht darin, dass eine Vielzahl von Einzelanlagen in mehreren Netzen angesiedelt sind und eine Gesamtheit ergeben, die in ihrer statistischen Durchmischung eine sichere Leistungsbereitstellung gewährleistet obschon der einzelne Teilnehmer nur eine bedingte Netznutzung vorhält. Dieser Pool- oder Schwarmansatz wird bereits heute praktiziert. Ein Aggregator bündelt die verteilten Kapazitäten, der Verteil-

netzbetreiber sichert dabei dem einzelnen Netznutzer die unbedingte Netznutzung zu und der Aggregator vermarktet einen statistisch als sicher angesehenen Anteil dieser Kapazitäten an den ÜNB. Sollte es in den Verteilnetzen doch zu Einschränkungen oder Ausfällen kommen oder sollten andere Ereignisse die Verfügbarkeit der einzelnen Assets beeinträchtigen, kann der Aggregator dies durch angepassten Einsatz anderer Assets auffangen und ausgleichen. Da die hier untersuchten Cases stets nur ein Asset bzw. ein Netz betrachten, kann der Poolansatz im Rahmen dieser Studie nicht weiter quantifiziert werden. Über Eckdaten wie die notwendige Verteilung von Kapazitäten über verschiedene Netze, den statistisch gesicherten Anteil, die Kompensationsautomatismen etc. kann hier keine Aussage getroffen werden. Es besteht aus Sicht der Gutachter trotz existierender realer Beispiele weiterer Untersuchungsbedarf.

Abgrenzung: Hier behandelt wird die Regelenergie in der Nomenklatur der Übertragungsnetzbetreiber. Davon abweichend kann es sinnvoll und hilfreich sein, flexible Netznutzer zum lokalen Ausregeln von Ungleichgewichten heran zu ziehen. Dies ist vorliegend nicht unter dem Begriff „Regelenergie“ subsummiert.

5.3.4 Betrachtung der Regelenergie in dieser Studie

Regelenergieerbringung aus flexiblen Einheiten – auch im Verteilnetz – ist schon heute gelebte Praxis und darüber hinaus ein relevantes Szenario der Zukunft³⁴. Aus diesem Grund werden die im Folgenden betrachteten Cases auf ihre Eignung für Regelenergieerbringung hin untersucht.

Bezüglich des normativen Rahmens ist zunächst durch die Beobachtung des heutigen Einsatzes von Speichern am Regelenergiemarkt anschaulich belegt, dass dieser Rahmen nicht streng prohibitiv ist. Ein Einsatz ist grundsätzlich möglich, dennoch sind Weiterentwicklungen der Rahmenbedingungen wie z. B. der Präqualifikationsanforderungen erstrebenswert, um weitere Teilnehmer für diesen Markt gewinnen zu können. Insbesondere kleine Mindestlosgrößen, kurze Bindefristen und Poolungsmöglichkeiten sind – wie in der Vergangenheit erwiesen – wirksame Stellschrauben, um Markteintrittsbarrieren abzubauen.

Für jeden der Cases wird zunächst qualitativ die Eignung für eine Regelenergieerbringung geprüft. Sofern hierbei prohibitive Rahmenbedingungen erkannt werden, werden diese benannt.

Falls die qualitative Prüfung zu einem positiven Ergebnis führt, werden die Erlöspotenziale durch eine Abschätzung überschlägig³⁵ quantifiziert, indem die angenommene vorhandene (theoretische) Gebotsleistung des betrachteten räumlichen Zusammenhangs, also die Summenleistung der Flexibilitätsoptionen im betrachteten Gebiet, mit einem angenommenen Leistungspreis für Primärregelung bewertet wird.

Eine Herausforderung in diesem Ansatz besteht darin, die Preise für Primärregelleistung langfristig vorherzusagen. Das grundsätzlich erfreuliche Eintreten weiterer Marktteilnehmer führt durch die geringe Größe des Marktes zu einer Markt-Kannibalisierung, die wiederum den Anreiz für weitere Marktteilnehmer absenkt. Um dennoch eine quantitative Aussage zum Erlöspotenzial zu erhalten, wurden die Vergangenheitspreise als Bemessungsmaßstab herangezogen. Die folgende Abb. 26 zeigt die Preisentwicklung der vergangenen 1,5 Jahre.

³⁴ Vgl. BMWi – Impulspapier Strommarkt 2030, Trend 10

³⁵ Eine detaillierte Betrachtung von Geschäftsmodellen, etwa der simultanen Optimierung eines Speicher-Managements gegen mehrere Marktstufen, kann im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen und würde auch nicht dem Hauptzweck der Studie, nämlich der Weiterentwicklung des normativen Rahmens, dienen. Zweifellos ist aber das einzelwirtschaftliche Potenzial der flexiblen Anwendungen auch von solchen strategischen Einsatzüberlegungen abhängig, es besteht daher Untersuchungsbedarf.

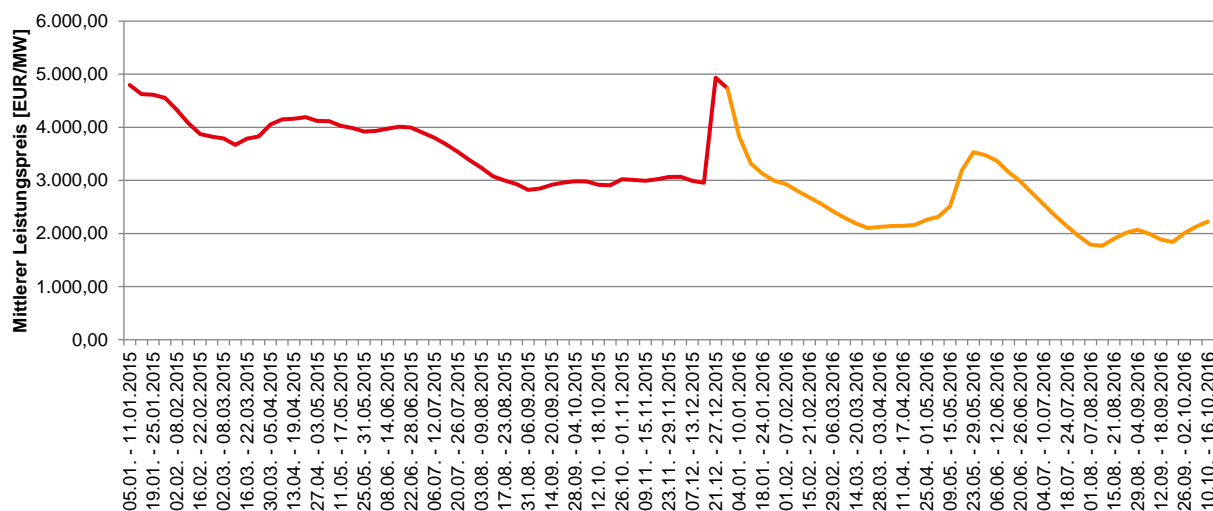


Abb. 26: Preisentwicklung Primärregelleistung³⁶, rot: 2015, orange 2016

Der mittlere Leistungspreis im Jahre 2015 lag bei etwa 3.650 €/MW pro Woche, der für die erste Jahreshälfte 2016 bei ca. 2.650 €/MW. Diese beiden Werte werden im Weiteren als Orientierungsgrößen im Sinne zweier Szenarien verwendet. Eine Prognose der Preisentwicklung findet nicht statt.

Es ist festzuhalten, dass der schlichte Multiplikationsansatz nur eine Schätzung für das Erlöspotenzial darstellt. Weder Gebotsstrategien noch Nicht-Bezuschlagungen oder andere Effekte aus dem Auktionsverfahren werden hier berücksichtigt. Angesichts der drastischen Schwankungen des zugrunde liegenden Preises erscheint diese Vereinfachung im vorliegenden Rahmen allerdings als zulässig.

Da, wie bereits ausgeführt, die unbedingte Netznutzung Voraussetzung für die Vermarktung der Regelleistung ist, werden die Erlöspotenziale den Netzausbaukosten für den unbedingten Netzzugang gegenübergestellt. Dies ist mit dem Gedankenmodell gleichbedeutend, dass das Netz für die Belange der Regelenergie-Anbieter ausgebaut und die damit verbundenen Kosten diesen individuell zugeordnet würden. In diesem Fall wäre eine einzelwirtschaftliche Entscheidung des Anbieters tragfähig. Abweichend von diesem Gedankenmodell ist auch eine Sozialisierung der Netzkosten denkbar. In diesem Fall wäre aber der Vergleich von Kosten des Netzausbaus und Erlösen des Anbieters ohne Aussagekraft.

5.3.5 Fazit Regelleistung

Unabhängig von den Kosten- und Erlösermittlungen bleibt grundsätzlich festzuhalten, dass die Erbringung von Regelleistung aus Flexibilitäts Optionen, die auch im Verteilnetz angesiedelt sein können, zu den interessanten Optionen der Zukunft zählen, denn der Rückgang der konventionellen Anbieter wie thermischer Kraftwerke macht eine Kompensation zwingend erforderlich. Dies wird unterstützt durch das Impulspapier „Strommarkt 2030“ des BMWi, in welchem im Zuge der notwendigen Prozessweiterentwicklung explizit die Erbringung von Systemdienstleistungen aus den unteren Netzebenen genannt wird.³⁷ Die Aufgabe besteht darin, diesen potenziellen Anbietern keine unnötigen regulatorischen Hürden in den Weg zu stellen und sinnvolle Möglichkeiten zu finden, ihre Tätigkeit mit den Belangen des Anschlussnetzes zu harmonisieren.

³⁶ Quelle: www.Regelleistung.net

³⁷ BMWi – Impulspapier Strommarkt 2030, Trend 10

5.4 Redispatch

5.4.1 Begriffsbestimmung

Unter Redispatch wird allgemein der nachträgliche Eingriff in die geplante Fahrweise einer Erzeugungseinheit verstanden. Die angepasste Fahrweise soll externen Randbedingungen, wie z. B. den Gegebenheiten des Netzes, Rechnung tragen. Der Vorgang ist weniger transparent als der Markt für Regelleistung, die Handlungen beziehen sich oft auf die Entlastung einzelner Netzabschnitte und sind oft auf bilaterale Verträge gestützt. Ob daher grundsätzlich die Thematik einer marktlichen Lösung offensteht ist zu bezweifeln, da eine Bietervielfalt nicht zu erwarten ist.

Die Bundesnetzagentur definiert im Rahmen des Monitoringberichtes³⁸ wie folgt:

„Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Netzengpässe in Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung ab. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke (in den Ausgleichsgebieten oder anderen auszugleichenden Gebieten) bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung unverändert.“

Im konkreten Anwendungsfall erkennt z. B. der Übertragungsnetzbetreiber eine aus dem Day Ahead Handel oder kürzerfristig auftretende Überlastsituation, etwa durch besonders starke Einspeisung von EE-Erzeugung im Norden Deutschlands gepaart mit einer Lastsituation im Süden. Reicht die weiträumige Transportkapazität des Übertragungsnetzes nicht aus, um diesen Transport zu gewährleisten, kann der ÜNB Einspeisungen im Norden reduzieren und im Süden erhöhen, also die geplante Fahrweise der Kraftwerke redispatchen. Nach diesem Eingriff ist die Situation netztechnisch wieder beherrschbar. Ein Sonderfall des Redispatch besteht darin, dass auf der Überschussseite Einspeisemanagement der EE-Anlagen durchgeführt wird.

Abgrenzung: Auch in lokalem Zusammenhang, etwa zum Ausgleich der Bilanz eines Verteilnetzes, also der Beeinflussung der Übernahme oder Rückspeisung elektrischer Energie aus dem vorgelagerten Netz, kann ein Eingriff in die Erzeugungsfahrpläne als Maßnahme in Frage kommen. In diesem Fall träte der VNB in die zuvor beschriebene Rolle des ÜNB als Anforderer des Redispatch ein. Im Kontext dieser Studie wird dies aber nicht unter dem Begriff Redispatch subsummiert.

5.4.2 Grundsätzliche Würdigung des Redispatch

Damit eine Erzeugungs- oder Verbrauchseinheit für Redispatch herangezogen werden kann, sind (aus technischen Gründen, also nicht normativ) eine Reihe von Vorbedingungen zu erfüllen. Diese sind im Wesentlichen die Folgenden:

- „Region“: Die Position in Deutschland muss geeignet sein (typisch: Einspeisung im Süden, Last im Norden der Mainlinie)

³⁸ Vgl. Bundesnetzagentur – Monitoring Bericht 2015

- „Übertragungsnetz-Topologie“: Die Position an / in der Nähe einer überlasteten Übertragungsnetz-Trasse muss deren Entlastung ermöglichen.
- „Verteilnetz-Topologie“: Die Netzeinbindung im jeweiligen Verteilnetz muss sicherstellen, dass der Redispatcheinsatz im Verteilnetz ermöglicht werden kann, das Netz diesen abweichenden Dispatch also tragen kann. Das ist tendenziell umso wahrscheinlicher, je höher die Netzebene, jedoch individuell zu prüfen!
- „Potenzial“: Die betrachtete Technik muss einen typischen Redispatcheinsatz (ggf. gemeinsam mit anderen) leisten können, ein Speicher z. B. muss die benötigte Dauer an Ausspeisung durch seine Kapazität ermöglichen.
- „Verlässlichkeit“: Der Marktteilnehmer muss dem ÜNB mit der benötigten Verlässlichkeit zur Verfügung stehen.

Wenn diese Bedingungen erfüllt sind, erfolgt eine Abwägung, ob die aus dem Redispatch folgenden Einschränkungen für den Basisnutzen der Flexibilitätsoption wirtschaftlich interessant sein könnten.

5.4.3 Umgang mit Redispatch im Rahmen dieser Untersuchung

Da zu den untersuchten Netzen dieser Studie nicht das deutsche oder europäische Übertragungsnetz gehört, entzieht sich das Redispatch der direkten Quantifizierung. Eine modellbasierte Betrachtung findet daher nicht statt. An ihre Stelle tritt die Frage, ob eine der zwei Seiten des Redispatch, also entweder das Abregeln oder das Erhöhen der Leistung eines Erzeugers (für Lasten gilt Entsprechendes vice versa) als mögliche zusätzliche Handlungsoption für den flexiblen Netznutzer zu betrachten ist.

Aufgrund der oben aufgezählten Voraussetzungen für eine Redispatch-Erbringung muss grundsätzlich festgehalten werden, dass eine individuelle Prüfung zwingend erforderlich ist. Während in einem Fall / Netz die Erbringung möglicherweise unmöglich ist, da die Überlastung lokaler Betriebsmittel droht, kann sie in anderen Netzen oder Konstellationen problemlos und zweckdienlich sein.

Bezüglich der möglichen Konflikte zwischen dem Redispatchabruf einerseits und der lokalen Netzsituation andererseits stellt sich die Lage ähnlich der Regelenergieerbringung dar: Da das Redispatchsignal ein überregionales (im Sinne eines nicht auf das Anschlussnetz bezogenes) Signal darstellt, ist der temporäre Konflikt mit den lokalen Bedürfnissen nicht grundsätzlich auszuschließen. Auch hier gilt folglich, dass eine Redispatch-Erbringung eine unbedingte Netznutzung voraussetzt.

Die Festlegung eines anzusetzenden Preises für die Einschätzung des finanziellen Potenzials ist – ähnlich wie bei der Regelenergie - in diesem Fall unsicher. Beim Redispatch ist die Lage insofern nochmals intransparenter, da es sich nicht um einen Markt, sondern um bilaterale Vereinbarungen zwischen ÜNB und Erbringer handelt. Einen Anhaltspunkt bietet allerdings der Monitoringbericht 2015³⁹ der Bundesnetzagentur. Als Abschätzung kann die für das Berichtsjahr 2014 ausgewiesene Arbeit für Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (5.197 GWh) ins Verhältnis zu den korrespondierenden Kosten (186,7 Mio. €) gesetzt werden. Bei aller Vorsicht und Zurückhaltung bezüglich der Präzision dieser Abschätzung kann der „Arbeitspreis“ für Redispatch damit zu ca. 36 €/MWh abgeschätzt werden. Die individuellen Realisierungen dürften weit um diesen Wert streuen.

Die Höhe einer angemessenen Vergütung wurde durch die BNetzA im Jahre 2012 geregelt (BK8-12-019). Diese Festlegung wurde jedoch in 2015 durch das OLG Düsseldorf aufgehoben, folglich hat die BNetzA ebenfalls die

³⁹ Abrufbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4

genannte Festlegung rückwirkend aufgehoben. Tenor der Festlegung war die Kostenneutralität, also der Ausgleich zusätzlicher Aufwendungen für den Marktteilnehmer, der z. B. ein Kraftwerk starten muss bzw. die Abschöpfung zusätzlicher Erlöse auf der Gegenseite. Ein zusätzlicher Profit durch die Teilnahme an Redispatch scheint damit systematisch nicht gewünscht und für einen zukünftigen Businesscase irrelevant.

5.4.4 Fazit Redispatch

Redispatch kann prinzipiell aus Anlagen in allen Netzebenen erbracht werden. Ähnlich wie bei der Diskussion der Regelleistung muss auch im Fall des Redispatch in den kommenden Dekaden ein großer Teil der heute verfügbaren teilnehmenden Leistung und Arbeit substituiert werden, zudem steigt in den vergangenen Jahren der Bedarf an, vor allem durch die Verzögerungen im Netzausbau. Flexible Marktteilnehmer sind teilweise in der Lage, diese Lücke mit zu füllen.

Aus technischer Sicht müssen diverse Bedingungen erfüllt sein, damit der Einsatz dem Zweck der Betriebsmittelentlastung dient. Dies ist individuell zu prüfen.

Einzelwirtschaftlich stellt der Redispatch absehbar keine kalkulierbare oder relevante Erlösquelle dar. Die Preisfestlegung ist derzeit im Wandel, eine Festlegung mit dem Ziel der Kostendeckung scheint aber nicht unwahrscheinlich. Zusatzerlöse dürften daher kaum realisierbar sein. Die quantitative Betrachtung von Zusatzerlösen wird daher im Rahmen dieser Studie nicht weiter verfolgt.

5.5 Vorüberlegungen zu den regulatorische Handlungsoptionen

In den vorgestellten Cases werden verschiedene Ausprägungen des regulatorischen Rahmens näher untersucht. Es wird jeweils identifiziert,

- an welchen Stellen der regulatorische Rahmen den **marktdienlichen** Einsatz von Speichern (unnötig) einschränkt bzw. unmöglich macht, wobei hier zwischen netzbezogenen und nicht-netzbezogenen Rahmenbedingungen zu differenzieren ist,
- inwieweit der marktdienliche Einsatz des Speichers bzw. der Anwendung in den Cases auch bei sinnvoll angepassten Rahmenbedingungen im Konflikt mit einem sicheren und zuverlässigen Betrieb des Verteilnetzes gerät (Kriterium der **Netzverträglichkeit**), und
- an welchen Stellen ein wünschenswerter **netzdienlicher** Einsatz von Speichern durch die Rahmenbedingungen erschwert oder unmöglich gemacht wird.

Fokus dieser Studie ist es, Anpassungen der Rahmenbedingungen für Mehrfachnutzung von Speichern herauszuarbeiten. Dabei soll das gesamtwirtschaftliche Optimum zwischen marktorientierter Erzeugung und Nutzung von Strom einerseits und Netzausbau andererseits angestrebt werden. Dies bedeutet, es soll keine einseitige Optimierung auf Markt oder Netz erfolgen. Heruntergebrochen auf Teilziele lauten diese:

- Gesucht wird das Optimum aus **marktseitigen Kosten und Erlösen, Netz(ausbau)kosten** sowie der **Transaktionskosten**. (Erzeugung und flexible Verbraucher werden betrachtet, unflexible Verbraucher können aus der Betrachtung herausgenommen werden).
- Die Lösung soll **bedarfsgerecht** sein, d. h. insbesondere Netznutzung soll unterschiedlichen Bedarfen der Netznutzer Rechnung tragen (Motto: Freiwilligkeit vor engem Korsett).
- Anzustreben ist eine weitgehende Kostenverursachungsgerechtigkeit.

- Transparenz und Einfachheit sind Voraussetzung für einen liquiden Markt.
- Die **Diskriminierungsfreiheit** muss gewährleistet sein, dazu gehört auch, dass Systemvorteile (wie Durchmischung) an alle Marktteilnehmer sachgerecht weitergegeben werden.
- Voraussetzung für ein funktionierendes Gesamtsystem sind außerdem klare **Rollendefinitionen** und Schnittstellen.

Ferner ist die **Umsetzung der Energiewende** ein eigenes Ziel, konkret ausgeprägt durch

- die Integration von EE-Erzeugung
- die Ermöglichung und Förderung von volkswirtschaftlich sinnvollen Sektorkopplungs-Technologien

Hierbei bestehen auch Zielkonflikte. Komplexität, Transparenz und Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen müssen in Einklang gebracht werden, denn Kleinteiligkeit ist komplex, für die Akteure schwierig zu handhaben und führt ggf. zu hohen Transaktionskosten sowie geringer Liquidität durch den Aufbau der bereits genannten Markteintrittsbarrieren.

Außerhalb des unmittelbaren Fokus dieser Studie, aber wichtig für Rahmenbedingungen sind außerdem Finanzierungs- und Verteilungseffekte, z. B. muss die Finanzierung der über Umlagen refinanzierten Aufgaben sichergestellt werden sowie die Sozialverträglichkeit inkl. Auswirkungen auf Gewerbe und Industrie und die regionale Verteilungen beachtet werden.

Die Ermöglichung eines marktdienlichen Einsatzes der Speicher – idealerweise mit wenigen Einschränkungen über verschiedene Marktstufen hinweg – wird hierbei als volkswirtschaftlich wünschenswert angesehen.

Zentrale Anforderungen an die Einführung von (regulatorischen) Instrumenten sind, **Effektivität** und **volkswirtschaftliche Effizienz** zu erreichen. Um diese Anforderungen bestmöglich zu erfüllen, werden die später abgeleiteten Vorschläge nach bestimmten Grundsätzen formuliert.

Die Lösung von Problemen im Netz kann entweder durch **Investitionen** in die Infrastruktur oder durch Verhaltensänderungen / **Verhaltenslenkung** der beteiligten Akteure erfolgen. Im Allgemeinen ist Infrastruktur zwar kapitalintensiv, trotzdem kann es volkswirtschaftlich sinnvoller sein in Infrastruktur zu investieren, anstatt Verhaltensänderungen vieler Akteure zu erzwingen. Eine Vorfestlegung auf eine der beiden Strategien sollte demzufolge nicht erfolgen.

Das **Verursacherprinzip** soll weitestgehend angewendet werden. Das bedeutet, die Verursacher eines Problems müssen zu seiner Problemlösung durch Verhaltensänderung beitragen oder zumindest für die Problemlösung finanziell aufkommen. Klassische Umsetzungen des Verursacherprinzips sind Umweltsteuern auf den „Verbrauch von Umwelt“.

Es sollen die **bestmöglichen Ressourcen** (Technik, Optionen für Verhaltensänderungen) für die Lösung eines Problems genutzt werden, unabhängig davon, wer über diese Ressourcen verfügt. Zum Beispiel haben oft andere Akteure als die Verursacher eines Problems die Ressourcen, das Problem sehr leicht zu lösen. Ein Beispiel wäre ein leicht regelbares Kraftwerk, das seine Stromerzeugung deutlich leichter anpassen kann, als eine Vielzahl von kleinen Stromverbrauchern ihren Verbrauch.

Die Verhaltensmöglichkeiten der Akteure sollen nur **so wenig wie nötig eingeschränkt** werden. Ein Beispiel für ein Instrument mit vielen Wahlmöglichkeiten sind Steuern und Abgaben: Sie schränken die Wahlmöglichkeiten nicht ein, denn die Akteure können wählen, ob sie die Steuern durch Verhaltensänderungen vermei-

den oder bezahlen. Eine vorübergehende oder dauerhafte Einschränkung von Verhaltensmöglichkeiten kann auch Gegenstand einer freiwilligen Entscheidung eines Akteurs sein.

Ein **sinnvolles Ineinandergreifen** der einzelnen Instrumente, also eine gute Koordination der Einzelbestimmungen, ist der Effizienz dienlich.

Mit den beschriebenen Grundsätzen können Lösungsansätze für die Probleme des marktdienlichen Betriebs formuliert werden.








6 Untersuchungsergebnisse der ausgewählten Cases

In diesem Kapitel werden die sechs exemplarisch gewählten Cases sowie die Auswertung der Einsatzsimulation im Detail aufgeführt. Wie bereits vorab angeführt, wird der Einheitlichkeit halber im Folgenden jede Flexibilitätsoption mit „Speicher“ bezeichnet.

Da die im Folgenden dargestellten Ergebnisse sehr umfangreich und detailliert sind, erfolgt zunächst eine inhaltliche Kurzzusammenfassung der in diesem Kapitel gewonnen Erkenntnisse in Kap. 6.1. Diese dient dabei ausschließlich als Überblick. Die Darstellung der Details ist in den Abschnitten 6.2 bis 6.7 zu finden.

6.1 Zusammenfassung der Analyseergebnisse

Im Zuge der Berechnungen wird in den jeweiligen Cases eine Optimierung der Fahrweise unter gleichzeitiger Berücksichtigung von verschiedenen Marktstufen sowie Anwendungsgebieten untersucht. Das heißt, im Zuge der Optimierung wird in jedem untersuchten Fall die betriebswirtschaftlich optimale Multi-Use Fahrweise bestimmt. Eine Darstellung der jeweils berücksichtigten Marktstufen bzw. Anwendungsgebiete findet sich in Abb. 27. In allen Cases zeigt sich, dass diese Multi-Use Fahrweise bei zusätzlich netzdienlichem Verhalten nur minimale Einschränkungen erfährt. Weiterhin lassen sich durch die Installation der Speicher auch weitere Nebennutzen wie Netzautonomie und Notstromversorgung heben. Diese potentiellen Zusatznutzen werden im Zuge der Studie jedoch nicht quantifiziert.

 Anwendung						
Netzentgeltoptimierung				X		
Spotmarkt-Trading	X	X	X	X	X	X
Regelleistungserbringung	(X)	(X)	(X)	X	(X)	(X)
Fremdbezugsoptimierung		X	X			
Netzausbauoptimierung					X	
Vermarktung von Wärme/Kraftstoff				X		
Elektromobilität	X					

X: Bei Optimierung berücksichtigt
(X): Qualitativ berücksichtigt

Abb. 27: Darstellung der im Zuge der Einsatzoptimierung berücksichtigten Multi-Use Ansätze



Case I: Analyse der Ladevorgänge eines **E-Mobility-Prosumers** in der Niederspannung, der sein Fahrzeug primär zum Pendeln einsetzt.

In diesem Case zeigt sich, dass es auch bei moderaten Annahmen wie Elektrofahrzeugen der Mittelklasse und dem Verzicht auf Schnellladetechnologie (d.h. einer Ladeleistung >11 kW) bereits in frühen Stützjahren zu einzelnen, temporären Netzüberlastungen kommen kann. Dieser Effekt tritt vermehrt in den Abendstunden auf, wenn Ladevorgänge der Fahrzeuge zeitgleich zu Haushaltslastspitze stattfinden sollen. Im Laufe der untersuchten Jahre steigt die Anzahl der Netzüberlastungen stark an.

Bei Betrachtung von zeitinvarianten Strombezugskosten fehlt es dem Akteur an Motivation, seinen Lastbezug anzupassen. In einem zukünftigen Ordnungsrahmen kann die Ausrichtung des Ladeverhaltens am nationalen Spotmarktsignal dazu führen, dass es zu einer Synchronisierung des Ladeverhaltens und somit zu einer höheren Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge kommt. Bei einer geringen Durchdringung von Elektrofahrzeugen und günstigeren Spotmarktpreise in der Nacht, kann dies aber durchaus eine positive Wirkung auf die lokale Netzsituation haben. Im heutigen Rahmen sind diese zeitsteuernden Anreize jedoch relativ schwach, so dass zusätzliche zeitsteuernde Elemente wünschenswert wären.

Die positive Wirkung eines solchen Signals muss allerdings durch ein lokales Netzautomatisierungssystem überwacht werden, um netzplanerisch berücksichtigt werden zu können. Bei unzureichender steuernder Wirkung, muss der Netzbetreiber eine verlässliche rechtliche sowie technische Eingriffsmöglichkeit haben. Unabhängig von der nutzerindividuellen Ladestrategie treten Grenzwertverletzungen nur kurzzeitig und selten auf, so dass ein minimaler Eingriff in das Ladeverhalten grundsätzlich effizienter erscheint, als ein konventioneller Netzausbau des untersuchten Niederspannungsnetzes. Im Einzelfall kann dieser aber dennoch die kostengünstigste Option darstellen. Im Rahmen der Case-Study kam es durch zeitliche Verschiebung zu keiner Einschränkung der Nutzer-Mobilität und die wirtschaftlichen Auswirkungen auf das kostenoptimale Ladeverhalten sind vernachlässigbar gering. Im Falle von zeitinvarianten Strompreisen sind diese wirtschaftlichen Auswirkungen ohnehin nicht vorhanden, da hier ausschließlich die Höhe der bezogenen Strommengen Kosten verursachen.



Case II: Untersuchung einer in der Niederspannungsebene gelegenen **Smart-Neighborhood**, die ihren gemeinsamen Fremdbezug minimiert und sowohl Erzeugungskapazitäten wie auch Speicher besitzt.

Betrachtet man die Fahrweise des Speichers im heutigen Rahmen, so steht die Vermeidung der Zahlung von staatlich induzierten Preiskomponenten („SIP“) als wirtschaftlicher Anreiz im Vordergrund. Dazu erfolgt eine Zwischenspeicherung des selbsterzeugten PV-Stroms zur späteren Verwendung, um den Umlagen behafteten Strombezug zu minimieren. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die kostengünstige Installation einer dezentralen Netzautomatisierung und der Einbindung von Speichern in der Smart-Neighborhood ein konventioneller Ausbau aus technischen Gesichtspunkten vermieden werden kann und einspeisebedingte Grenzwertverletzungen durch eine angepasste Speicherbetriebsweise behoben werden könnten. Die Abregelung von Photovoltaikanlagen ist dabei in dem hier untersuchten Fall nicht erforderlich. Allerdings kann die eventuelle Netzüberlastung durch überhöhte PV-Einspeisung nicht zuverlässig vermieden werden, falls das lokale Signal des aktuellen Netzzustandes keine Berücksichtigung bei der optimierten Speicherfahrweise findet. Auch Marktsignale werden nur bedingt berücksichtigt; generell sind diese weitestgehend unkorreliert zu loka-

len Signalen. An dieser Stelle könnten zeitliche, bzw. in Abhängigkeit vom lokalen Netzzustand, differenzierte Signale hilfreich sein.

Erlaubt man zusätzlich marktorientiertes Trading des Speichers im angepassten Rahmen, so stellt sich eine Speicherfahrweise ein, die nicht länger die Vermeidung von SIP zum Ziel hat. Insbesondere erhöhen sich durch diese Fahrweise die von der Smart-Neighborhood bezogenen Energiemengen. Einerseits wird aufgrund von geringerem Verbrauch des selbst erzeugten PV-Stroms eine größere Menge zur Lastdeckung benötigt, andererseits wird Strom zum späteren Rückverkauf bezogen und eingespeichert. Beim Trading des Batteriespeichers entstehen dabei in dem hier untersuchten Fall zusätzliche Grenzwertverletzungen, die ohne den Speicher nicht aufgetreten wären. Eine netzverträgliche, temporäre Einschränkung des marktorientierten Verhaltens auf Basis des Netzzustandes, kann das Problem jedoch beheben. Durch die nur seltenen und kurzzeitigen Einschränkungen der Betriebsweise der Speichersind die wirtschaftlichen Auswirkungen für den Speicherbetreiber vernachlässigbar und gleichzeitig lässt sich Verteilnetzausbau verhindern.



Case III: Betrachtung eines **progressiven Eigenoptimierers** in der Niederspannung, der neben PV-Anlage und Speicher auch eine Wärmepumpe besitzt.

Betrachtet man die Fahrweise des Speichers im heutigen Rahmen, so steht die Vermeidung der SIPs im Vordergrund, analog zu den Ergebnissen aus Case II. Dabei kommt es in einzelnen Abgängen zu einspeisebedingte Netzüberlastungen, zusätzlich kann die hohe Durchdringung mit Wärmepumpen in den späteren Jahren für lastseitige Netzprobleme sorgen. Diese Netzprobleme können dabei durch eine angepasste Fahrweise des Speichers vermindert werden. Da lokale Signale des aktuellen Netzzustandes in der Optimierung jedoch bisher keine Berücksichtigung finden, kann diese Vermeidung von Netzbelastung nicht zuverlässig garantiert werden. Durch das im alternativen Rahmen auftretende marktorientierte Tradingverhalten des Speichers werden insbesondere die Fahrweise und der Stromverbrauch der Wärmepumpe beeinflusst.

Speicher sowie die weiteren Flexibilitäten in jedem Prosumer-Haushalt können die Netzprobleme zwar verhindern, jedoch nur, wenn das Betriebsverhalten auf Basis des Netzzustandes, d. h. eines lokalen Signals, temporär angepasst wird. Die Kosten für die dezentrale Netzautomatisierung liegen dabei deutlich unter den Kosten für den konventionellen Netzausbau des untersuchten Verteilnetzes – gleichzeitig muss das Betriebsverhalten der Prosumer nur geringfügig angepasst werden. Die Wirtschaftlichkeit des Speichers verschlechtert sich durch die angepasste Fahrweise somit nur geringfügig.



Case IV: Untersuchung von **Konzepten zur Sektorenkopplung** am Beispiel einer Power-to-Heat Anlage in der Hochspannung.

Im hier untersuchten Fall führt die starke Verzerrung durch SIPs dazu, dass die Power-to-Heat Anlage im heutigen Rahmen nicht konkurrenzfähig zur Wärmeerzeugung mit Gas ist. Ihre flexibel einsetzbare Last wird daher nur selten ans Netz gebracht. In diesem Case wird die Power-to-Heat Anlage in einem durch Erneuerbare Energien überspeisten Netz untersucht, d.h. die Anlage kann theoretisch dazu beitragen, das überlastete Netz wirksam zu entlasten. Generell gibt es im heutigen Rahmen jedoch keinen Anreiz, die Fahrweise der Anlage unter Einbezug von Netzrestriktionen anzupassen. Der Forderung nach lokalen, zeitsteuernden Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber, zur Vorgabe einer netzdienlichen Betriebsweise, kommt eine besondere Bedeutung bei, da die Nützlichkeit der Fahrweise stark von der lokalen Netzsituation abhängt. Die Attrak-

tivität Flexibilität zur Verfügung zu stellen, kann für die Anlage zusätzlich durch Anreize bzw. Wegfall von Hemmnissen gesteigert werden.

In dem betrachteten Fall ist die Häufigkeit der Leitungsüberlastungen sehr gering und in den wenigen Überlastungssituationen ist ein dynamisches Einspeisemanagement die mit Abstand kostengünstigste Option und kann konventionellen Netzausbau des untersuchten Hochspannungsnetzes substituieren. Hochspannungsnetze sind in der Regel bereits vollständig überwacht und die angeschlossenen Anlagen sind steuerbar. Innovative Betriebskonzepte lassen sich somit, im Gegensatz zu Mittel- und Niederspannungsnetzen, mit vergleichsweise geringem hardwareseitigen Aufwand umsetzen. Gleichzeitig wäre der konventionelle Ausbau von Hochspannungsnetzen mit hohen Investitionen verbunden.

Der große Vorteil der Ansteuerung der Power-to-Heat Anlagen ist die sinnvolle Nutzung der vorhandenen Energie anstelle der Abregelung von DEA. Dieser Vorteil wächst ceteris paribus mit steigenden Mengen. Die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen zur Sektorenkopplung muss jedoch durch einen anderen Primärnutzen sichergestellt werden, da die hier untersuchten Erlöse nicht für eine Wirtschaftlichkeit ausreichen. Netzdienlicher Einsatz dieser Flexibilität lohnt sich gegenüber konventionellem Netzausbau immer dann besonders, wenn er nur selten erfolgen muss. Vernachlässigt man die Zusatzbelastungen durch SIPs, so kann in diesem Fall bereits mit geringen Anreizzahlungen des Netzbetreibers eine netzdienliche Fahrweise des Anlagenbetreibers realisiert werden, welche die Schlechterstellung der Einschränkung des Primärnutzens kompensiert.



Case V: Ein **Verteilnetzbetreiber reduziert Netzausbau** durch Installation und Betrieb eines Speichers als Netzasset.

Losgelöst von der ungeklärten, zukünftigen rechtlichen Situation in Bezug auf den Besitz von Speichern durch Netzbetreiber zeigt der hier untersuchte Fall, dass Speicher aufgrund der aktuellen Kostenstrukturen als reine Netzbetriebsmittel zur alleinigen Behebung der Grenzwertverletzung im Allgemeinen keine wirtschaftliche Lösung darstellen.

Netzdienlicher Flexibilitätseinsatz ist immer dann besonders sinnvoll, wenn er nur temporär und selten erfolgen muss. Die Dimensionierung und der Einsatz der Speicher sind für diese seltenen Fälle im Vergleich zu den Handlungsalternativen des Netzbetreibers nicht konkurrenzfähig. Selbst bei Berücksichtigung von eventuellen, kostenmindernden Markterlösen, kann unter den getroffenen Annahmen die Lücke zu den Handlungsalternativen nicht geschlossen werden. Dynamische Entwicklungen bei den Kosten für Speichersysteme, eine optimierte Positionierung im Netz und die Kombination mit weiteren Maßnahmen wie dem Einspeisemanagement können sich auf die Konkurrenzfähigkeit zukünftig positiv auswirken. Allerdings ist die Einbindung von ohnehin vorhandenen Speichern gegenüber dem Neubau als Netzasset vorzuzugswürdig.



Case VI: Analyse eines Speichers als On-site Speicher auf dem Gelände eines PV-Parks.

Im Zuge der hier durchgeführten Analyse wird der Speicher zur Optimierung der Erlöse aus der Direktvermarktung der PV-Erzeugung untersucht. Dabei zeigt sich, dass im Laufe der betrachteten Jahre trotz steigender Spreads am Strom-Großhandelsmarkt nur geringe Zusatzerlöse, durch die Zwischenspeicherung des PV-

Stroms, erwirtschaftet werden. In diesem Case wird dem Speicher im alternativen Rahmen der Freiheitsgrad gewährt, zusätzlich mit Graustrom zu handeln. Aufgrund der dadurch implizierten Restriktionen auf die EE-Vermarktung ist dies jedoch nicht lukrativ. Ein netzkonformes Verhalten des Speichers ist jedoch in beiden Fällen nur minimal schädlich für den Besitzer. Für einen wirtschaftlichen Betrieb ist eine PRL-Vermarktung notwendig selbst, wenn die Fahrweise des Assets wie in diesem Case nicht darauf optimiert ist. Ein netzkonformes Verhalten kann allerdings zu Konflikten bei den Anforderungen der Regelleistungserbringung führen.

Der Austausch von Transformatoren zur Erweiterung der Übertragungskapazitäten aufgrund von Rückspeisungen in die überlagerte Netzebene ist mit hohen Investitionskosten verbunden. Ein dynamisches Einspeisemanagement stellt eine kostengünstige Alternative dar, um in den seltenen Fällen der Überlastung die DEA abzuregeln. Dabei kann durch die Ansteuerung des Speichers der Anteil der abgeregelten Energie sinnvoll reduziert werden. Diese Maßnahme lohnt sich insbesondere auch zum zeitlichen Aufschub von Investitionen, bis sie aus anderen Gründen ohnehin fällig werden.

6.2 Case I: E-Mobility-Prosumer

In den anschließenden Abschnitten wird zuerst die Parametrisierung des Cases angegeben. Im Anschluss erfolgen die Auswertung der Speicher- und Netzsimulation sowie eine Zusammenfassung der Ergebnisse und mögliche Extrapolationen auf Basis dieses Cases.

6.2.1 Falldefinition: Annahmen und Setzungen

6.2.1.1 Beschreibung des Cases

Der Untersuchungsgegenstand in diesem Case ist die Flexibilität von Privatanutzern individueller Elektromobilität, angesiedelt in einem Wohngebiet in der Niederspannungsnetzebene. Der an dieser Stelle modellierte Anwender besitzt ein Elektrofahrzeug zum täglichen Pendeln zum Arbeitsplatz. Am Wochenende wird der Wagen für Freizeitfahrten eingesetzt. Die Flexibilität bei der Ladung des Fahrzeuges ergibt sich aus der Anpassung des unidirektionalen Ladevorgangs, d. h. eine Rückspeisung der in der Batterie eingespeicherten elektrischen Energie ist nicht vorgesehen.

Da in diesem Case die Untersuchung der Auswirkungen des Ladeverhaltens von Elektromobilitätsakteuren in Wohngebieten im Niederspannungsnetz im Vordergrund steht, wird angenommen, dass das Aufladen des Fahrzeuges ausschließlich am Wohnort des Nutzers stattfindet. Zusätzlich gibt es ohne die Anwesenheit von Elektrofahrzeugen keine netzseitigen Probleme in den betrachteten Netzabgängen. In diesem Case steht der Netzbetreiber also vor der Aufgabe, Probleme, die durch nicht-netzverträgliche Ladevorgänge von Speichern entstehen können, zu lösen und mögliche Potenziale für Synergien zu erschließen.

6.2.1.2 Heutige Marktsituation des Akteurs

Für die Modellierung der heutigen Situation wird davon ausgegangen, dass der Besitzer des Fahrzeuges mit seinem Energieversorger keinen gesonderten Tarif zur Ladung seines Fahrzeuges abgeschlossen hat. Damit erfolgt die Abrechnung der benötigten Energie ausschließlich auf Basis eines Grundpreises und der bezogenen Jahresarbeit, unabhängig von den Bezugszeitpunkten. Da der Akteur somit keinen Anreiz zum zeitgesteuerten Laden besitzt und seine Mobilität u. U. durch ein unvollständig geladenes Auto eingeschränkt wird,

wird er unter diesen Voraussetzungen sein Fahrzeug aufladen, sobald er an seinem Wohnort angekommen ist.

6.2.1.3 Denkbare zukünftige Marktsituation des Akteurs

Der primäre Nutzen des Elektrofahrzeuges ist es, die Mobilität des Besitzers zu garantieren. Solange diese Aufgabe erfüllt wird, ist es möglich, durch Einsatz des Speichers zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften bzw. entstehende Kosten zu mindern. Da in dem hier untersuchten Case von einem unidirektionalen Ladevorgang ausgegangen wird, steht eine kostenminimale Ladung des Fahrzeuges im Fokus. Dabei könnte es möglich sein, zusätzliche Gewinne durch Vermarktung der Batterie an Regelenergiemärkten (in einem Portfolio aus vielen weiteren Erzeugern und Verbrauchern) zur Refinanzierung der Strombezugskosten zu erlösen (zur Betrachtung der Vermarktung von Regelenergie vergleiche die Anmerkungen in Abschnitt 6.2.2.4).

Weiterhin ist es denkbar, dass dem Fahrzeughalter ein dynamischer Tarif für den Strombezug ermöglicht wird. Seine Ladestrategie könnte sich in diesem Fall an den Preisschwankungen des Strommarktes orientieren. Da die Batterie des Elektrofahrzeuges einen flexiblen Verbraucher (mit gewissen Einschränkungen bezüglich Verfügbarkeit und Füllstand) darstellt, ermöglichen vom Netzbetreiber angereizte bzw. gesteuerte Ladevorgänge ein netzverträgliches bzw. netzdienliches Verhalten. Sollte sich dieses Verhalten für den Akteur zukünftig kostenmindernd, bzw. erlössteigernd auswirken (indem es vom Verteilnetzbetreiber honoriert/vergütet würde), so würde dies in den Wirtschaftlichkeitsüberlegungen der Akteure berücksichtigt. Damit ist künftig eine Kombination der in Abb. 28 dargestellten Anwendungen, im Sinne einer Multi-Use Fahrweise, denkbar.

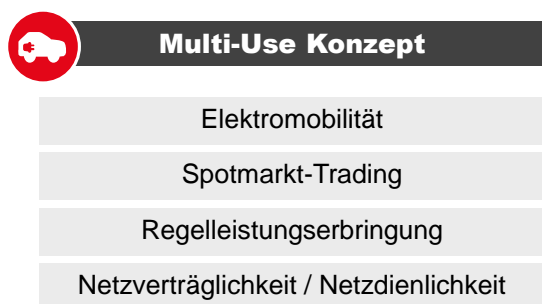


Abb. 28: Darstellung des in Case I zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes

6.2.1.4 Regulatorische Randbedingungen des Akteurs

Im Status quo wird der Energiebedarf des Elektrofahrzeuges wie der Energiebedarf eines normalen Haushaltes bilanziert und abgerechnet. Für die einzelnen Komponenten des Endkundenpreises (Energielieferung, Steuern, Abgaben, Netzentgelte) gilt dabei:

- Der Stromverbrauch wird mit einem Zähler gemessen, der lediglich den Stromverbrauch zwischen dem Zeitraum der Ablesungen erfasst. Die Bilanzierung, der Stromlieferung durch den Lieferanten an den Kunden, erfolgt nach einem Standardlastprofil. Aufgrund dieser Situation hat der Verbraucher einen Liefervertrag, der nicht zeitlich variabel ist, das heißt jede kWh wird unabhängig von der Verbrauchszeit mit dem gleichen Preis abgerechnet.

- Die elektrische Energie ist belastet mit der Stromsteuer und den üblichen Abgaben, u. a. EEG-Umlage, Konzessionsabgabe, KWKG-Umlage. Keine dieser Abgaben und Steuern ist zeitlich variabel. Dies bedeutet, die elektrische Energie ist mit dem für Haushalte anzuwendenden Arbeitspreis und einem Grundpreis netzentgeltspflichtig.
- Ein gesonderter Tarif, welcher Unterbrechbarkeit des Ladevorgangs durch den Netzbetreiber berücksichtigt, wird nicht angenommen.

Im Ergebnis erhält der E-Mobility-Prosumer im Status quo die Energie zu einem Preis, der in jeder seiner Komponenten (Energieförderung, Steuern, Abgaben, Netzentgelte) ausschließlich die bezogene Menge bepreist und nicht zeitlich variabel ist.

Im alternativen normativen Rahmen wird angenommen, dass die Messung, Abrechnung und Bilanzierung so geändert wird, dass der E-Mobility-Prosumer für die Energieförderung einen zeitvariablen Tarif erhält. Die viertelstundenscharfe Bepreisung der bezogenen Energie basiert auf den jeweiligen Spotmarktpreisen an der Strombörse. Mit der bevorstehenden Umsetzung der Zählerstandsgangmessung in Folge des Gesetzes über die Digitalisierung der Energiewende vom 29. August 2016 ist diese Änderung eine zulässige Wahlmöglichkeit für den E-Mobility-Prosumer. Es wird weiterhin angenommen, dass zwischen dem Lieferanten und dem Elektrofahrzeug eine technische Verbindung besteht, über die der Zeitpunkt des Ladens festgelegt werden kann. Diese technische Verbindung kann zum Beispiel über das Internet oder auch über das intelligente Messsystem des Haushalts erfolgen.

Im alternativen normativen Rahmen mit Eingriffsrechten für den Netzbetreiber ist zusätzlich vorgesehen, dass der Netzbetreiber den Ladevorgang des Elektrofahrzeugs unterbrechen bzw. einschränken kann, falls dies die Situation im Verteilnetz erfordert. In den Modellrechnungen ist vorgesehen, dass diese Unterbrechungen über das intelligente Messsystem des Verbrauchers übertragen werden. Die regulatorische Ausgestaltung dieses Eingriffsrechts des Netzbetreibers ist für den Modellfall nicht näher spezifiziert. In Abschnitt 7.2 werden verschiedene Möglichkeiten der Umsetzung näher erläutert. Eine Möglichkeit, diese Eingriffsmöglichkeit umzusetzen, wäre die Nutzung des § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene.

6.2.1.5 Technische Eckdaten des modellierten Speichers

Für das in diesem Case modellierte Elektrofahrzeug wird ein Wagen der „Kompaktklasse“ mit einer Batteriekapazität von 24 kWh und einem spezifischen Verbrauch von 17,8 kWh pro 100 km angenommen⁴⁰. Damit besitzt das Fahrzeug eine Maximalreichweite von ca. 130 km. Die simulierte durchschnittliche werktägige Pendelstrecke beträgt etwa 40 km. Zur Variation der Tagesabläufe wird eine Zeit- und Streckenabweichung basierend auf einer Normalverteilung angenommen. Die Modellierung des Freizeitfahrverhaltens basiert dabei auf einer Mobilitätssimulation für Elektrofahrzeuge⁴¹.

Eine prozentuale Verfügbarkeit des Fahrzeuges, unterschieden nach Werktag und Wochenende, findet sich in Abb. 29.

⁴⁰ Schaufenster Elektromobilität, „EP06: Angaben zu Reichweite und Verbrauch“

⁴¹ Uhlig, R.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.: Dynamic grid support with EV charging management considering user requirements, Proceedings of the CIRED Workshop 2016 "Electrical networks for society and people", Helsinki, 2016.

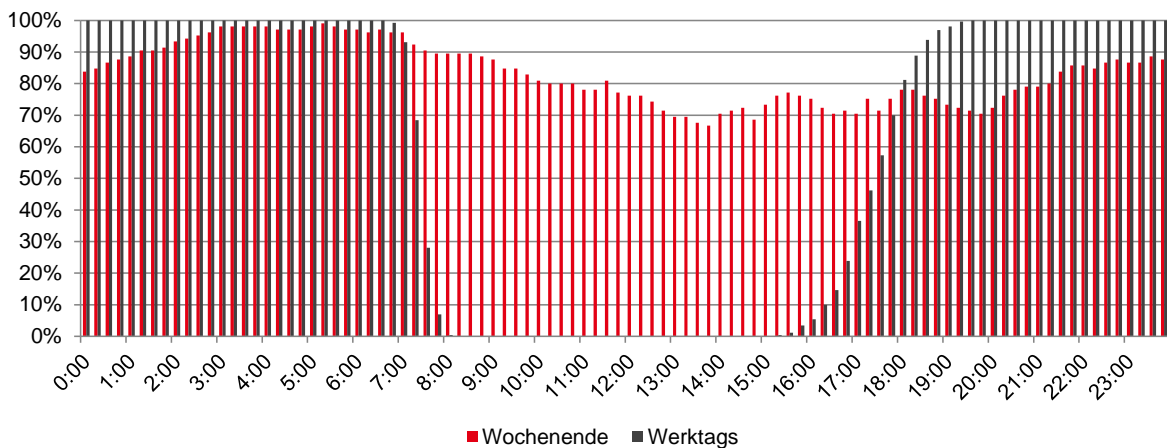


Abb. 29: Darstellung der prozentualen Verfügbarkeit des Fahrzeuges

Die Ladung der Batterie erfolgt über eine Ladesäule mit einer Leistung von bis zu 11 kW⁴² unter der Restriktion, dass der Füllstand der Batterie um 6:30 Uhr mindestens 80 % betragen muss. Basierend auf dem angenommenen Fahrprofil benötigt das in hier modellierte Fahrzeug rund 2.300 kWh im Jahr, um die Mobilitätsanforderung zu erfüllen.

6.2.1.6 Ausgestaltung des untersuchten Netzes

Im Rahmen von Case I werden drei Stränge eines lastgeprägten, überwiegend verkabelten Ortsnetzes der Niederspannungsebene untersucht, in dem eine zunehmende Anzahl von Elektrofahrzeugen angeschlossen wird. Zusätzlich zu den Elektrofahrzeugen gibt es im Netz bereits heute installierte PV-Anlagen, deren Bestand sich im Laufe der Betrachtungsjahre geringfügig erhöht. Die Anschlusspunkte für die hinzukommenden Elektrofahrzeuge werden per Zufallsverteilung ausgewählt. Die Anschlusspunkte von Elektrofahrzeugen und Photovoltaikanlagen sind unabhängig voneinander. Die wichtigsten Parameter des betrachteten Netzes und der Versorgungsaufgabe sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

⁴² Nationale Plattform Elektromobilität, „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015 - AG 3 - Ladeinfrastruktur und Netzintegration“

Netzparameter, Grenzwerte und Annahmen

Spannungsebene:	0,4 kV	Trafoleistung:	400 kVA
Topologie:	Strahlennetz	Wohneinheiten:	2 WE / HA
Leitungsquerschnitte:	K: 150-180 mm ² FL: 70 mm ²	Haushaltsgröße:	3-4 Personen
SS-Spannung ONS:	100%	Hausanschlüsse [-]:	108
Spannungsgrenzen:	+3% / -7%	davon Abgang rot:	44
max. Auslastung:	100%	davon Abgang blau:	35
Lastprofile:	stochastisch	davon Abgang grün:	29
mit cos(φ) 0,95 (ind.)		Leitungslänge [m]:	1975
PV-Profil:	Referenzmessung	davon Abgang rot:	651
mit cos(φ) 0,95 (ind.)		davon Abgang blau:	834
		davon Abgang grün:	490

Stützjahrspezifische Parameter

	2020	2025	2030
PV-Leistung [kW]:	127	139	139
davon Abgang rot:	51	59	59
davon Abgang blau:	56	56	56
davon Abgang grün:	20	24	24
ePKW [-]:	5	15	27
davon Abgang rot:	2	8	12
davon Abgang blau:	2	6	11
davon Abgang grün:	1	1	4

Tabelle 6: Case I – Netzparameter

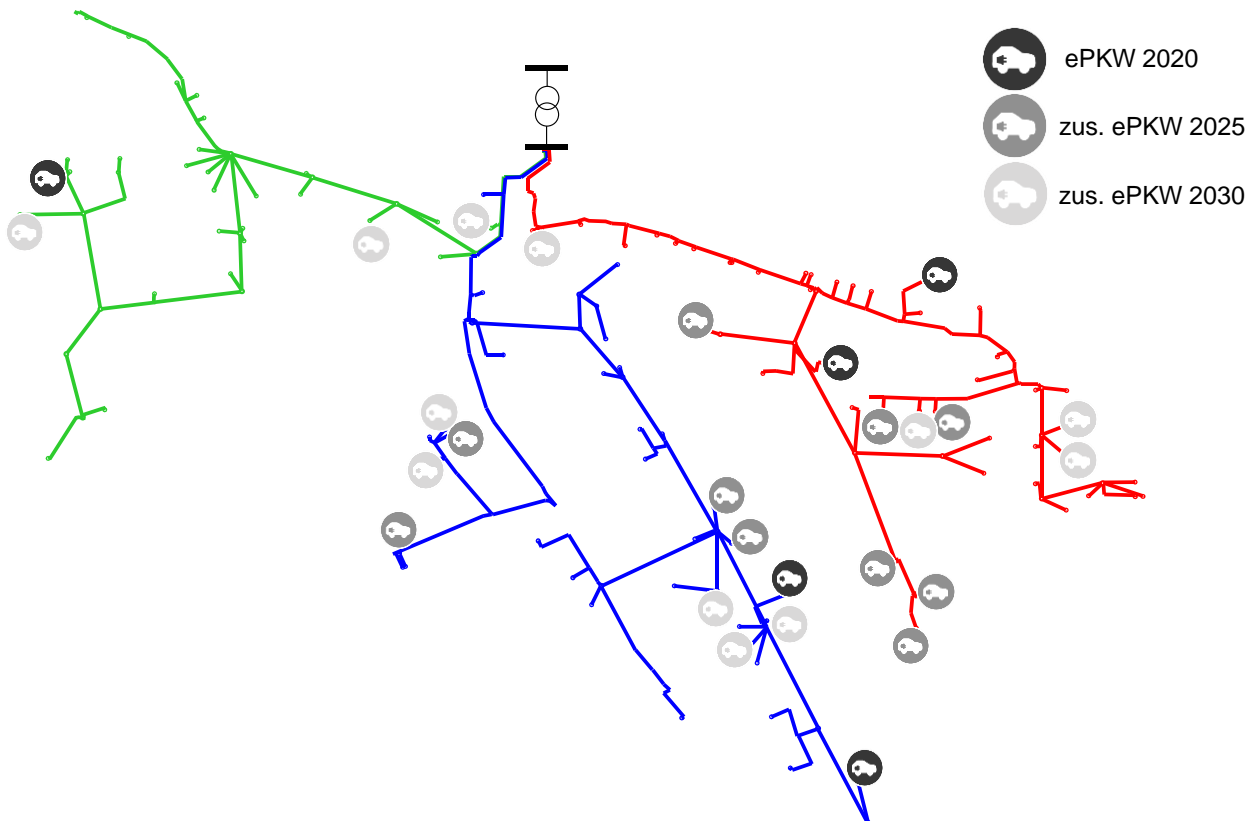


Abb. 30: Netzübersichtplan Case I

6.2.2 Ergebnisse der quantitativen Analyse

6.2.2.1 Netzberechnung

Der tageszeitliche Verlauf der Netzkapazität je Speicher – also die Leistung, die je Speicher ins Netz eingespeist bzw. bezogen werden kann – ist in Abb. 31 exemplarisch für den blauen Abgang (aus Abb. 30) dargestellt. Abbildung 24 zeigt je Berechnungsjahr eine Überlagerung des Netzkapazitätskorridors im Tagesverlauf für alle 365 Tage des Jahres. Auf der Y-Achse ist die Leistung abgetragen, die individuellen Flexibilitätsnutzern zur Einspeisung (positiv abgetragen) ins oder dem Bezug aus dem Netz (negativ abgetragen) zur Verfügung steht.

- Der an allen Tagen innerhalb eines Jahres zulässige Betriebsbereich des Speichers ist in grün dargestellt
- Der an allen Tagen unzulässige Bereich ist in rot ausgewiesen.
- Der gelbe Bereich beschreibt die tagesabhängigen Schwankungen der Netzkapazitätsgrenzen innerhalb des Jahres (z. B. kann an sonnigen Tagen in den Mittagsstunden deutlich weniger Leistung zusätzlich eingespeist werden, dafür kann mehr Leistung entnommen werden als an bewölkten Tagen).

Zur Einordnung der Häufigkeit der auftretenden Netzkapazitätsgrenzen sind zusätzlich der Median sowie die 25- und 75-Perzentile über alle Tage innerhalb der gelben Bereiche aufgetragen. Diese erlauben eine Aussage über die tatsächliche Beschränkung der zur Verfügung stehenden Integrationsfähigkeit von Leistung ins Netz.

Eine Grenzwertverletzung läge dann vor, wenn zu einem Zeitpunkt keine zusätzliche Leistung mehr eingespeist oder entnommen werden könnte. Mit anderen Worten, wenn der obere oder der untere gelbe Bereich die Abszisse schneidet. Die Grafik macht somit eine Aussage über das mögliche Nutzungspotenzial.

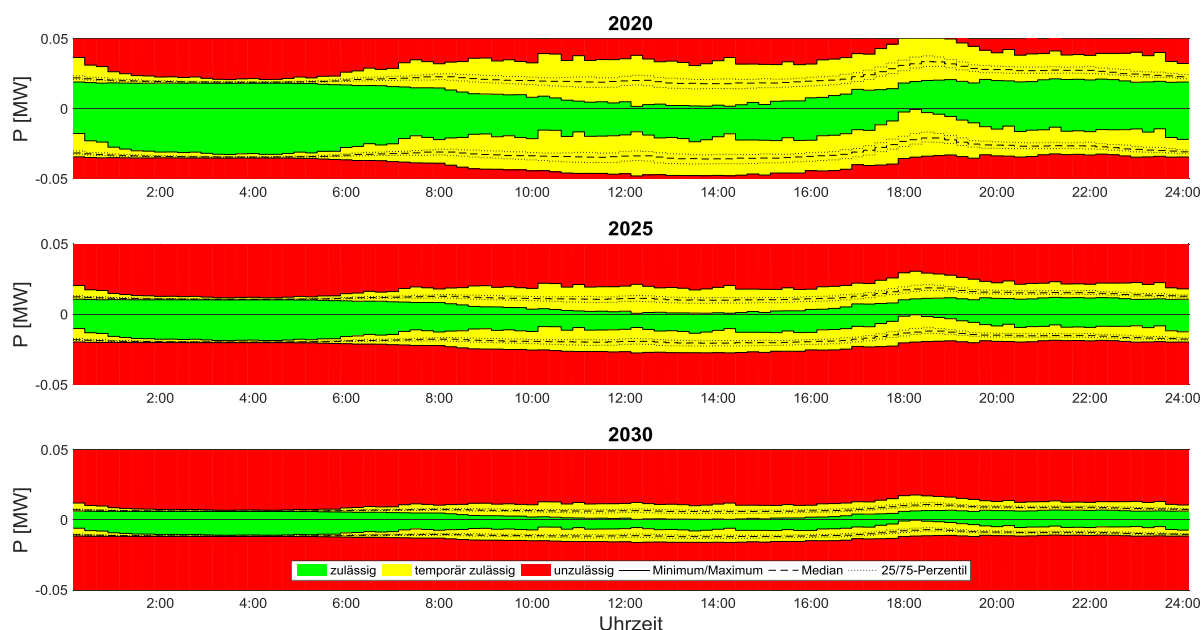


Abb. 31: Netzkapazitätskorridor je Elektrofahrzeug für die Stützjahre 2020,2025 und 2030 in Case I, Abgang blau (exemplarisch)

Es zeigt sich, dass es ohne den Anschluss der Elektrofahrzeuge zu keinem Zeitpunkt des berechneten Zeitraums zu einer Grenzwertverletzung kommt. Allerdings ist das lastgeprägte Netz bereits gut ausgelastet, so dass der weitere Anschluss von Verbrauchern zeitweise zu Grenzwertverletzungen führen kann. Insbesondere in den Abendstunden zwischen 17:00 und 20:00 Uhr ist ein gelegentlicher Engpass gut zu erkennen. Der Blick auf die Perzentile zeigt jedoch, dass dieser nur relativ selten stark ausgeprägt ist. Während der Nachtstunden (1:00 bis 5:00 Uhr) schwanken die Kapazitätsgrenzen nur geringfügig und erlauben, in der Regel die größtmögliche zusätzliche Entnahme. Lediglich an einigen Tagen mit einer starken PV-Einspeisung ist in den Mittagsstunden eine noch höhere zusätzliche Entnahme von Lasten möglich.

Insgesamt verringert sich die zur Verfügung stehende Netzkapazität von Stützjahr zu Stützjahr deutlich, da diese auf eine zunehmende Anzahl von Akteuren verteilt werden muss.

Die Netzkapazitätsgrenzen für den roten und grünen Strang verhalten sich qualitativ ähnlich, sind jedoch aufgrund der strangspezifischen Konstellationen von Versorgungsaufgabe und Netzparametern unterschiedlich stark ausgeprägt. Auf eine graphische Darstellung wird aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet.

6.2.2.2 Speichersimulation

Quadrant D - Alternativer Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Für die Ladung des Fahrzeugs wird im alternativen Rahmen ein Bezug zu Spotmarktpreisen untersucht. Dabei werden gemäß der in Abschnitt 3.2.3.1 beschriebenen Methodik mögliche Signale seitens des Netzbetreibers vernachlässigt.

Bedingt durch den Verlauf der Spotpreise stellt sich ein Ladeverhalten der Nutzer derart ein, dass das Fahrzeug größtenteils in den Stunden zwischen 2:00 und 7:00 Uhr geladen wird. Dieses Verhalten ist unabhängig vom betrachteten Netzabschnitt und im Laufe der Jahre zeigen sich keine signifikanten Änderungen. Eine detaillierte Darstellung des Ladeverhaltens findet sich als Histogramm in Abb. 32. Die wenigen Ladevorgänge zu Mittagsstunden resultieren aus dem angenommenen Freizeitfahrverhalten des Akteurs am Wochenende (Mo. - Fr. Pendlerverhalten, Sa.+ So. Freizeitverhalten). Der Wert der am Spotmarkt erworbenen elektrischen Energie ist in Tabelle 7 aufgeführt. Da in dieser Situation die vom Speicherbetreiber bezogene Energie nach ihrem aktuellen Wert am Spotmarkt abgerechnet wird, entsprechen diese Zahlen auch den Kosten des Speicherbetreibers. Diese Werte bilden die Basis für die Deltabetrachtung in den nachfolgenden Quadranten.

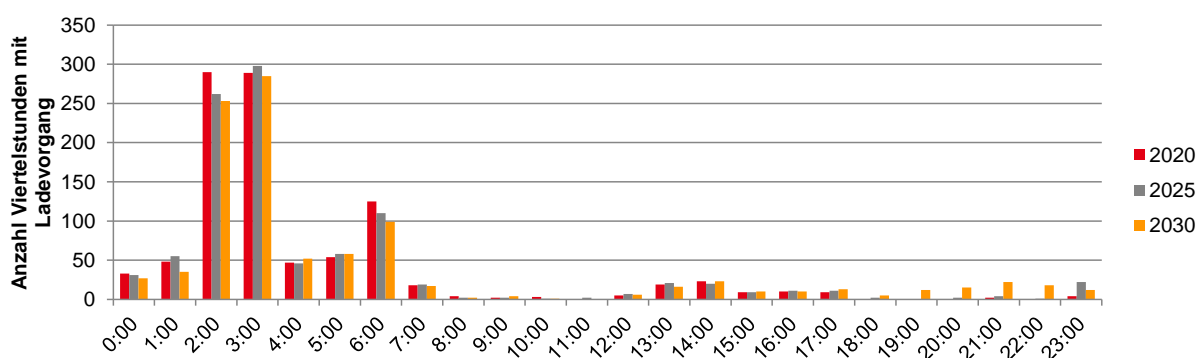


Abb. 32: Ladeverhalten der Nutzer im alternativen Ordnungsrahmen ohne Netzrestriktionen

Die Zeitpunkte der im blauen Strang auftretenden Grenzwertverletzungen bei einer am Spotmarkt orientierten Ladestrategie werden in Abb. 33 dargestellt. Die Darstellung zeigt jede Viertelstunde des simulierten Jahres, Zeitpunkte mit lastbedingten Grenzwertverletzungen sind blau gekennzeichnet. Dabei ist auffällig, dass erst im letzten Stützjahr 2030, also bei einer höheren Durchdringung von Elektrofahrzeugen, überhaupt Grenzwertverletzungen auftreten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Laden aufgrund der günstigeren Preise in die Nacht und frühen Morgenstunden verschoben wird. Wie aus Abb. 31 hervorgeht, ist in diesem Zeitraum die zur Verfügung stehende Netzkapazität für zusätzliche Entnahme aber deutlich größer als in den Abendstunden. Das marktorientierte Ladeverhalten hat somit eine positive Wirkung auf die Netzauslastung, allerdings reduziert sich dadurch nicht der Bedarf an einer Netzzustandsüberwachung oder alternativer Ausbauoptionen, da die Wirkung dieser überregionalen Anreize nicht mit ausreichender Verlässlichkeit für den Netzbetreiber sichergestellt ist (vgl. Abschnitt 6.2.2.3). In den beiden anderen Abgängen sind die Ergebnisse grundsätzlich ähnlich, jedoch in ihrer Häufigkeit im Jahre 2030 anders ausgeprägt. So treten im grünen Abgang auch im Jahre 2030 keine Grenzwertverletzungen auf, im roten Abgang gibt es weniger als ein Dutzend Verletzungen.

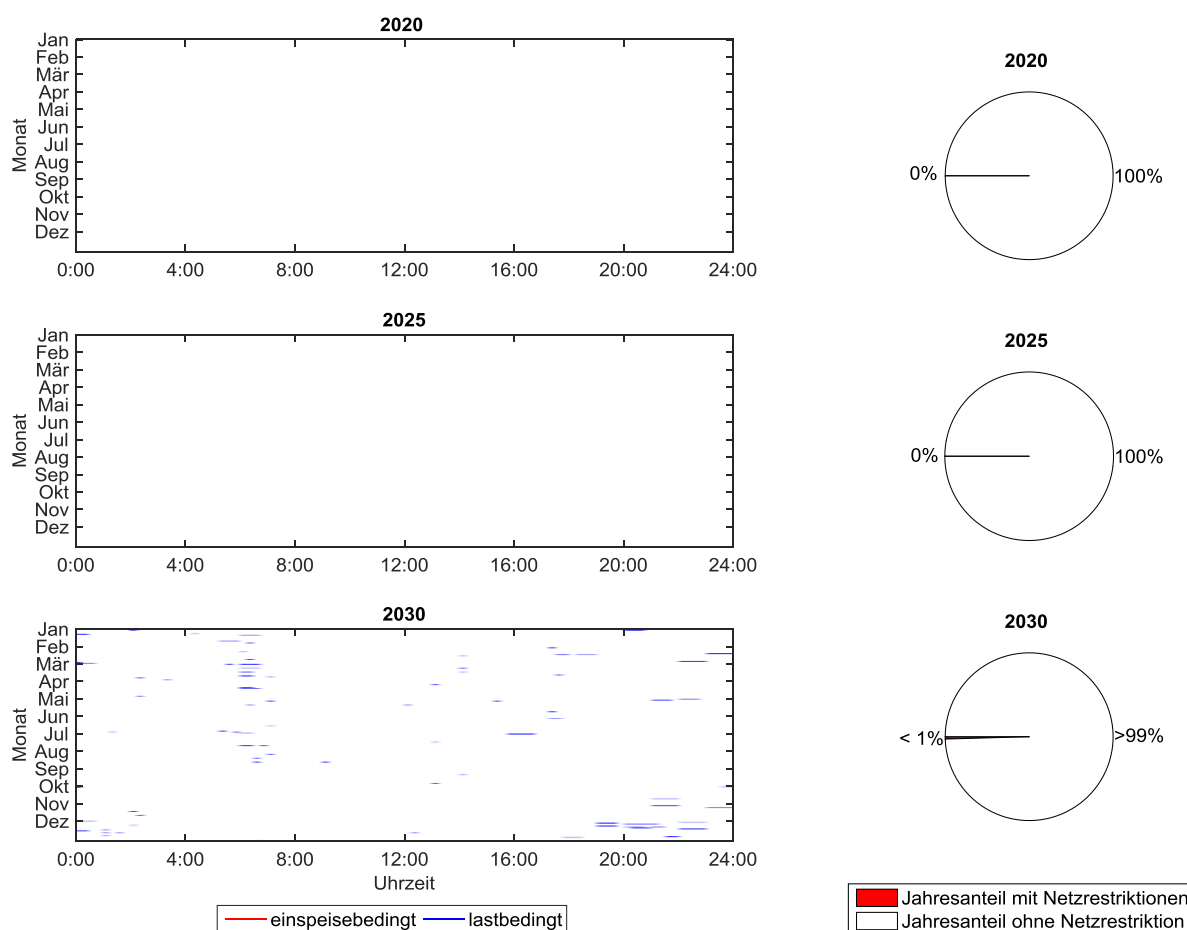


Abb. 33: Zeitpunkte und Jahresanteil der Netzrestriktionen im Abgang blau, bei Ladeverhalten im Quadrant D

Quadrant C - Alternativer Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

Bei der Berücksichtigung von Signalen bezüglich des Netzzustandes findet eine Anpassung des Ladeverhaltens des Akteurs statt, um die ansonsten auftretenden Netzprobleme zu verhindern. Prinzipiell ist es auch denkbar, dass ein Signal des Netzbetreibers zur Lastaufnahme Berücksichtigung findet, falls eine einspeisebedingte Grenzwertverletzung im Netz vorliegt. In dem an dieser Stelle exemplarisch untersuchten Netz tritt diese Situation jedoch nicht ein. Für ein Netz, in dem Signale des Netzbetreibers zur netzdienlichen Lastaufnahme berücksichtigt werden, wird auf Case IV verwiesen.

Wie im vorherigen Abschnitt aufgeführt, treten Grenzwertverletzungen bei spotmarktorientiertem Ladeverhalten ausschließlich im Jahr 2030 auf, bedingt durch die hohe Durchdringung mit Elektrofahrzeugen sowie der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge. Bei zusätzlicher Berücksichtigung des Netzzustandes verschieben sich die Ladezeiträume durch die Eingriffe des Netzbetreibers nur unwesentlich. Die größten Auswirkungen zeigen sich im blauen Abgang, da dort auch die meisten Grenzwertverletzungen vorliegen. Hierzu zeigt Abb. 34 die aufgeführte Abweichung vom Verhalten im Quadrant D. Es wird dabei deutlich, dass einige Ladevorgänge auf einen längeren Zeitraum ausgedehnt werden. So wird eine vorherige Ladung von 11 kW für eine Viertelstunde beispielsweise zu einem halbstündigen Ladevorgang mit jeweils 5,5 kW, um dem Engpass des Netzes zu genügen.

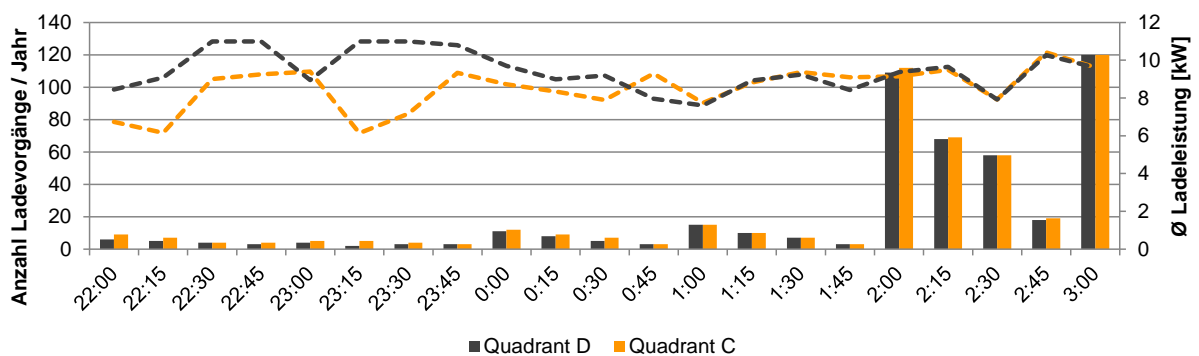


Abb. 34: Ladeverhalten im Abgang blau im Jahr 2030 im alternativen Rahmen mit und ohne Netzrestriktionen

Generell zeigt sich, dass die Netzengpässe vor allem eine einschränkende Wirkung auf die durchschnittliche Ladeleistung in den Zeiten zwischen 22:00 und 0:30 hat. Diese Einschränkung wird durch eine teilweise erhöhte Leistung in den Nachstunden kompensiert. Es wird jedoch deutlich, dass sich durch die Berücksichtigung des Netzzustandes das Ladeverhalten nur marginal ändert.

Dies zeigt sich auch in den in Tabelle 7 aufgeführten Strombezugskosten. Der Strombezug im Jahr 2030 ist für den Akteur im blauen Abgang durch die veränderte Ladestrategie in Summe nur 7 Cent teurer geworden. Da der Blaue der restriktivste der drei betrachteten Abgänge ist, sind hier die Auswirkungen am größten, in den beiden anderen Abgängen stellt sich durch das restringierte Ladeverhalten kein finanzieller Nachteil für den Akteur ein.

	2020	2025	2030
Quadrant D	30,60 €	54,61 €	80,39 €
Quadrant C	30,60 €	54,61 €	80,46 €
Quadrant A	64,33 €	106,96 €	165,83 €
Quadrant B	64,35 €	106,86 €	166,35 €

Tabelle 7: Gegenüberstellung der jeweiligen jährlichen Sportmarktwerte des im Abgang blau bezogenen Stroms

Quadrant A - Heutiger Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

Berücksichtigt man den heutigen Ordnungsrahmen, so stellt man eine grundsätzliche Änderung des Ladeverhaltens des Akteurs fest. Da die Schwankungen des Strompreises nicht an den Akteur weitergereicht werden, wird dieser sein Fahrzeug laden, sobald er zuhause angekommen ist, um seine volle Mobilität wiederherzustellen. Berücksichtigt er dabei zusätzlich Restriktionen des Netzbetreibers, so stellt sich das in Abb. 35 dargestellte Ladeverhalten ein. Dabei zeigt sich, dass die Ladevorgänge im Jahr 2030 von denen in 2020 und 2025 abweichen. Dies ist auf Eingriffe des Netzbetreibers zurückzuführen, wie die Gegenüberstellung in Abb. 37 zeigt. Wie bereits im Quadrant C beschrieben, liegt die Notwendigkeit für Eingriffe seitens des Netzbetreibers an der hohen Durchdringung und Gleichzeitigkeit.

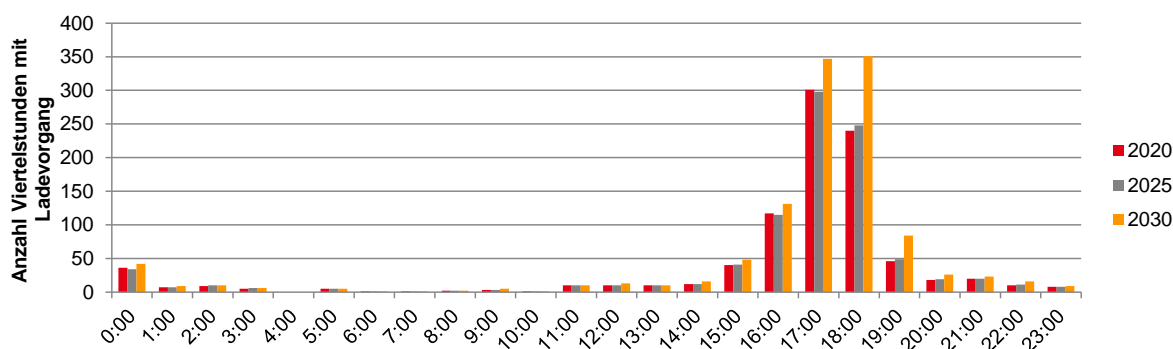


Abb. 35: Ladeverhalten der Nutzer im Abgang blau im heutigen Ordnungsrahmen mit Restriktionen des Netzbetreibers

Vergleicht man die in Tabelle 7 aufgeführten Strombezugskosten für Quadrant A mit denen im Quadrant C, so fällt auf, dass sich diese in etwa verdoppeln, was darauf zurückzuführen ist, dass die frühen Abendstunden generell wesentlich teurer als die Nachtstunden sind. Da die finanziellen Auswirkungen auf den Speicherbesitzer von seinem jeweiligen Vertrag mit seinem Energieversorger abhängen, werden diese hier nicht differenziert aufgeführt. Der Wert des Stroms am Spotmarkt kann jedoch als Indikator gesehen werden, da der für die Ladung notwendige Strom vom Energieversorger beschafft werden muss.

Quadrant B - Heutiger Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Unter Berücksichtigung eines zeitlich undifferenzierten Strombezugpreises und ohne Restriktionen seitens des Netzbetreibers führt das Ladeverhalten der Elektromobilitätsnutzer bereits im ersten betrachteten Jahr zu einzelnen Grenzwertverletzungen. Dieser Effekt verstärkt sich mit der steigenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen und konzentriert sich im Wesentlichen auf die Zeiträume zwischen 16:00 und 20:00 Uhr. Abb. 36 zeigt die Zeitpunkte für alle drei Stützjahre, an denen es durch das Ladeverhalten der Elektrofahr-

zeuge zu Grenzwertverletzungen im blauen Strang kommen würde. Im Vergleich der drei Stützjahre wird die zunehmende Häufigkeit von Grenzwertverletzungen aufgrund der steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen deutlich. Über den Tagesverlauf betrachtet, kommt es insbesondere in frühen Abendstunden zu Netzengpässen. Es handelt sich hierbei um einen „Feierabend-Effekt“, d. h. an Werktagen kommen überproportional viele Pendler zu ähnlichen Zeiten nach Hause und schließen ihr Elektrofahrzeug an die Ladesäule an. Durch die nicht steuernde Wirkung des konstanten Strompreises beginnt der Ladevorgang sofort und es kommt zu einer erhöhten Gleichzeitigkeit des Ladeverhaltens, in einem Zeitraum in dem durch das Lastverhalten der Haushalte ohnehin bereits eine höhere Auslastung des Netzes vorliegt. Bei einer zunehmenden Durchdringung (siehe 2030) wird der Zeitraum möglicher Grenzwertverletzungen breiter und es treten durch das abweichende Mobilitätsverhalten am Wochenende auch Engpässe in den Mittags- und späteren Abendstunden auf. Das Verhalten im roten und grünen Abgang ist dabei ähnlich, auch wenn Grenzwertverletzungen in beiden Abgängen weniger häufig auftreten als im blauen. Dies liegt neben der geringen Anzahl an Elektrofahrzeugen (grüner Abgang hat weniger Fahrzeuge als blauer, vgl. Tabelle 6) insbesondere an den strangspezifischen Unterschieden in Versorgungsaufgabe und Netzparameter (roter Abgang hat mehr Fahrzeuge als blauer, vgl. Tabelle 6).

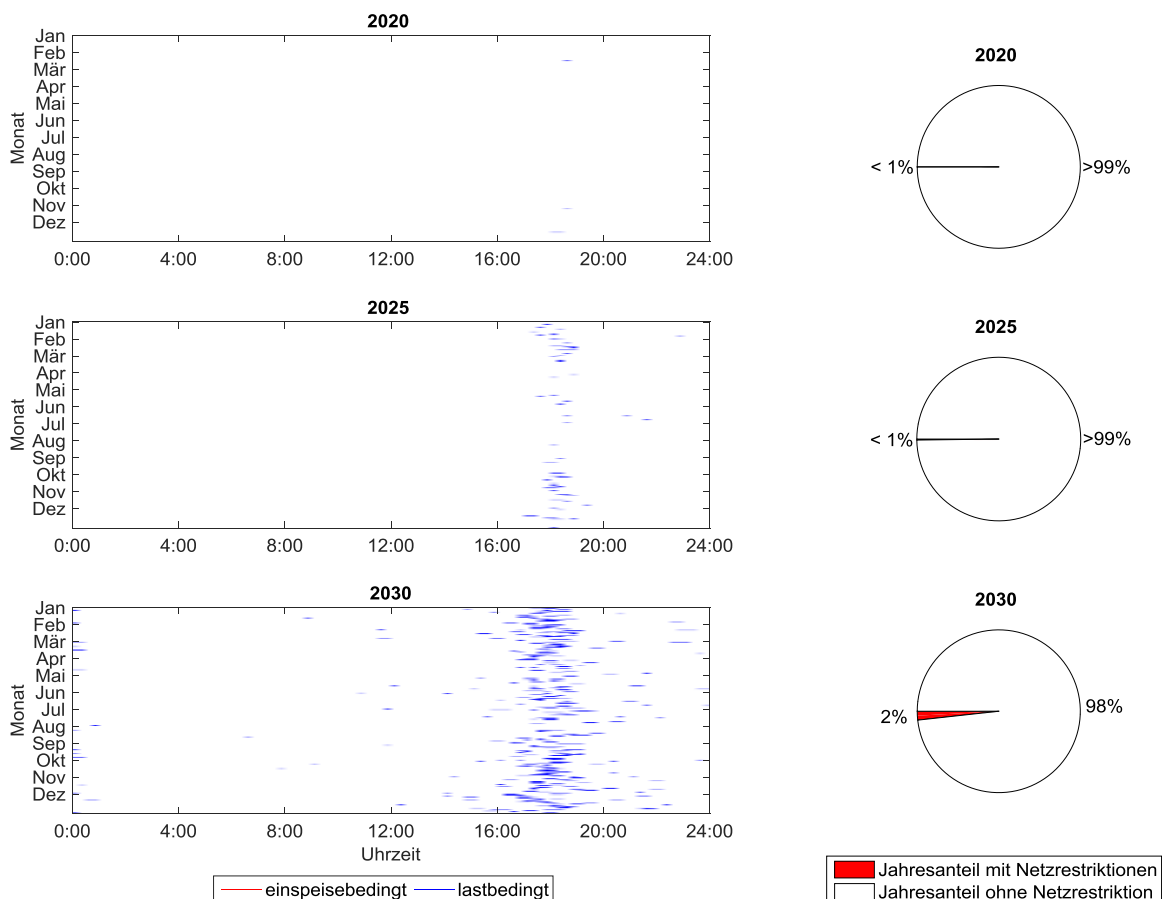


Abb. 36: Zeitpunkte und Jahresanteil der Netzrestriktionen im Abgang blau, bei Ladeverhalten im Quadrant B

Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Ladeverhalten nicht wesentlich von dem in Abb. 35 aufgezeigten Verhalten abweicht. Eine zentrale Veränderung durch die Restriktion des Netzbetreibers zeigt sich, ähnlich wie bei der Betrachtung von Quadrant C, in der Länge der Ladevorgänge und somit der durchschnittlich bezoge-

nen Leistung. Wie in Abb. 37 ersichtlich, ist die Anzahl der Viertelstunden zwischen 16:00 und 20:00 in denen der Wagen geladen wird um 25 % geringer, gleichzeitig erfolgt die Ladung des Fahrzeuges mit einer geringeren Leistung. Dem Fahrzeugbesitzer entstehen in diesem Fall keine anderen Kosten als unter Einbeziehung der Restriktionen des Netzbetreibers. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass die Kosten des Betreibers ausschließlich auf der bezogenen Jahresarbeit basieren und nicht auf dem Bezugszeitpunkt.

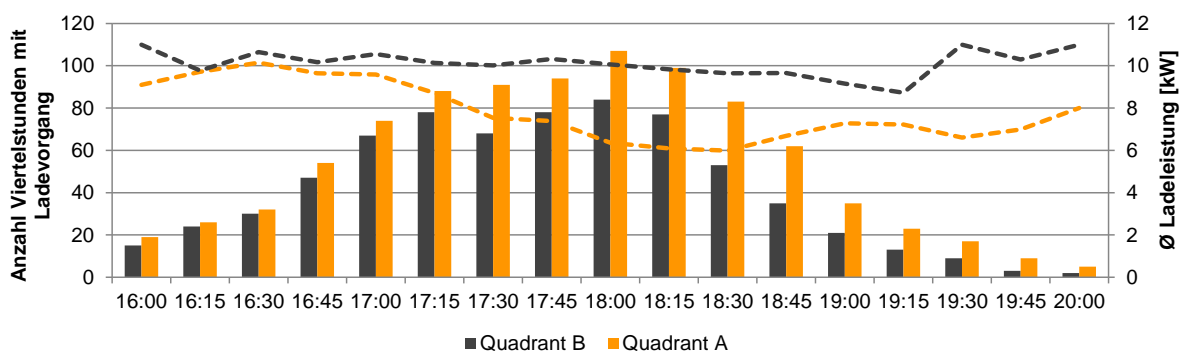


Abb. 37: Ladeverhalten im Abgang blau im Jahr 2030 im heutigen Rahmen mit und ohne Restriktionen des Netzbetreibers

6.2.2.3 Bewertung aus Sicht des Netzbetreibers

In diesem Case wird gezeigt, dass der zunehmende Anschluss von Elektrofahrzeugen zu Grenzwertverletzungen im betrachteten Netzgebiet führt. Daraus resultiert ein Handlungsbedarf für den Netzbetreiber, um den zulässigen Betrieb seines Netzes jederzeit sicherzustellen. Zur Bewertung der unterschiedlichen Handlungsoptionen wird das Netzgebiet entsprechend überplant und die je Variante erforderlichen Maßnahmen kostenmäßig bewertet.

Dazu werden in diesem Case drei Ausbauvarianten überprüft. Die erste Variante ist der konventionelle Netzausbau. Im Falle des konventionellen Ausbaus werden die überlasteten Stränge aufgetrennt und neue Niederspannungskabel verlegt. Der durch die Zielnetzplanung ermittelte Ausbaubedarf beläuft sich für alle drei Abgänge in Summe auf 567 m Kabel bis 2030, wobei davon bereits 319 m im Zeitraum bis 2020 notwendig werden. Da es sowohl zu thermischen Betriebsmittelüberlastungen kommt als auch zu Spannungsbandverletzungen, ist in der Variante „rONT“ neben dem Austausch des Transformators auch noch eine zusätzliche Kabelverlegung von 314 m bis 2025 erforderlich. In der dritten Variante wird ein dezentrales Netzautomatisierungssystem (DNA) eingebaut. Durch dieses System wird der Netzzustand kontinuierlich überwacht und im Überlastungsfall in das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge eingegriffen. Für das Netz sind dazu 8 Sensoren im Netz zu installieren sowie die Messwerte der Ladesäulen zu verwenden. Die Netzertüchtigung mit dem DNA-System ist die technische Voraussetzung für den hier untersuchten netzverträglichen Einsatz von Speichern.

Der Kostenvergleich in Abb. 38 zeigt, dass in diesem exemplarischen Fall alle drei Varianten relativ nah beieinander liegen, der konventionelle Netzausbau mit einem Barwert von 44.700 € (Gesamtkosten bis 2050) aber insgesamt die kostengünstigste Ausbauoption darstellt.

Die Gründe hierfür liegen in der Konstellation des untersuchten Netzes und im kurzfristigen Handlungsbedarf. Die Vorteile eines regelbaren Ortsnetztransformators kommen nicht zur Geltung, da trotz des Aus-

tauschs des Transformators zusätzlicher Kabelausbau aufgrund der thermischen Überlastung erforderlich wird. Das DNA-System benötigt für die Zustandsschätzung Messwerte von rund 15 % der Netzknoten. Moderne Ladesäulen und PV-Wechselrichter können diese Messwerte zur Verfügung stellen und müssen lediglich in das System eingebunden werden. In diesem Case sind im ersten Stützjahr allerdings erst relativ wenige Ladesäulen vorhanden bei einer gleichzeitig hohen Anzahl an Hausanschlüssen. Es wird somit der Einbau von zusätzlicher Sensorik für die Zustandsschätzung erforderlich, welche sich negativ auf die Kosten auswirkt. Des Weiteren kommt durch den frühen Handlungsbedarf (Investitionsjahr 2018) die zu erwartende, deutliche Kostendegression bei DNA-Systemen noch nicht gänzlich zum Tragen.

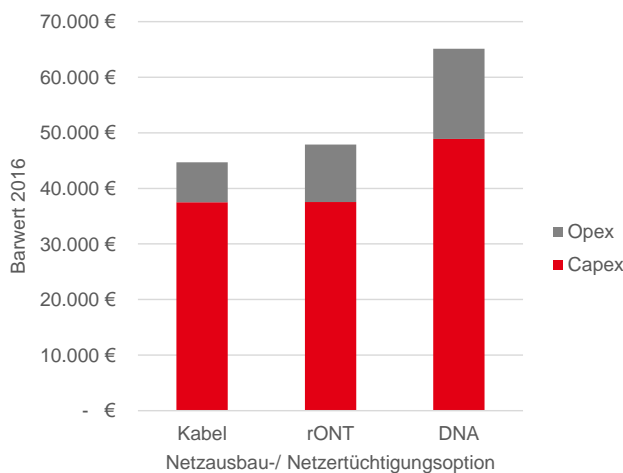


Abb. 38: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreibers in Case I

Wie gezeigt, ist in diesem konkreten Beispiel der Einsatz des DNA-Systems mit höheren Kosten verbunden als der Ausbau mit konventionellen Betriebsmitteln. Allerdings ist die Preisentwicklung für neue Technologien mit einer höheren Preisdynamik und damit auch mit deutlich höheren Unsicherheiten verbunden. Daher wird mittels einer Sensitivitätsbetrachtung ein einheitlicher Kostenreduktionsfaktor für alle DNA-Komponenten bestimmt, bei dem eine Kostenparität beider Ausbauoptionen hergestellt ist: Die Schwelle, ab der der Einsatz des DNA-Systems günstiger ist, wird erreicht, wenn eine Kostenreduktion aller ihrer Bestandteile von mindestens 32 % gegenüber den angesetzten Preisen eintritt. Diese Kostenreduktion ist dabei zusätzlich zu der Kostendegression notwendig, die über den Betrachtungszeitraum bereits angesetzt wird.

6.2.2.4 Bewertung aus Sicht des Speicherbetreibers

Aus Sicht des Speicherbetreibers müssen zwei signifikant unterschiedliche Ladestrategien miteinander verglichen werden: Einerseits erfolgt eine Ladung direkt nach Ankunft, dies entspricht einem sofortigen Beginn der Wiederherstellung der Mobilität, andererseits erfolgt die Ladung während der Nacht. Obwohl die garantierte sofortige Wiederherstellung der Mobilität für den Fahrzeugbesitzer einen „Wert“ besitzt, kann dieser nur schlecht quantifiziert werden. Für das im Rahmen der Studie angenommene Fahrverhalten entstehen durch ein spotmarktorientiertes Ladeverhalten keinerlei Einschränkungen in der Mobilität des Nutzers. Ebenso resultieren keine Einschränkungen der Mobilität durch netzverträgliche Eingriffe in das Ladeverhalten basierend auf dem Netzzustand, da diese nur sehr selten erfolgen und den Ladevorgang in der Regel nur unwesentlich verlängern.

Generell zeigt sich, dass ein Ladevorgang nach Spotpreisen die Kosten für den Betreiber reduzieren würde, denn die zum Laden der Batterie notwendige elektrische Energie ist hierbei aufgrund des nächtlichen Bezugs wesentlich günstiger. Eine Gegenüberstellung des Spotmarktwertes der im Jahr 2030 bezogenen Strommengen findet sich in Abb. 39. Im direkten Vergleich zeigt sich, dass rein spotmarktgetriebenes Ladeverhalten selbst im Jahr 2030 zu einer Einsparung von weniger als 100 € pro Jahr führt. Diesen Einsparungen gegenüber steht eine jedoch die oben diskutierte verzögerte Wiederherstellung der Mobilität, wie in Abb. 39 erkennbar, sind die finanziellen Auswirkungen bei eingeschränkter Fahrweise durch Netzrestriktionen in diesem Case generell vernachlässigbar gering.

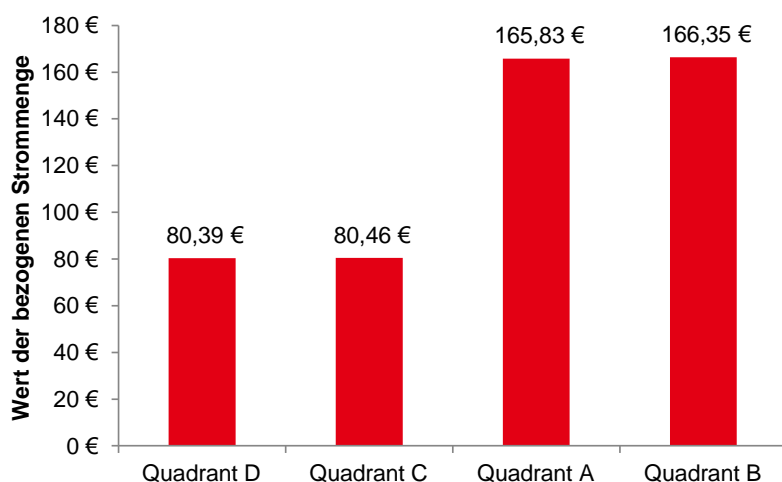


Abb. 39: Darstellung der Spotmarktwerte der im Jahre 2030 im blauen Abgang vom Fahrzeug bezogenen Strommengen

Die physische Anwesenheit des Elektrofahrzeuges vorausgesetzt, kann die Batterie des Fahrzeuges in einem Pool zur Erbringung von Primärregelleistung eingesetzt werden. Auch bei unidirektionaler Ladetechnologie kann dabei durch Schwanken um einen Arbeitspunkt (z.B. halbe Ladeleistung) positive und negative Regelleistung angeboten werden. Alternativ könnte die Erbringung durch ein bidirektionales Ladesystem erfolgen, allerdings liegen derartige Systeme sowie deren Auswirkung auf die Lebensdauer von Fahrzeugbatterien nicht im Betrachtungsrahmen dieser Studie. Die mittels des Fahrzeuges durch Erbringung von Regelleistung erwirtschaftbaren Erlöse lassen sich nicht ohne weiteres beziffern, da die tatsächliche Vermarktungsstrategie des mobilen Speichers dabei eine große Relevanz hat. Berücksichtigt man die in Abschnitt 5.3.4 aufgeführten Annahmen zu Erlösen aus der Erbringung von PRL und betrachtet die Maximalleistung des Ladesteckers von 11 kW, so entspricht dies jährlichen Einnahmen zwischen 1.516 € und 2.088 €, bei vollständiger Realisierbarkeit der Ladeleistung.

6.2.3 Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit

Im hier untersuchten Case führt die zunehmende Anzahl von Elektrofahrzeugen bei unsachgemäßer Lade-strategie zu lokalen Problemen im analysierten Niederspannungsnetz. Daher sind bereits kurzfristig Maßnahmen notwendig, um diese Probleme zu vermeiden.

Dabei führt die Ausrichtung des Ladeverhaltens am überregionalen Spotmarktsignal bei geringer Durchdringung von Elektrofahrzeugen im hier betrachteten Fall zunächst zu einer leicht positiven Wirkung auf die loka-

le Netzsituation, da das Laden in nächtliche Zeiten niedriger Netzbelastung verlagert wird. Bei höherer Durchdringung treten jedoch auch zu den betreffenden Nachtstunden die beschriebenen Probleme auf. Grundsätzlich sind die Einsparungen durch Anpassung an das Spotmarktsignal aufgrund der sonstigen zeitinvarianten Umlagen jedoch relativ gering, so dass zusätzliche und differenziertere zeitvariante Elemente wünschenswert wären. Generell zeigen die Analyseergebnisse, dass eine Multi-Use Betriebsstrategie für den Fahrzeughalter bei angepassten Rahmenbedingungen zu geringeren Gesamtkosten führen würde. Dabei ist anzumerken, dass die zusätzliche Berücksichtigung einer netzverträglichen Ladestrategie nur zu vernachlässigbaren Kostensteigerungen führt, aber Netzausbau vermeiden kann.

Die positive Wirkung einer Ladestrategie muss allerdings durch ein lokales Netzautomatisierungssystem überwacht werden, um netzplanerisch berücksichtigt werden zu können. Bei unzureichender steuernder Wirkung, muss der Netzbetreiber eine verlässliche rechtliche sowie technische Eingriffsmöglichkeit haben. Unabhängig von der nutzerindividuellen Ladestrategie treten Grenzwertverletzungen nur kurzzeitig und selten auf, so dass ein minimaler Eingriff in das Ladeverhalten grundsätzlich effizienter erscheint, als ein konventioneller Verteilnetzausbau. Im Einzelfall kann dieser aber dennoch die kostengünstigste Option darstellen.

Bei der Parametrisierung wurde gemäß dem Grundgedanken der Studie ein moderater Ansatz gewählt. Alternativ wäre beispielsweise denkbar gewesen, eine andere Dimensionierung des Ladesystems zu berücksichtigen. Es existieren z.B. Systeme, die innerhalb der Garage installiert werden und das Fahrzeug mit 3,7 kW laden, aber auch Schnellladesysteme, die ein Fahrzeug mit mehr als 22 kW Leistung „tanken“. Generell können auch größere Batteriesysteme berücksichtigt werden, der Tesla S beispielsweise besitzt ein Volumen zwischen 70 und 100 kWh. Dabei führen kleinere Ladeleistungen zu längeren Ladedauern, was sich in mehr zeitlichen Überschneidungen von Ladegängen mit geringer Einzelleistung bemerkbar machen würde. Bei höherer Ladeleistung würden entsprechend weniger zeitliche Überschneidungen bei höherer Einzelleistung stattfinden. Damit würden derartige Parametrisierungen zu quantitativ anders ausgeprägten Rechnungen führen, allerdings bleiben dabei die qualitativen und regulatorischen Aussagen unverändert.

6.3 Case II: Smart-Neighborhood Konzepte

In den anschließenden Abschnitten wird zuerst die Parametrisierung des Cases angegeben. Im Anschluss erfolgen die Auswertung der Speicher- und Netzsimulation sowie eine Zusammenfassung der Ergebnisse und mögliche Extrapolationen auf Basis dieses Cases.

6.3.1 Falldefinition: Annahmen und Setzungen

6.3.1.1 Beschreibung des Cases

In Case II wird ein Zusammenschluss mehrerer Häuser im Niederspannungsnetz zur gemeinsamen, softwaregestützten Optimierung des Fremdbezugs betrachtet (sog. „Smart-Neighborhood“). Dabei wird unter „Fremdbezug“ der Anteil der elektrischen Energie verstanden, welcher von außerhalb der Nachbarschaft bezogen werden muss. Die untersuchte Nachbarschaft setzt sich aus Prosumern zusammen, welche Strom mittels ihrer PV-Anlage erzeugen und ihre Wärmelast mittels einer Wärmepumpe decken. Die Flexibilität der Nachbarschaft wird durch die zentrale Installation eines Quartierspeichers gewährleistet.

Da die Existenz einer solchen Smart-Neighborhood rechtliche Fragestellungen in Bezug auf Netzbesitzverhältnisse aufwirft, die außerhalb des Fokus dieser Studie liegen (vgl. 6.3.1.4), wird an dieser Stelle eine Abstraktion vorgenommen. Aus regulatorischer Sicht wird anstelle eines Zusammenschlusses von Einfamilienhäusern hier ein zusammenhängender Wohnblock bzw. ein großes Mehrfamilienhaus betrachtet. In diesem Fall stellt das „Stromnetz“ innerhalb des Wohnblockes kein Netz der öffentlichen Versorgung dar und unterliegt nicht der staatlichen Regulierung. Damit erübrigen sich die unten angesprochenen Fragenstellungen bezüglich der Besitzverhältnisse des Netzes. Die Ergebnisse über die Rückwirkungen auf das Netz außerhalb der Neighborhood werden von dieser Abstraktion nicht beeinflusst.

Um dem heutigen rechtlichen Rahmen Genüge zu tun, wird angenommen, dass die Bewohner der Neighborhood eine GbR gegründet haben, welche sowohl Besitzer des Speichers als auch der PV-Anlagen ist. Zusätzlich übernimmt die GbR die Versorgungsaufgabe der Wohnungen. Die genauen rechtlichen Rahmenbedingungen und deren Rückwirkungen auf diese Versorgungsaufgabe sind in Abschnitt 6.3.1.4 aufgeführt. Da die Minimierung des Fremdbezugs den primären Nutzen des Speichers darstellt, wird davon ausgegangen, dass durch den Speicher keine Rückspeisung ins Netz der öffentlichen Versorgung stattfindet⁴³.

Wenn die Smart-Neighborhood und ihr Einsatzverhalten nicht berücksichtigt werden, liegen im untersuchten Abgang keine netzseitigen Probleme vor. Damit ergibt sich für den Netzbetreiber einerseits die Aufgabe, eventuelle Netzprobleme die durch das Verhalten der Nachbarschaft verursacht werden können, zu verhindern, sowie andererseits zusätzlich die Möglichkeit, die Flexibilität in der Erzeugung und Nachfrage der Nachbarschaft nutzenstiftend einzusetzen.

6.3.1.2 Heutige Marktsituation des Akteurs

In der heutigen Situation erfolgt der Fremdbezug nach einem zeitunabhängigen Tarif, wobei die elektrische Energie zusätzlich mit Entgelten und Umlagen belastet ist. Die rückgespeiste PV-Leistung wird gemäß Einspeisevergütung vergütet und die von der Nachbarschaft genutzte PV-Leistung wird mit der EEG-Umlage belastet. Für Details bezüglich der angenommenen rechtlichen Gegebenheiten und somit relevanten SIP wird auf die Details in Abschnitt 6.3.1.4 verwiesen. In der heutigen Situation stellt die erzeugte PV-Leistung aufgrund der Entgelte die günstigste Option zur Energieversorgung der Nachbarschaft dar. Der Akteur wird mithilfe des Speichers die für ihn nutzbare Menge der Eigenerzeugung maximieren.

6.3.1.3 Denkbare zukünftige Marktsituation des Akteurs

Betrachtet man die Situation der Smart-Neighborhood losgelöst vom heutigen Rahmen, so sind verschiedene zukünftige Marktsituationen denkbar. Es ist denkbar, dass die Preisvariationen an den Strommärkten an den Akteur durchgereicht werden, d. h. der Strombezug erfolgt zu einem zeitvariablen Tarif. Zusätzlich findet heute eine Preisverzerrung statt, da die auftretenden Energiemengen mit verschiedensten Entgelten (z. B. EEG-Umlage) und Preisen (z. B. Einspeisevergütung) bewertet werden. Um den Wert eines zeitvariablen Tarifs zu erhöhen, ist es denkbar, dass diese Verzerrung zukünftig aufgehoben wird, bzw. der PV-Strom der Direktvermarktung unterliegt. Weiterhin ist es möglich, die Rückspeisung des Speichers ins Netz der öffentlichen Versorgung zur Erwirtschaftung von zusätzlichen Erlösen zu berücksichtigen.

⁴³ Berücksichtigt man zusätzlich eine Rückspeisung des Speichers, so stellt sich kein signifikant anderes Verhalten ein, vgl. Case III

In dieser Situation lässt sich die Zielsetzung der Nachbarschaft so verstehen, dass die entstehenden Kosten für den Bezug des jährlich benötigten Reststroms minimiert werden. Bei Berücksichtigung von Rückspeisung des Speichers ergibt sich für den Akteur zusätzlich die Option, alternative Marktstufen zu bewirtschaften. So wäre es beispielsweise denkbar, dass der Speicher der Nachbarschaft im Verbund mit anderen Verbrauchern und Erzeugern am Regelleistungsmarkt vermarktet wird. Zusätzlich wäre es vorstellbar, dass dem Verbraucher netzdienliches Verhalten vergütet wird, bzw. sich netzschädliches Verhalten für ihn finanziell negativ auswirkt. Diese zusätzlichen Erlöse und Kosten könnten das Akteurverhalten signifikant beeinflussen. Damit ist künftig eine Kombination der in Abb. 40 dargestellten Anwendungen, im Sinne einer Multi-Use Fahrweise, denkbar.



Abb. 40: Darstellung des in Case II zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes

6.3.1.4 Regulatorische Randbedingungen des Akteurs

Für diese Studie wurde unterstellt, dass die Smart-Neighborhood sich in einem zusammenhängenden Wohnblock bzw. in einem großen Mehrfamilienhaus befindet. Dies liegt an den rechtlichen Problemen, die im heutigen System auftreten würden, wenn sich die Smart-Neighborhood in verschiedenen, durch das Netz der allgemeinen Versorgung miteinander verbundenen Häusern, befinden würde. Im Zuge der Untersuchung wird sowohl ein engpassfreies Netz zwischen den Haushalten als auch ein netzentgeltfreier Stromtransfer der verschiedenen PV-Anlagen und Haushalte angenommen. Dies würde jedoch sofort die Problematik von Eigentumsverhältnissen aufwerfen (Erwirbt die GbR das Netz der öffentlichen Versorgung? Wird die GbR auf diese Weise zum regulierten Netzbetreiber?). Um all diese Nebenschauplätze auszublenden, wird die oben genannte Vereinfachung gewählt, die rechtlich problemlos abbildbar ist und demselben Grundgedanken wie der Smart-Neighborhood unterliegt.

- Die Stromlieferung, das ist die Lieferung der Energie, die aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, wird nach einem zeitlich nicht variablen Tarif abgerechnet, da die Smart Neighborhood entsprechend einem Standardlastprofil bilanziert und abgerechnet wird. Derartige Standardlastprofile sind bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh nach derzeitiger Rechtslage zulässig. Bei einem typischen Stromverbrauch von 6.000 kWh bei Haushalten mit Wärmepumpen könnte die Smart Neighborhood 16 Haushalte umfassen.

- Energie, die in der PV-Anlage erzeugt wird und nicht vor Ort verbraucht oder eingespeichert wird, wird in das öffentliche Netz gegen EEG-Einspeisevergütung eingespeist. Es wird Einspeisevergütung für kleine Anlagen (§ 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017) geltend gemacht; die installierte Leistung der PV-Anlage liegt unter 100 kW. Die Stromlieferung aus der PV-Anlage innerhalb der Smart Neighborhood ist von der an sich gegenüber dem Netzbetreiber bestehenden Gesamtanlieferungspflicht ausgenommen (§ 21 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017).
- Bei den Steuern und Umlagen müssen verschiedene Stromflüsse unterschieden werden:
 - Die Energiemenge aus dem öffentlichen Netz ist mit Umlagen und Abgaben belastet, wobei keine dieser Umlagen und Abgaben zeitlich differenziert ist. Weiterhin muss auf diese Menge Stromsteuer bezahlt werden. Die Umlagen auf die aus dem öffentlichen Netz bezogenen und im Stromspeicher zwischengespeicherten Strommengen werden nachfolgend gesondert behandelt.
 - Anders ist die Situation für die Energie, die in der Photovoltaik-Anlage erzeugt und innerhalb der Smart Neighborhood geliefert wird. Dafür ist gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG keine Stromsteuer zu entrichten, da es sich um die Lieferung aus einer Anlage mit elektrischer Nennleistung kleiner zwei Megawatt und Verbrauch im räumlichen Zusammenhang handelt. Diese Stromsteuerbefreiung gilt sowohl für denjenigen Strom, der unmittelbar verbraucht wird, als auch – nach Einschätzung der Autoren jedenfalls im Ergebnis – für denjenigen Strom, der vor dem Verbrauch vor Ort zwischengespeichert wird.
 - Bezüglich der EEG-Umlage ist der in der PV-Anlage erzeugte Strom zu differenzieren in Strom, der aus der Photovoltaikanlage direkt verbraucht wird, und Strom, der vor dem Verbrauch zwischengespeichert wird. Aufgrund der fehlenden Personenidentität zwischen der GbR, die die PV-Anlage betreibt, und den Haushalten der Smart Neighborhood ist keine Eigenversorgung im Sinne der § 61 ff. EEG 2017 gegeben. Die EEG-Umlage ist deswegen zu 100 % auf unmittelbar erzeugten Strom zu bezahlen. Für den Strom, der zuvor zwischengespeichert wird, siehe sogleich.
 - Die KWKG-Umlage und die weiteren Umlagen sind weder für den unmittelbar verbrauchten Strom aus der PV-Anlage noch für den aus der PV-Anlage zwischengespeicherten Strom zu entrichten. Denn diese Umlagen werden als Aufschlag auf die Netzentgelte berechnet; auf diese Stromflüsse fallen aber keine Netzentgelte an.
 - Für den Strom, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird oder aus der PV-Anlage stammt und im Stromspeicher zwischengespeichert wird, gilt im Hinblick auf die EEG-Umlage § 61k EEG 2017. Diese Norm wurde durch Gesetz vom 22.12.2016⁴⁴ eingefügt; sie geht auf die Beschlussempfehlung des Wirtschaftsausschusses vom 14.12.2016⁴⁵ zurück. Nach dieser Norm wird eine Doppelbelastung mit EEG-Umlage für den ausgespeisten Strom grundsätzlich ausgeschlossen (§ 61k Abs. 1 Satz 1 EEG 2017). Ferner entfällt die EEG-Umlage auf die Speicherverluste (§ 61k Abs. 1 Satz 3 EEG 2017). Im vorliegenden Case läuft dies wirtschaftlich darauf hinaus, dass auf den eingespeicherten Strom 0 % EEG-Umlage anfällt, auf den ausgespeicherten Strom 100 % EEG-Umlage.
 - Für den Strom, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird und im Stromspeicher zwischengespeichert wird, gilt im Hinblick auf die KWKG-Umlage § 27b KWKG iVm § 61k EEG 2017. Auch diese Norm wurde durch Gesetz vom 22.12.2016 eingefügt; auch sie geht auf die Beschlussempfehlung des Wirtschaftsausschusses vom 14.12.2016 zurück. Eine Doppelbelastung für den ausgespeisten Strom kommt freilich im vorliegenden Case ohnehin nicht in Betracht, da die KWKG-Umlage als Aufschlag auf die Netzentgelte berechnet wird, auf die Stromflüsse innerhalb der Smart Neighborhood aber keine Netzentgelte anfallen. Wohl greift – jedenfalls nach Ansicht der Autoren – auch im vorliegenden Case die Befreiung von der KWKG-Umlage auf die Speicherverluste (§ 27b KWKG iVm § 61k Abs. 1 Satz 3 EEG 2017). Diese erst kurz

⁴⁴ Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung vom 22.12.2016.

⁴⁵ BT-Drucks. 18/10668 vom 14.12.2016.

vor Fertigstellung der Studie hinzugetretene Befreiung ist in den Berechnungen nicht eingestellt, hat aber nach Auffassung der Autoren keine nennenswerten Auswirkungen auf die quantitativen Ergebnisse.

- Ob für die Speicherverluste, die auf den Strom entfallen, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird und im Stromspeicher zwischengespeichert wird, auch die § 19 StromNEV-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage und die AbLaV-Umlage entfallen, ist auch und gerade nach den Änderungen der einschlägigen Normen durch das Gesetz vom 22.12.2016 ungewiss. Jedenfalls sind in den Berechnungen keine solche Befreiungen eingestellt, diese hätten aber nach Auffassung der Autoren ebenfalls keine nennenswerten Auswirkungen auf die quantitativen Ergebnisse

- Die Zahlung der Netzentgelte erfolgt nach dem Modell für Arbeitspreis und Grundpreis für den Strom, der aus dem öffentlichen Netz entnommen wird. Insbesondere kommen im Hinblick auf den Stromspeicher weder die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Sätze 1 und 3 EnWG noch das individuelle Netzentgelt nach § 19 Abs. 4 StromNEV in Betracht, da aus dem Stromspeicher nicht in das Netz zurückgespeist wird.

Die Darstellung der für die Smart-Neighborhood anfallenden Entgelte der Stromversorgung findet sich in Abb. 41, dabei sind Personenidentitäten durch die gewählten Farben indiziert.

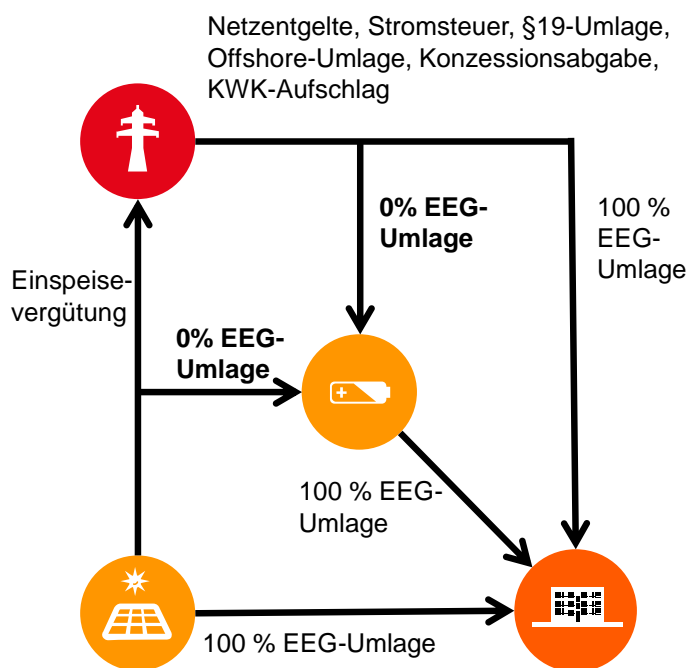


Abb. 41: Darstellung der anfallenden Entgelte im angenommenen Rahmen

Die beschriebene sehr komplexe Situation im Status quo ändert sich mit der Anpassung des normativen Rahmens.

- Zum einen wird analog zu Case I, die Messung, Bilanzierung und Abrechnung des aus dem öffentlichen Stromnetz entnommenen Stroms so verändert, dass ein zeitvariabler Tarif eingeführt wird. Dieser zeitvariable Tarif sieht eine Bepreisung des entnommenen Stroms je Stunde mit den jeweils in dieser Stunde geltenden Stromspotmarktpreisen vor.

- Gleichzeitig wird dem Speicher das Trading am Spotmarkt (d. h. hier zusätzlich Rückspeisung in Netz) erlaubt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die rückgespeisten Strommengen gleichartig behandelt werden. Dementsprechend wird auch die durch die PV-Anlage eingespeiste Energie gemäß Spotpreisen vergütet.
- Um die verzerrenden Effekte durch Umlagen beim Trading von eingekauftem Strom aufzuheben, werden Umlagen und Steuern beim Netzbezug nicht berücksichtigt, d. h. auch der Einkauf findet gemäß Spotpreisen statt.

Im alternativen normativen Rahmen mit Eingriffsrechten für den Netzbetreiber ist zusätzlich vorgesehen, dass der Netzbetreiber die Einspeisung von Strom aus dem Speicher bzw. aus der Photovoltaik-Anlage in das öffentliche Stromnetz unterbrechen bzw. einschränken kann, wenn dies die Situation im Verteilnetz erfordert. In den Modellrechnungen ist vorgesehen, dass diese Eingriffe über das intelligente Messsystem des Verbrauchers übertragen werden. Die regulatorische Ausgestaltung dieses Eingriffsrechts des Netzbetreibers ist für den Modellfall nicht näher spezifiziert. In Abschnitt 7.2 werden verschiedene Möglichkeiten der Umsetzung näher erläutert.

6.3.15 Technische Eckdaten des modellierten Speichers

Der zentrale Quartiersspeicher hat eine Speicherkapazität von 100 kWh und eine maximale Lade- und Entladeleistung von 100 kW⁴⁶, weiterhin wird ein Wirkungsgrad von 95 % angenommen. Da die Häuser ihren Wärmebedarf mittels Wärmepumpen decken, wird das Lastprofil des Hauses entsprechend der zur Deckung der Wärmelast notwendigen elektrischen Energie erhöht. Dazu wird auf das in Abschnitt 3.2.2.4 beschriebene Verfahren zur Erzeugung eines Wärmelastprofils zurückgegriffen. Dabei wird von einem „energetisch gut modernisierten“ Wohnhaus mit einem Endenergieverbrauch 85 kWh/(m²a) ausgegangen, für die installierten Wärmepumpen wird von einer Leistung von 6 kW_{therm} und einem COP von A 2°C / W 35 °C = 3,6 ausgegangen⁴⁷. Die summierte, installierte PV-Leistung der Nachbarschaft beträgt 95,9 kW, basierend auf den Dachpotenzialen des realen Netzgebiets. Im Zuge der Modellierung des heutigen Ordnungsrahmens wird daher von einer Vergütung von 10,71 ct/kWh für den rückgespeisten PV-Strom ausgegangen⁴⁸. Die in der Nachbarschaft installierten PV-Anlagen erzeugen in den modellierten Jahren jeweils eine Jahresenergie von 95,0 MWh, dem gegenüber steht ein Verbrauch der Wohnungen von 72,1 MWh. Reduziert man die PV-Erzeugung um die zeitgleiche Last, so verbleibt eine Jahresresterzeugung von 70,5 MWh, sowie ein Jahresrestverbrauch von 47,6 MWh. Ohne Installation eines Speichers würde die Selbstversorgungsquote der Nachbarschaft damit bei etwa 34 % liegen.

6.3.16 Ausgestaltung des untersuchten Netzes

Im Rahmen von Case II wird ein Strang eines Niederspannungsnetzes untersucht, das ein Wohngebiet mit überwiegend freistehenden Einfamilienhäusern versorgt. Der im Untersuchungsszenario betrachtete Zusammenschluss mehrerer Häuser zu einer Smart-Neighborhood bildet mit seinen Netzverknüpfungspunkt (NVP) das Ende des Stranges des öffentlichen Netzes. Die wichtigsten Parameter des betrachteten Netzes und der Versorgungsaufgabe außerhalb der Smart-Neighborhood sind in Tabelle 8 zusammengefasst. Innerhalb

⁴⁶ Angelehnt an „Projekt Strombank“ von MVV Energie

⁴⁷ Basierend auf Informationen aus BAFA „Erneuerbare Energien – Wärmepumpen mit Prüfnachweis“

⁴⁸ Vgl. BNetzA, EEG-Fördersätze für PV-Anlagen, Kleinanlagen seit 01.01.2016

der Smart-Neighborhood wird das Netz als verlustfrei und zu jeder Zeit uneingeschränkt nutzbar angenommen.

Netzparameter, Grenzwerte und Annahmen*

Spannungsebene:	0,4 kV	Wohneinheiten:	1 WE / HA
Topologie:	Strahlennetz	Haushaltsgröße:	3-4 Personen
Trafoleistung:	400 kVA	Hausanschlüsse [-]:	12
Leitungsquerschnitte:	K: 95-120 mm ²	Leitungslänge [m]:	316
SS-Spannung ONS:	100%	Lastprofile:	stochastisch
Spannungsgrenzen:	+3% / -5%	mit $\cos(\phi)$	0,95 (ind.)
max. Auslastung:	100%	PV-Profil:	Referenzmessung
		mit $\cos(\phi)$	0,95 (ind.)

Stützjahrspezifische Parameter*

	2020	2025	2030
PV-Leistung [kW]:	110	120	120
ePKW [-]:	0	1	4

*Alle Angaben beziehen sich auf das Netz außerhalb der Smart-Neighborhood

Tabelle 8: Case II - Netzparameter

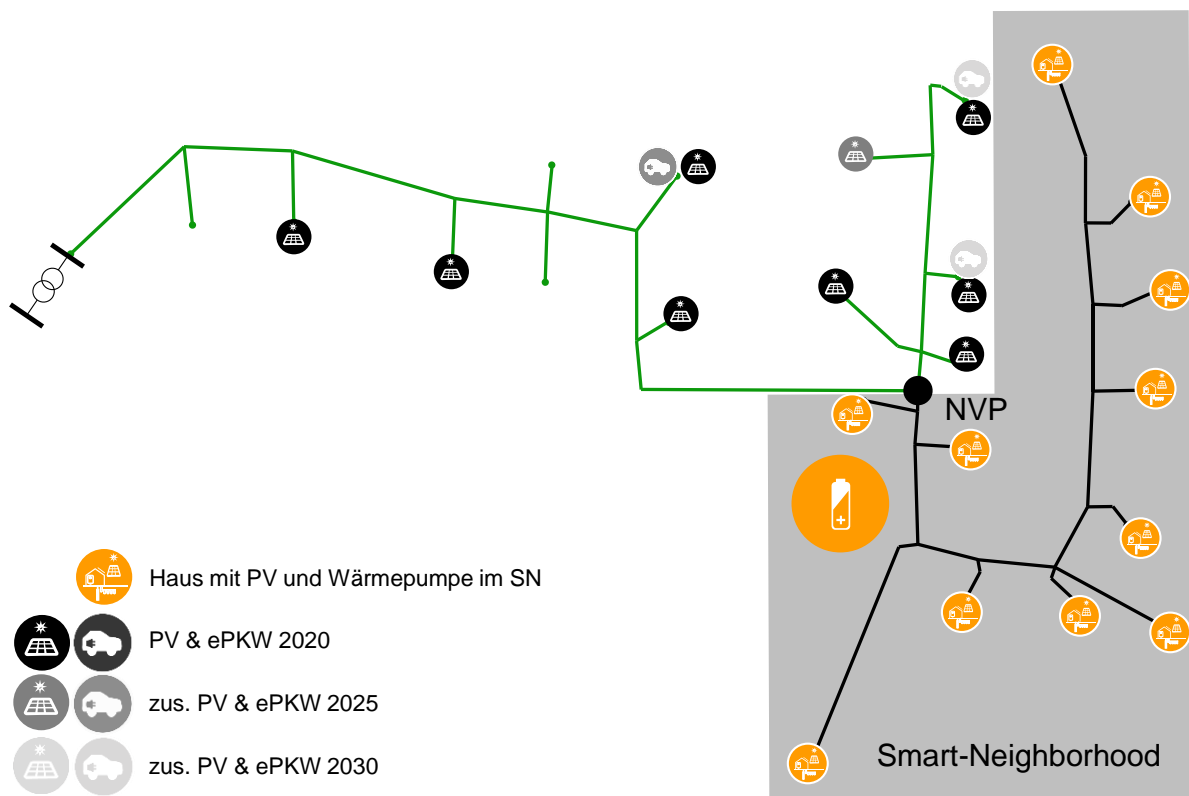


Abb. 42: Netzübersichtplan Case II

6.3.2 Ergebnisse der quantitativen Analyse

6.3.2.1 Netzberechnung

Die Berechnung des Netzkapazitätskorridors erfolgt für den gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt der Smart-Neighborhood. Der überlagerte Tagesverlauf der Netzkapazität aller berechneten Tage wird für die drei Stützjahre in Abb. 43 dargestellt. Durch die Einspeisung der PV-Anlagen außerhalb der Nachbarschaft reduziert sich zu den Mittagsstunden die Aufnahmekapazität für eine Rückspeisung am NVP. Lastbedingte Engpässe in den Abendstunden sind aufgrund der geringen Anzahl von Haushalten vor dem NVP weniger stark ausgeprägt als in Case I.

Im Vergleich der drei Stützjahre zeigt sich, dass sich die einspeisebedingten Engpässe nicht signifikant verändern, da entsprechend des regionalisierten Szenarios lediglich im Jahr 2025 ein geringfügiger Zubau an PV-Anlagen erfolgt und die installierte Leistung anschließend konstant bleibt. Durch die zusätzlichen Elektrofahrzeuge im Jahr 2025 und 2030 kommt es zu temporären Einflüssen der Ladeleistung auf die Netzkapazität, welche durch den verbreiterten gelben Bereich abseits der Mittagsstunden deutlich werden.

In allen Stützjahren treten im betrachteten Netzabschnitt ohne die Berücksichtigung der Einflüsse der Smart-Neighborhood keine Grenzwertverletzungen auf. Es lassen sich für den betrachteten Strang eher temporäre einspeisebedingte als lastbedingte Engpässe ausmachen.

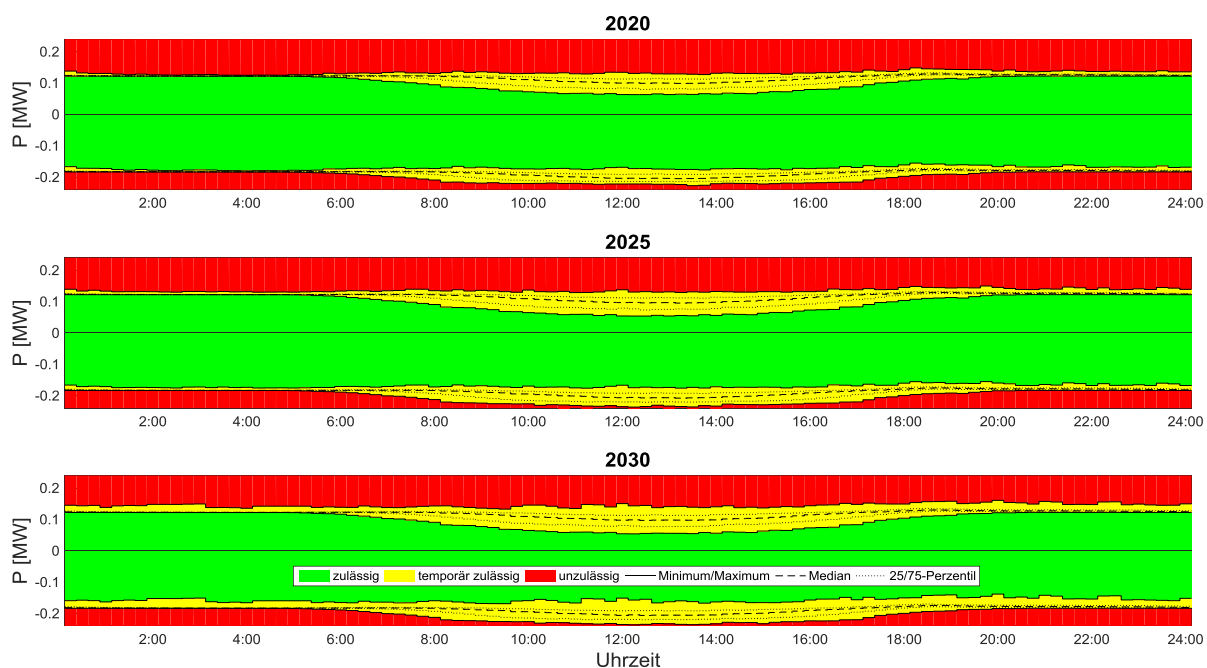


Abb. 43: Netzkapazitätskorridor am NVP des Smart-Neighborhood für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030

6.3.2.2 Speichersimulation

Quadrant D - Alternativer Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Losgelöst vom aktuellen normativen Rahmen und von Restriktionen seitens des Netzbetreibers steht der Speicher der Nachbarschaft sowohl zur Erwirtschaftung von Erlösen durch Trading am Spotmarkt, als auch zur Zwischenspeicherung der Energie aus den PV-Anlagen zur Verfügung. Alternative Erlöspotenziale durch Vermarktung von Regelenenergie werden in Abschnitt 6.3.2.4 diskutiert und sind nicht Teil der hier bestimmten optimalen Einsatzweise der Nachbarschaft. Dabei werden die PV-Energie und die durch den Speicher rückgespeiste Energie mit Spotpreisen vergütet, der Bezug zur Lastdeckung und zum Trading erfolgt ebenfalls zu Spotmarktpreisen. Damit wird die Preisverzerrung durch SIPs aufgehoben, und die Nachbarschaft kann die Spreads am Spotmarkt optimal ausnutzen.

Wie eingangs beschrieben, steht unter diesem Rahmen die kostenoptimale Versorgung der Nachbarschaft im Vordergrund, losgelöst von der selbsterzeugten Energie. So ist es in diesem Rahmen teilweise sinnvoller, den erzeugten PV-Strom zu verkaufen, anstelle ihn einzuspeichern und später selbst zu verbrauchen. Die aus den Fahrweisen resultierenden Ergebnisse für die Smart-Neighborhood sind für die drei betrachteten Jahre in den Abb. 44 und Abb. 45 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich die Ergebnisse der drei Jahre nicht signifikant unterscheiden.

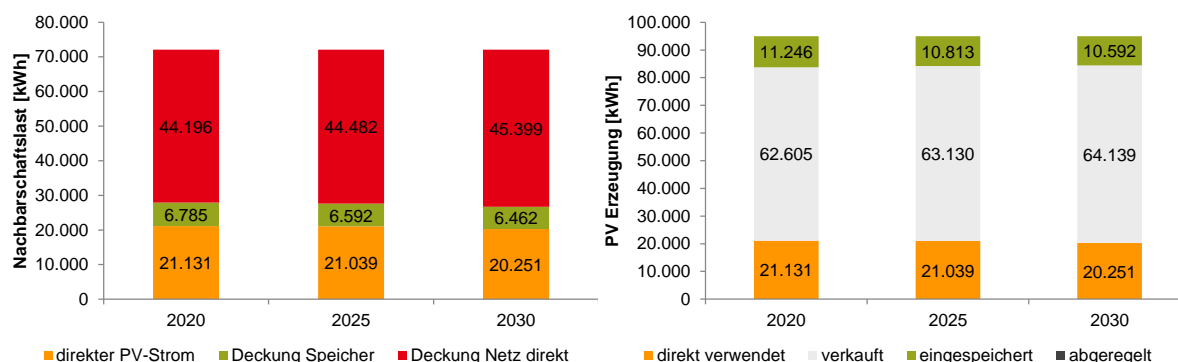


Abb. 44: Verwendung des erzeugten PV-Stroms und Lastdeckung der Nachbarschaft im Quadrant D

In Abb. 44 wird auf der linken Seite dargestellt, wie der erzeugte PV-Strom innerhalb der Nachbarschaft eingesetzt wird. So ist es einerseits möglich, ihn direkt zur Lastdeckung zu verwenden oder ihn zu verkaufen. Weiterhin ist es möglich, ihn zur weiteren Verwendung in den Quartierspeicher einzuspeichern. Sollte eine Lastdeckung bzw. eine Befüllung des Speichers mit dem PV-Strom unmöglich sein und zusätzlich die Rückspeisung aufgrund von Netzengpässen nicht erlaubt sein, so wird dieser Strom unter „abgeregelt“ aufgeführt. Dieser Strom steht dem System somit nicht weiter zur Verfügung. Auf der rechten Seite wird dargestellt, wie die anfallende Last der Nachbarschaft gedeckt wird. Dazu kann entweder auf den erzeugten PV-Strom direkt zugegriffen werden, oder aber die Last wird vom Netz oder aus dem Speicher gedeckt. Ob der Strom aus dem Speicher vorher vom Netz bezogen wurde oder ob es sich um eingespeicherten PV-Strom handelt, kann an dieser Stelle nicht mehr unterschieden werden. In der Grafik lässt sich insbesondere ablesen, dass in der hier analysierten Fahrweise der eingespeicherte PV-Strom zeitversetzt am Spotmarkt verkauft wird, da in der Jahresbilanz nur etwa 60 % der eingespeicherten Strommenge zur Lastdeckung verwendet wird.

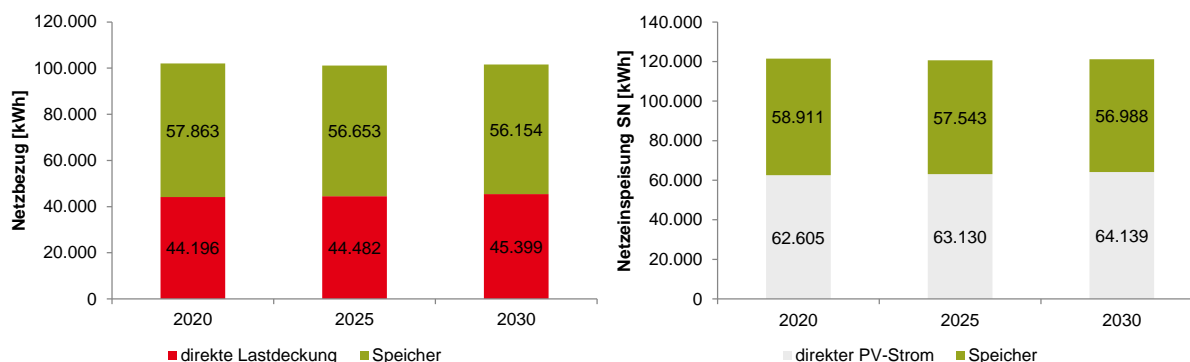


Abb. 45: Netzbezug und Netzeinspeisung der Nachbarschaft im Quadrant D

In Abb. 45 sind die Strommengen dargestellt, welche durch die Nachbarschaft vom Netz bezogen bzw. rückgespeist wurden. Dabei beschreibt das Diagramm auf der linken Seite, welche Strommenge die Nachbarschaft vom Netz der öffentlichen Versorgung bezogen hat, entweder zur direkten Lastdeckung oder zur Speicherung im Speicher. Auf der rechten Seite sind die rückgespeisten Strommengen dargestellt. Hier wird unterschieden, ob diese Einspeisung von der PV-Anlage erfolgt, oder aber über den Speicher. Dabei ist es, wie oben bereits erwähnt, nicht möglich, zu erkennen, ob es sich bei dem Speicherstrom um vorher bezogenen oder eigenerzeugten PV-Strom handelt.

Wie bereits erwähnt, unterscheiden sich die drei betrachteten Jahre nicht signifikant. Etwa 22 % der Eigenerzeugung wird direkt zur Lastdeckung verwendet und etwa 66 % werden direkt verkauft. Der Rest wird zur späteren Verwendung eingespeichert, eine Abregelung muss nicht vorgenommen werden, da eventuelle Netzrestriktionen keine Berücksichtigung finden. Bei der Deckung der Last wird zu etwa 29 % auf direkte Eigenerzeugung zurückgegriffen und zu etwa 62 % auf direkten Netzbezug. Die restliche Lastdeckung findet aus dem Speicher statt, dabei handelt es sich größtenteils um eigenerzeugten Strom. In diesem Quadranten erreicht die Nachbarschaft einen Selbstversorgungsanteil von ca. 38 %, d. h. der Speicher trägt nicht wesentlich zur Erhöhung der Selbstversorgungsquote bei.

Wie in Abb. 45 ersichtlich ist, wird der Speicher aktiv zum Traden am Spotmarkt eingesetzt, dabei übersteigt der Bezug des zur Zwischenspeicherung eingekauften Stroms sogar den zur Lastdeckung benötigten Strom. Generell ist ebenfalls ersichtlich, dass innerhalb der drei betrachteten Jahre weniger Speicher- und PV-Strom zur Lastdeckung verwendet wird. Dies ist durch das aktive Trading begründet, da die zukünftigen Strompreise volatil werden und es somit lukrativer ist, mittels des Speichers flexibel auf die größeren Spreads zu reagieren. In Abb. 46 findet sich eine Darstellung der Spotmarktwerte der jeweiligen Strommengen. Einerseits ist erkennbar, dass durch die Steigerung der Strompreise in den drei betrachteten Jahren die Kosten der direkten Lastdeckung um mehr als das 2,5-fache steigen, obwohl sich die bezogene Strommenge kaum verändert hat. Allerdings werden zeitgleich höhere Erlöse durch die PV-Einspeisung wie auch das Speichertrading erlöst. In Summe profitiert die Smart Neighborhood durch die Preissteigerung am Spotmarkt, die Differenz zwischen Bezug und Einspeisung kann an dieser Stelle als Messgröße für den Erlös betrachtet werden. Sie steigt von 2020 nach 2030 auf etwa den 2,5-fachen Wert.

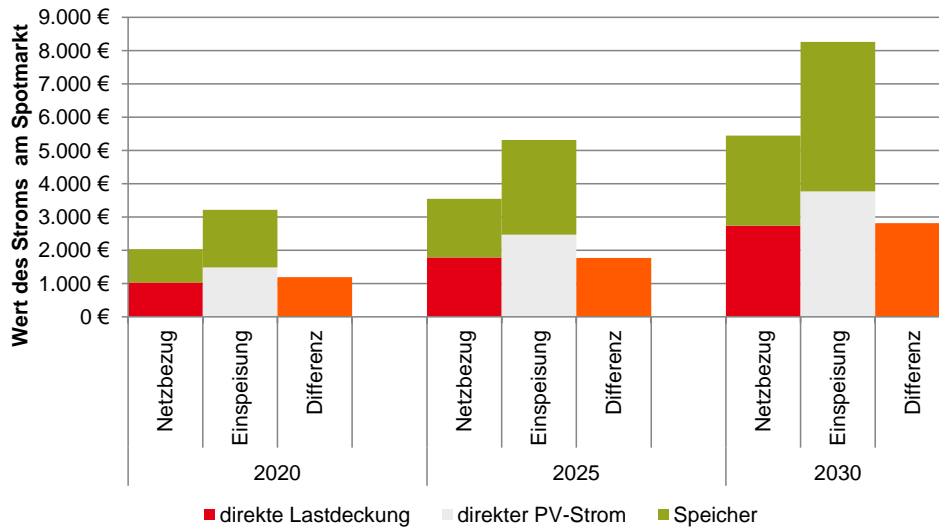


Abb. 46: Darstellung des Sportmarktwertes der verschiedenen auftretenden Strommengen im Quadrant D

Die Auswirkungen des beschriebenen Betriebsverhaltens der Smart-Neighborhood gemäß Quadrant D auf das Netz werden in Abb. 47 dargestellt. In allen drei betrachteten Stützjahren kommt es zu einspeisebedingter Grenzwertverletzung. Im Stützjahr 2025 nimmt die Anzahl der Grenzwertverletzungen aufgrund der zusätzlichen installierten PV-Leistung außerhalb der Smart-Neighborhood nochmals leicht zu und bleibt dann annähernd konstant.

Während die Grenzwertverletzungen zur Mittagszeit aufgrund der Photovoltaikanlagen auch ohne den Speicher auftreten würden, sind die Grenzwertverletzungen in den Morgenstunden auf das Trading des Speichers zurückzuführen. Aufgrund der höheren Preise zwischen 8 und 9 Uhr speist der Speicher zusätzlich zur hochlaufenden PV-Einspeisung in das Netz ein und führt zu Grenzwertverletzungen. Anschließend sind zwischen 9 und 10 Uhr kaum Netzprobleme zu erkennen, da hier der Speicher nachlädt. Danach kommt es durch die PV-Rückspeisung und den Speicherbetrieb zu weiteren Zeitpunkten mit Netzproblemen.

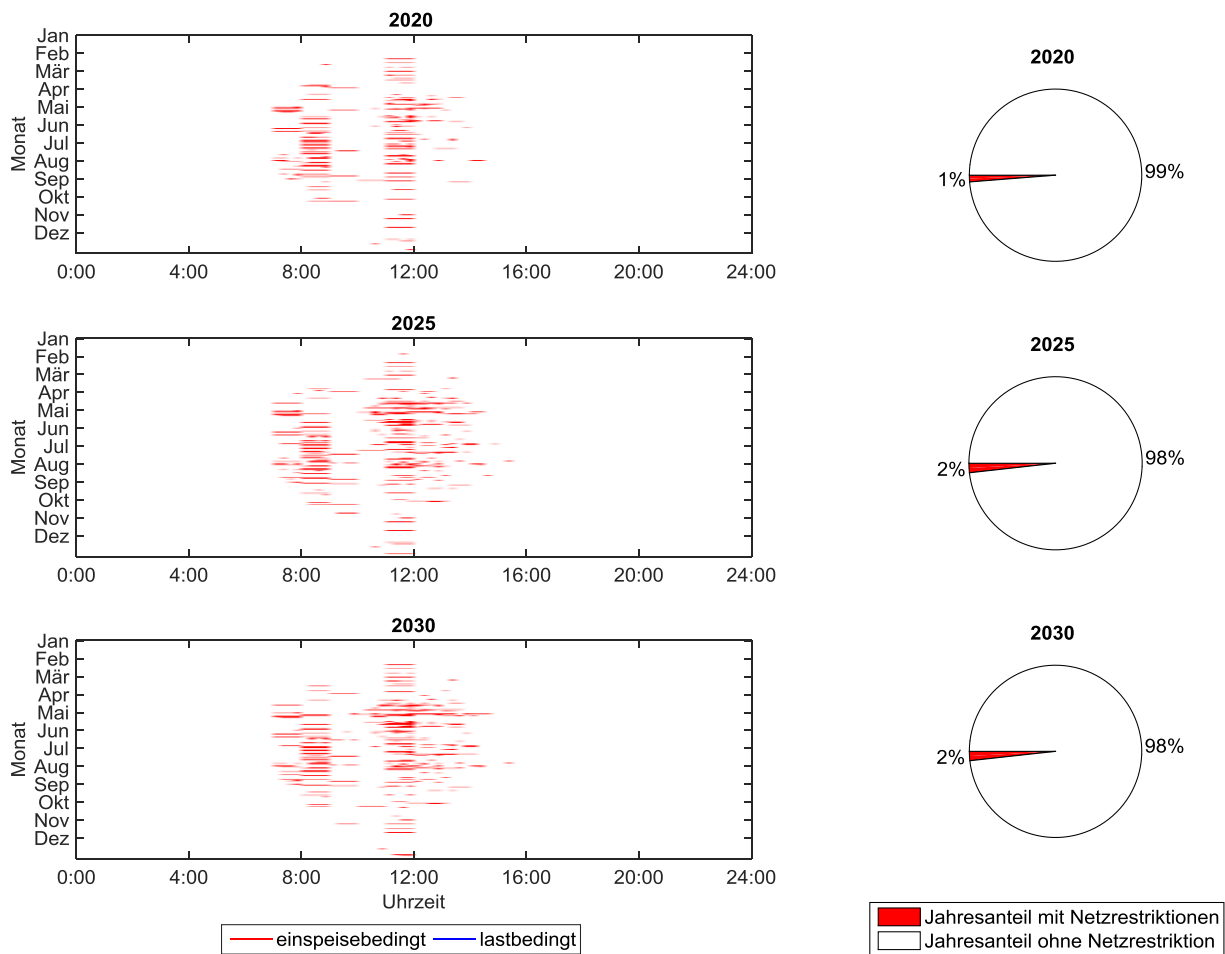


Abb. 47: Zeitpunkte und Jahresanteil der Netzrestriktionen am NVP, bei Betriebsverhalten im Quadrant D

Quadrant C - Alternativer Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

Unter Einbeziehung eines Signals vom Netzbetreiber auf Basis der Netzzustandsüberwachung ändert sich das Verhalten der Nachbarschaft nicht grundlegend. Wie in Abb. 48 erkenntlich, beschränkt das Netz die direkte Rückspeisung des erzeugten PV-Stroms, dieser wird dabei nicht im Speicher eingespeichert, sondern es wird in Kauf genommen, dass dieser Strom abgeregelt wird. Dabei nehmen die Unterschiede im Laufe der drei betrachteten Jahre zu, so werden im Jahr 2020 etwa 250 kWh PV-Strom weniger als in Quadrant D direkt eingespeist, während es im Jahr 2030 etwa 3.600 kWh sind (vergleiche mit Abb. 44). Weiterhin schränkt das Netz die Fahrweise des Speichers in der Art ein, dass die Menge des vom Speicher rückgespeisten Stroms im Jahr 2030 um 1.000 kWh geringer ist als im Quadrant D. Die Abregelung der PV-Erzeugung erfolgt dabei teilweise auch, weil es durch die Entwicklung der Strompreise (Stunden mit 0 €-Preisen nehmen zu) nicht lukrativ ist, die selbst erzeugte Energie einzuspeichern.

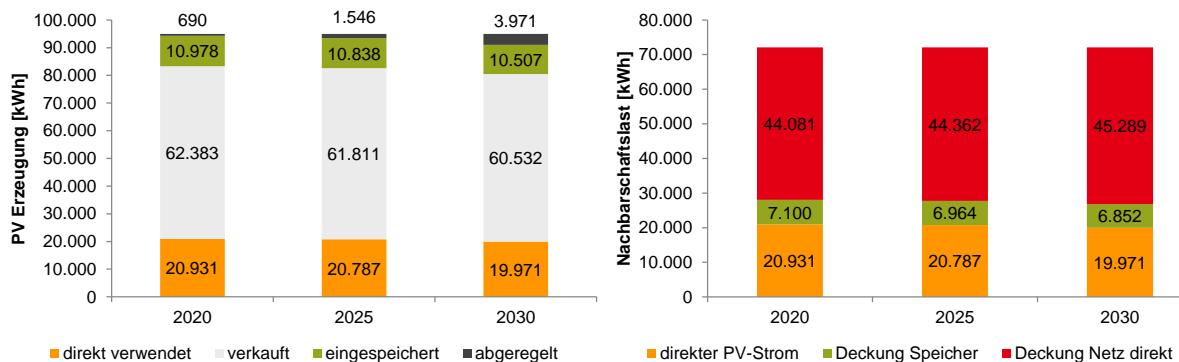


Abb. 48: Verwendung des erzeugten PV-Stroms und Lastdeckung der Nachbarschaft im Quadrant C

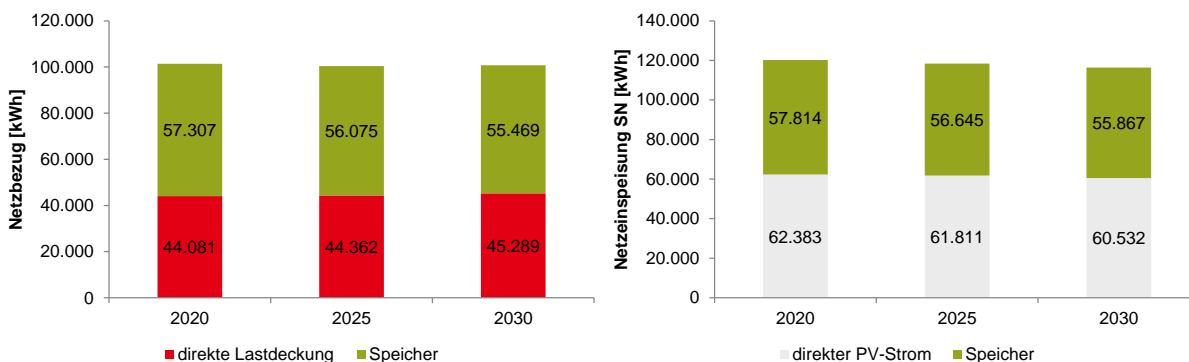


Abb. 49: Netzbezug und Netzeinspeisung der Nachbarschaft im Quadrant C

Vergleicht man Abb. 49 und Abb. 45, so ist ersichtlich, dass die Limitierungen des Netzbetreibers hauptsächlich zu einem verringerten Tradingvolumen führen, die zur direkten Lastdeckung benötigte Strommenge ist beinahe unverändert. Da der Netzbetreiber die Rückspeisung und Lastaufnahme der Nachbarschaft beschränkt, findet in der optimierten Fahrweise des Speichers, eine Umverteilung der Einspeisungen von Speicher und PV-Anlage derart statt, dass sich der Wert des rückgespeisten Stroms in Summe nur unwesentlich unterscheidet. Auf eine graphische Gegenüberstellung der Werte der Strommengen am Spotmarkt wie in Abb. 46 wird an dieser Stelle verzichtet, da die Abweichungen mit bloßem Auge nicht erkennbar sind. Eine Darstellung der Differenzen zwischen Bezug und Einspeisung findet sich in Tabelle 9. Da diese Erlöse im alternativen Rahmen an die Nachbarschaft durchgereicht werden, zeigt sich, dass eine netzverträgliche Fahrweise die Erlöse nur geringfügig reduziert.

Quadrant A - Heutiger Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

Wechselt man bei der Bestimmung des Einsatzverhaltens in den heutigen Rahmen, so ändert sich das Verhalten maßgeblich. Durch die Verzerrung der Spotmarktpreise durch staatlich induzierte Preiskomponenten findet eine höhere Gewichtung des erzeugten PV-Stroms statt. Dieser ist ausschließlich mit der EEG-Umlage belastet (vgl. Abschnitt 6.3.1.4) und damit wesentlich günstiger als der mit vollen SIPs behaftete Fremdbezug. Die Erlöse aus der Rückspeisung von PV-Strom können dabei nur als kostenmindernd betrachtet werden, denn auch hier ist der Strompreis für den Bezug wesentlich teurer als der Erlös aus dem Verkauf. Eine Rückspeisung aus Strom im Speicher und somit ein mögliches Trading wird in diesem Rahmen nicht unterstellt.

Die Ergebnisse der optimierten Fahrweise sind in Abb. 50 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Fahrweise in allen drei betrachteten Jahren identisch ist. Vergleicht man die Ergebnisse mit denen aus dem alternativen Rahmen, so stellt man fest, dass unter Berücksichtigung des heutigen Rahmens die Selbstversorgungsquote auf 62 % steigt. Damit wird durch die Installation des Speichers die Menge des nutzbaren PV-Stroms in etwa verdoppelt. Gleichzeitig lässt sich an Abb. 50 erkennen, dass der Speicher den erzeugten PV-Strom so nutzen kann, dass kein Strom abgeregelt werden muss. Da der Speicher in dem hier unterstellten Rahmen nicht am Spotmarkt traden kann, wird auf die Darstellung von Netzbezug und Netzeinspeisung verzichtet, da alle Informationen bereits in Abb. 50 aufgeführt sind. Die Abweichungen zwischen ein- und ausgespeichertem Speicherstrom sind durch Speicherverluste bedingt.

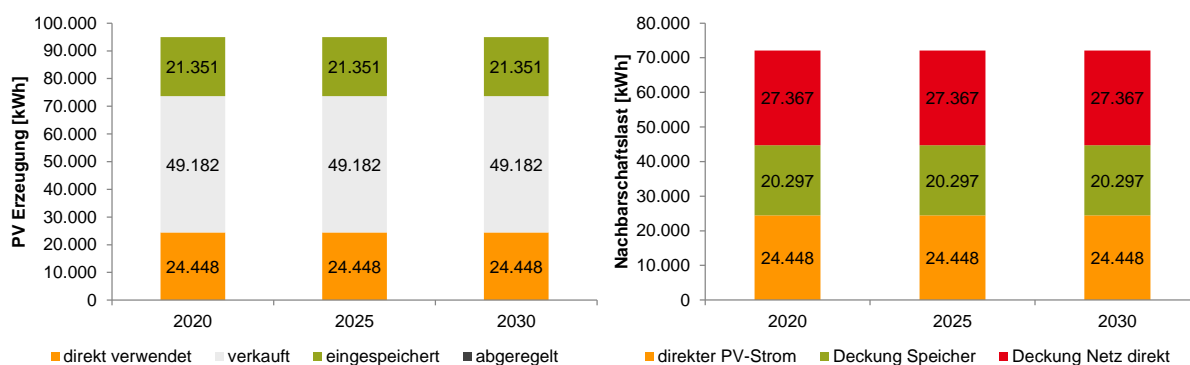


Abb. 50: Verwendung des erzeugten PV-Stroms und Lastdeckung der Nachbarschaft im Quadrant A

Der Versuch die Kosten in Quadrant A mit denen von C und D zu vergleichen ist aufgrund der grundsätzlich unterschiedlichen Rahmenbedingungen nicht ohne weiteres möglich. Insbesondere stellt eine optimale Strategie im heutigen Rahmen eine Minimierung der (zeitlich konstanten) Umlagen dar, während sie sich im alternativen Rahmen an den (zeitlich variablen) Sportmarktpreisen orientiert. Wie in den Quadranten C und D findet sich eine Darstellung des Spotmarktwertes der jeweiligen Strommengen in Abb. 51. Es zeigt sich, dass die Nachbarschaft „wertvolleren“ Strom verkauft als sie bezieht, der Wert der rückgespeisten Energie steigt im Laufe der Jahre in höherem Maße als der der bezogenen Strommenge. In diesem Fall kann diese Differenz jedoch nicht als Grundlage für eine Aussage über die Erlöse der Nachbarschaft dienen, da sowohl der Bezug, wie auch die PV-Einspeisung zu zeitlich invarianten Preisen erfolgen. Insbesondere ändert sich der Preis den die Nachbarschaft für den eingespeisten PV-Strom erhält in den verschiedenen betrachteten Jahren nicht. Der Vergleich mit den Werten aus Quadrant B in Tabelle 9 jedoch auch, dass eine netzverträgliche Fahrweise kaum Auswirkungen auf die Jahreswerte hat. Hier zeigt sich auch, dass der Wert mit Netzrestriktionen, sogar höher ist als ohne diese (Quadrant B). Eine Erklärung dieses Umstandes findet sich am Ende des folgenden Abschnitts.

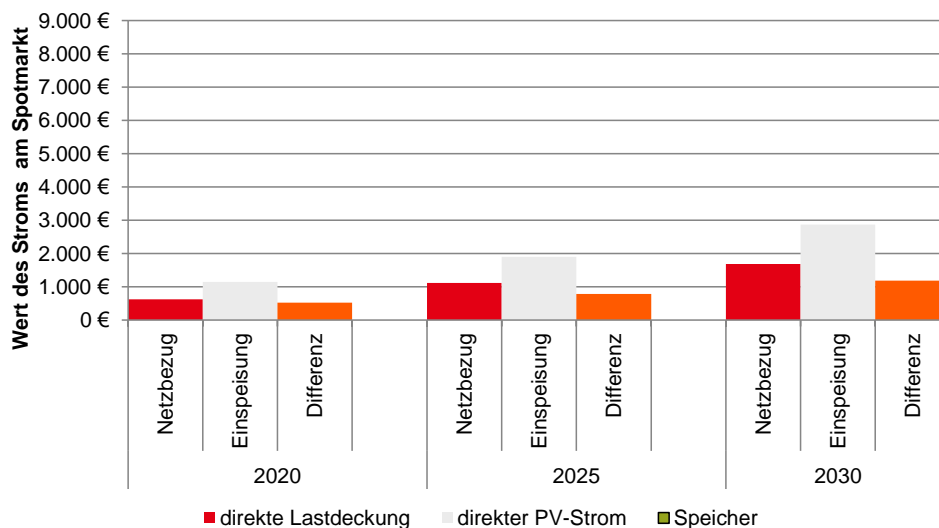


Abb. 51: Darstellung des Spotmarktwertes der verschiedenen auftretenden Strommengen im Quadrant A

	2020	2025	2030
Quadrant D - Differenz Einspeisung - Bezug	1.190 €	1.768 €	2.813 €
Quadrant C - Differenz Einspeisung - Bezug	1.188 €	1.765 €	2.809 €
Quadrant A - Differenz Einspeisung - Bezug	521 €	783 €	1.187 €
Quadrant B - Differenz Einspeisung - Bezug	520 €	770 €	1.180 €

Tabelle 9: Vergleich der Spotmarktwerte in den verschiedenen Quadranten in Case II

Quadrant B - Heutiger Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Bei Optimierung ohne Berücksichtigung von netzseitigen Restriktionen treten im untersuchten Netz im heutigen Rahmen einspeisebedingte Grenzwertverletzungen auf. Die netzseitig problematischen Zeitpunkte sind in Abb. 52 dargestellt. Da in diesem Betriebsfall der Speicher nicht in das Netz zurückspeisen darf, treten die Netzprobleme immer dann auf, wenn der Speicher voll ist, die erzeugte PV-Leistung in das öffentliche Netz einspeist und gleichzeitig ein Engpass vorliegt. Da der Speicher aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingung bestrebt ist möglichst die gesamte Energie innerhalb der Nachbarschaft zu halten, reduziert sich die

Anzahl der einspeisebedingten Grenzwertverletzungen gegenüber einer Variante ohne Speicher, allerdings gibt es keine Motivation des Speichertreibers eine Fahrweise des Speichers zu wählen, so dass Rückspeisung der PV-Anlage den Netzrestriktionen genügt.

Untersucht man hingegen die auftretenden Jahresstrommengen (Bezug, Eigenverbrauch, Rückspeisung, Ein- und Ausspeicherung), so stellt man fest, dass es hier keinen Unterschied zu Quadrant A gibt. Dies bedeutet, dass es eine Fahrweise gegeben hätte, bei der die Grenzwertverletzungen nicht aufgetreten wären und gleichzeitig dieselben Strommengen zurückgespeist worden wären. Da im heutigen Rahmen eine Abrechnung ausschließlich aufgrund der Jahresstrommengen und ohne zeitliche Differenzierung stattfindet und alle relevanten SIP ebenfalls zeitindifferent sind, fallen für die Nachbarschaft in Quadrant A und B dieselben Kosten bzw. Erlöse an. Wie oben bereits erwähnt, sind die Werte am Spotmarkt unter Berücksichtigung von Restriktionen sogar etwas höher als ohne. Dies ist ein Nebeneffekt davon, dass alle in der Optimierung berücksichtigten Preiskomponenten zeitinvariant sind und somit der tatsächliche Verlauf der Spotmarktpreise keinerlei Auswirkungen auf die Erlöse der Smart-Neighborhood haben.

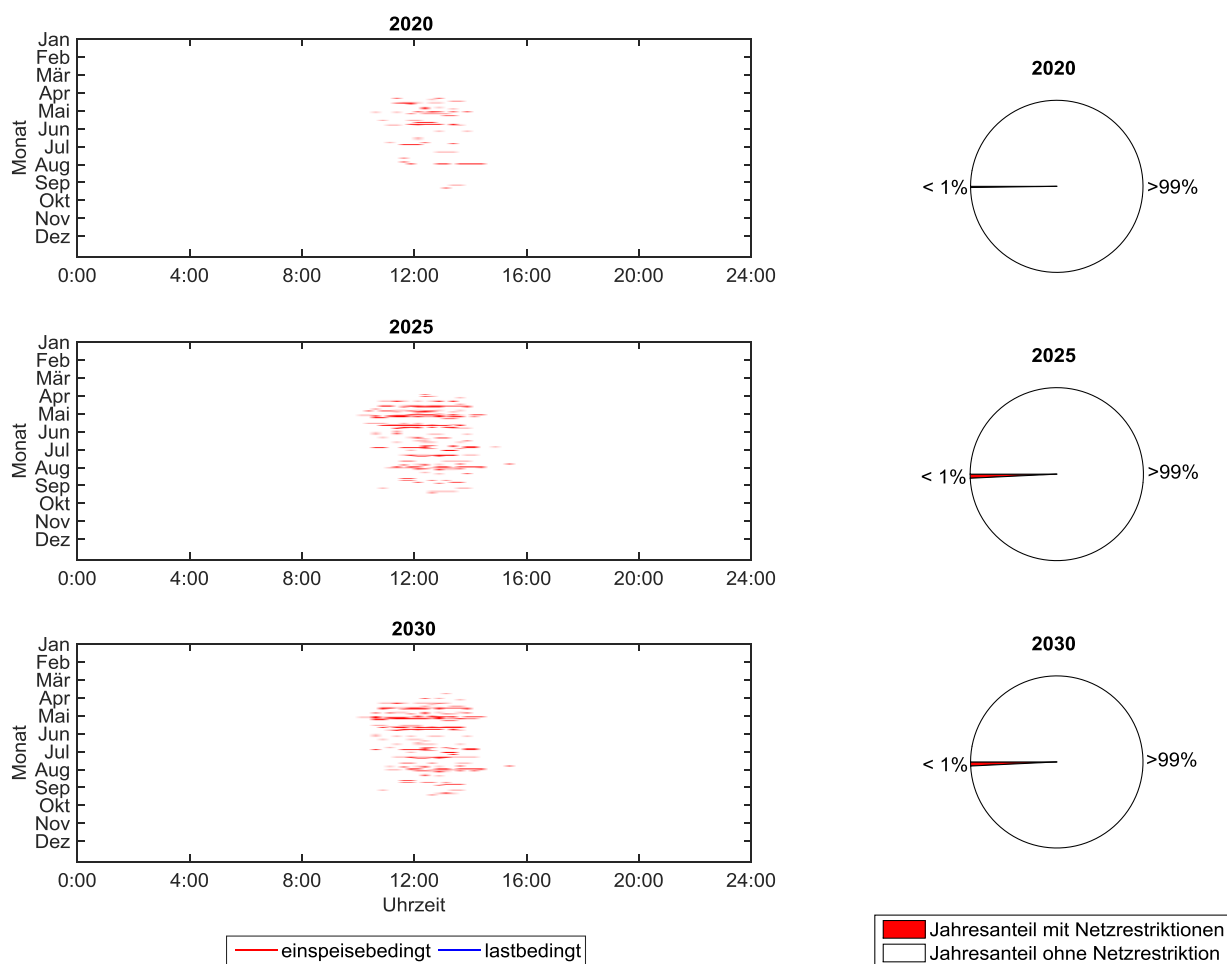


Abb. 52: Zeitpunkte und Jahresanteil der Netzrestriktionen am NVP, bei Betriebsverhalten im Quadrant B

6.3.2.3 Bewertung aus Sicht des Netzbetreibers

In Case II verursacht die Einspeisung der PV-Anlage(n) der Nachbarschaft in den drei Stützjahren zunehmend Grenzwertverletzungen, die durch den Speicher nicht zu allen Zeitpunkten beseitigt werden. Bei den identifizierten Grenzwertverletzungen handelt es sich um thermische Betriebsmittelüberlastungen auf dem gesam-

ten Kabel zwischen Ortsnetzstation und der Nachbarschaft am Strangende, sowie um einen unzulässig hohen Spannungsanstieg. Der Netzbetreiber muss daher Maßnahmen zur Netzertüchtigung oder zum Netzausbau ergreifen. Von den überprüften Handlungsalternativen (Kabelausbau, rONT, DNA) entfällt die Variante rONT, da die thermischen Betriebsmittelüberlastungen nur durch einen Kabelaustausch auf einer Länge von 250 m behoben werden können, wodurch auch alle Spannungsbandprobleme beseitigt werden. Der rONT ist daher dann ohne praktischen Nutzen. Die durch die Einspeisung der PV-Anlagen bedingte Netzausbaumaßnahme (Kabelmaßnahme) ist auch ausreichend, um die speicherbedingten Einspeisespitzen im alternativen Rahmen (Quadranten D) aufzunehmen.

Hat der Netzbetreiber Zugriffsrechte auf das System (Speicher und PV-Anlagen) der Nachbarschaft, ist die Installation eines Netzautomatisierungssystems (DNA) zweckmäßig. Dieses System schafft die technischen Voraussetzungen mit Hilfe eines zusätzlichen Sensors⁴⁹ plus der Sensor-Aktor-Funktionalität des Nachbarschaft-Systems für gezielte, bedarfsgerechte Eingriffe bzw. Netzrestriktionen. Die andernfalls auftretenden Grenzwertverletzungen werden so umfänglich verhindert.

Die DNA-Lösung, als Voraussetzung für die netzdienliche Nutzung des Speichers, schneidet mit 20,000 € am kostengünstigsten ab. Die konventionelle Ausbauoption liegt mit einem Barwert von 22,000 € auf einem vergleichbaren Kostenniveau (Abb. 53). Wie oben beschrieben, entfällt die Variante rONT, da anders als in anderen Netzkonstellationen hier die Auslastung der Betriebsmittel (Kabel) und nicht die Spannungsanhebung die Höhe des Netzausbaubedarfs bestimmen.

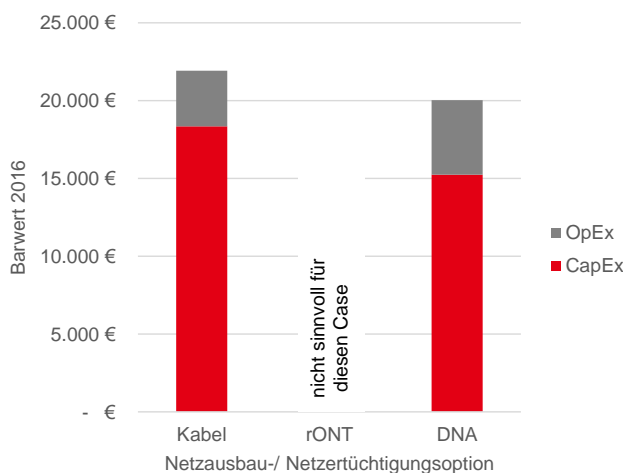


Abb. 53: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreibers (Case II)

6.3.2.4 Bewertung aus Sicht des Speicherbetreibers

In dem hier betrachteten Case stellen sich zwei grundsätzlich unterschiedliche Speicherfahrweisen ein. Im heutigen, Umlagen behafteten, System steht deren Optimierung im Vordergrund, diese ist losgelöst vom Verlauf der Spotmarktpreise. Erlaubt man dem Speicher das Trading und hebt die Verzerrungen durch die SIPs und Einspeisevergütung auf, so ist aktives Trading am Spotmarkt fester Bestandteil der optimalen Betriebsstrategie. Im heutigen Ordnungsrahmen entspricht die Maximierung der Selbstversorgungsquote der

⁴⁹ Die benötigte Anzahl an Messsensoren zur Zustandsüberwachung wird mit 15% der Hausanschlüsse abgeschätzt. Eine Sensor-Aktor-Funktionalität des Nachbarschaft-Systems wird vorausgesetzt, wodurch sich die Zahl an Sensoren verringert.

optimalen Betriebsstrategie. Die Installation des Speichers erlaubt es, diese Quote in etwa zu verdoppeln. In Abb. 54 findet sich eine Gegenüberstellung Deckung der Nachbarschaftslast im Jahr 2020 in den verschiedenen untersuchten Quadranten.

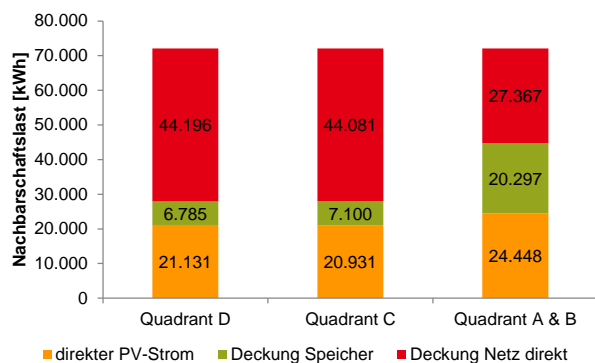


Abb. 54: Vergleich der Deckung der Nachbarschaftslast im Jahr 2020 in den vier untersuchten Quadranten

Gleichzeitig zeigt das untersuchte Beispiel, dass sowohl im heutigen, wie auch im alternativen Rahmen eine Berücksichtigung von Netzzuständen keine wesentlichen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben. In diesem exemplarisch untersuchten Fall verändert sich die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetreibers im heutigen Ordnungsrahmen sogar gar nicht. Dies liegt allerdings ausschließlich daran, dass hier eine Speicherfahrweise gefunden werden konnte, so dass eine Abriegelung von PV-Strom nicht notwendig ist.

Betrachtet man alternativ zur hier beschriebenen Versorgungsaufgabe die Erbringung von Primärregelleistung durch den Quartierspeicher im Zuge einer optimalen Betriebsstrategie, so kann dies aufgrund der Speichergroße nur im Verbund mit anderen technischen Einheiten erfolgen, eine entsprechende Präqualifikation vorausgesetzt. Da in dieser Studie die Analyse von Pools, welche die Verfügbarkeit unterschiedlicher technischer Einheiten durch stochastische Vermischung garantieren können nicht im Fokus steht, wird hier der Fall betrachtet, dass der Speicher einen unbedingten Netzzugang besitzt. Die dazu notwendigen Kosten eines konventionellen Netzausbaus wurden im vorherigen Abschnitt bereits aufgeführt. Entsprechend den in Abschnitt 5.3.4 aufgeführten Annahmen zu Preisen für PRL führt dies beim hier angenommenen Speicher zu Erlösen zwischen 13.780 € und 18.980 € pro Jahr, denen die im vorherigen Abschnitt aufgeführten Kosten für den Verteilnetzausbau gegenüber stehen. Im hier untersuchten Fall zeigt sich, dass die angenommenen Erlöse aus der PRL Vermarktung bereits kurzfristig ausreichen könnten, den Ausbau zu refinanzieren. Da die Erbringung von PRL jedoch zu nicht rückwirkungsfrei zu den Einsparungen durch Erlöse aus Trading und PV-Einsatz ist, kann diese Aussage nicht ohne eine tiefere betriebliche Analyse der PRL Vermarktungsstrategie belegt werden.

6.3.3 Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit

In diesem Case müssen die Auswirkungen zweier gänzlich verschiedener Ansätze der Speicherbewirtschaftung miteinander verglichen werden. So steht einerseits bedingt durch Vermeidung der hohen fixen SIP die Maximierung des Anteils an selbst verbrauchtem PV-Stroms im Vordergrund, während im alternativen Rahmen aktives Spotmarkttrading den Schwerpunkt für kostenminimalen Gesamtbezug darstellt.

Im hier analysierten Netzgebiet treten im heutigen Rahmen ausschließlich Netzbelastungen aufgrund von PV-Einspeisungen auf. Da im heutigen Rahmen eine Rückspeisung des Speichers nicht berücksichtigt wird, kann der Speicher ausschließlich durch Laden zur Verbesserung der Netzsituation beitragen. Dabei kann eine

vollständige Vermeidung von Netzüberlastung jedoch nicht garantiert werden, da lokale Signale des aktuellen Netzzustandes in der Fahrweise keine Berücksichtigung finden. Bei Berücksichtigung der lokalen Netzrestriktionen stellt sich hingegen eine Speicherfahrweise ein, die eine Abregelung von Photovoltaikanlagen nicht erforderlich macht und in diesem Fall zu keinen Mehrbelastungen für den Speicherbetreiber führt.

Im angepassten Rahmen nutzt der Speicher die auftretenden Spreads am Spotmarkt um günstigen Strom einzukaufen und teurem Strom zu verkaufen. Dabei kommt dem Verkauf des selbst erzeugten PV-Stroms eine gesteigerte Rolle zu, insbesondere entstehen in diesem untersuchten Case durch marktorientiertes Trading des Speichers zusätzliche Grenzwertverletzungen, die ohne den Speicher nicht aufgetreten wären. Durch eine netzverträgliche, temporäre Einschränkung des marktorientierten Verhaltens auf Basis des Netzzustandes, können die Probleme jedoch behoben werden. Durch die nur seltenen und kurzzeitigen Einschränkungen der Betriebsweise durch das Netz sind die wirtschaftlichen Auswirkungen für den Speicherbetreiber vernachlässigbar. Generell führt dieses angepasste Verhalten jedoch zu einem höheren Lastbezug der Smart Neighborhood, da im Vergleich zum heutigen Rahmen einerseits die Eigenverbrauchsquote stark sinkt, andererseits Strom auch zum Zwischenspeichern bezogen wird.

Es zeigt sich, dass durch die Installation einer dezentralen Netzautomatisierung und der Einbindung des Batteriespeichers der Smart-Neighborhood ein konventioneller Ausbau kostengünstig vermieden werden kann und einspeisebedingte Grenzwertverletzungen durch eine angepasste Speicherbetriebsweise behoben werden können.

Abweichend von der hier untersuchten Parametrisierung sind inhaltsähnliche Varianten denkbar. So könnten einerseits Modernisierungsmaßnahmen von großen Wohnkomplexen mit anschließenden Mieterstrommodellen ein ähnliches Verhalten aufweisen. Andererseits fallen auch mit Quartiersspeichern konzipierte Neubaugebiete in diese Kategorie, jedoch ist bei diesen wahrscheinlich, dass das Versorgungsnetz bereits ausreichenden dimensioniert wurde. Von der generellen Fahrweise her ergeben sich starke Ähnlichkeiten zu den Aussagen aus Case III.

6.4 Case III: Progressive Eigenoptimierung

In den anschließenden Abschnitten wird zuerst die Parametrisierung des Cases angegeben. Im Anschluss erfolgen die Auswertung der Speicher- und Netzsimulation sowie eine Zusammenfassung der Ergebnisse und mögliche Extrapolationen auf Basis dieses Cases.

6.4.1 Falldefinition: Annahmen und Setzungen

6.4.1.1 Beschreibung des Cases

In Case III werden die heute bereits vereinzelt auftretenden progressiven Eigenoptimierer untersucht. Diese Gruppe von Prosumer nutzt elektrische Energie als primäre Versorgungsquelle und besitzt deshalb eine PV-Anlage, einen Batteriespeicher und eine Wärmepumpe.

Dabei kann der Akteur seinen Batteriespeicher einsetzen, um einerseits die zeitlichen Unterschiede zwischen Verbrauch und Eigenerzeugung zu überbrücken, andererseits kann er diesen nutzen um zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften. Die zeitliche Flexibilität im Stromverbrauch bei der Deckung seiner Wärmelast wird durch die Installation eines Warmwasserspeichers zusätzlich erhöht.

Wenn die Anwesenheit der Prosumer nicht berücksichtigt wird, so liegen im untersuchten Netz keine Grenzwertverletzungen vor. Dabei steigt die Durchdringung von progressiven Eigenoptimierern sukzessive in den Betrachtungsjahren und stellt den Netzbetreiber somit vor eine immer komplexere Aufgabe. Er hat einerseits die Pflicht, eventuelle Netzprobleme, die durch das Verhalten der Eigenoptimierer verursacht werden können, zu verhindern sowie zusätzlich die Möglichkeit, deren Flexibilität bei Erzeugung und Verbrauch nutzenstiftend zu berücksichtigen.

6.4.1.2 Heutige Marktsituation des Akteurs

Im heutigen System findet der Netzbezug des Stroms zu einem zeitunabhängigen Tarif statt. Für die Höhe des Strompreises ist dabei nicht ausschließlich der Spotmarktpreis verantwortlich, sondern insbesondere die staatlich induzierten Preiskomponenten. Der erzeugte PV-Strom kann entweder eigenverbraucht, zwischengespeichert oder gemäß Einspeisevergütung ins Netz rückgespeist werden. Der Speicher kann einerseits Strom vom Netz oder der PV-Anlage einspeichern, als auch im Verbund mit weiteren Assets Speicherstrom am Spotmarkt vermarkten. Dadurch ist es jedoch zumindest nicht ohne weiteres möglich, den eingespeicherten PV-Strom gemäß Einspeisevergütung zu vermarkten, da eine schädliche Durchmischung mit am Markt bezogenem Graustrom in Betracht kommt. Im Sinne der Erlösmaximierung ist es ebenso denkbar, den Speicher im Verbund mit weiteren technischen Einheiten am Regelleistungsmarkt anzubieten; rechtlich problematisch wäre dies indes, wenn für ausgespeicherten Strom eine Einspeisevergütung gem. § 19 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 3 EEG 2017 geltend gemacht wird (§ 21 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017).

6.4.1.3 Denkbare zukünftige Marktsituation des Akteurs

Unabhängig vom heutigen Ordnungsrahmen sind zukünftig verschiedene mögliche Entwicklungen denkbar, welche jeweils bestimmte Auswirkungen auf das Verhalten des Nutzers haben. Durch Einführung von zeitvariablen Tarifen wäre es möglich, die Preisvariationen an den Strommärkten an den Akteur weiterzureichen. Die heutige Preisverzerrung zwischen PV-Rückspeisung und Rückspeisung von Speicherstrom könnte aufgehoben werden, beispielsweise indem der eigenerzeugte PV-Strom nicht länger unabhängig vom Spotpreissignal vergütet wird. Durch eine Anpassung der Fahrweise seines Speichers wird der Akteur bereits heute in die Lage versetzt, auf lokale Netzprobleme wie z. B. Überspeisungen zu reagieren. Einen entsprechenden finanziellen Anreiz vorausgesetzt, könnte er lokale Netzprobleme zukünftig in der Planung seiner Fahrweise berücksichtigen. Damit ist künftig eine Kombination der in Abb. 55 dargestellten Anwendungen, im Sinne einer Multi-Use Fahrweise, vorstellbar.



Abb. 55: Darstellung des in Case III zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes

6.4.1.4 Regulatorische Randbedingungen des Akteurs

Im Status quo wird das Gesamtsystem bestehend aus Haushaltsanwendungen, PV-Anlage, Stromspeicher und Wärmepumpe als ein Gesamtsystem an einem Zählpunkt behandelt:

- Die Stromlieferung, das ist die Lieferung der Energie, die aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, wird nach einem zeitlich nicht variablen Tarif abgerechnet, da der Haushalt entsprechend einem Standardlastprofil bilanziert und abgerechnet wird.
- Energie, die in der PV-Anlage erzeugt wird und nicht vor Ort verbraucht oder eingespeichert wird, wird in das öffentliche Netz gegen EEG-Einspeisevergütung eingespeist. Es wird Einspeisevergütung für kleine Anlagen (§ 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017) geltend gemacht; die installierte Leistung der PV-Anlage liegt unter 100 kW.
- Bei den Steuern und Abgaben müssen verschiedene Stromflüsse unterschieden werden:
 - Der Strom aus dem öffentlichen Netz ist mit Umlagen und Abgaben belastet, wobei keine dieser Umlagen und Abgaben zeitlich differenziert ist. Weiterhin muss auf diesen Strom Stromsteuer bezahlt werden.
 - Anders ist die Situation für den Strom, der in der Photovoltaik-Anlage erzeugt wird. Für diesen Strom ist gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG keine Stromsteuer zu entrichten, da es sich um Eigenerzeugung einer Anlage mit elektrischer Nennleistung kleiner 2 Megawatt und Verbrauch im direkten räumlichen Zusammenhang handelt. Diese Stromsteuerbefreiung gilt sowohl für Strom, der unmittelbar verbraucht wird, als auch – nach Einschätzung der Autoren jedenfalls im Ergebnis – für Strom, der vor dem Verbrauch zwischengespeichert wird.
 - Bezüglich der EEG-Umlage ist der in der PV-Anlage erzeugte Strom zu differenzieren in Strom, der aus der Photovoltaikanlage direkt verbraucht wird und Strom, der vor dem Verbrauch zwischengespeichert wird. Der Strom, der in der PV-Anlage erzeugt wird und direkt vor Ort verbraucht wird, ist ab dem 01.01.2017 gemäß § 61b Nr. 1 EEG 2017 mit 40 % EEG-Umlage belastet, denn es handelt sich um eine Eigenversorgung nach § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 in Verbindung mit § 5 Nr. 1 EEG 2017 aus einer EEG-Anlage. Für den Strom, der zuvor zwischengespeichert wird, gilt, dass es nach § 61k Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 nicht zu einer Doppelbelastung kommen soll. Daher wird wirtschaftlich betrachtet der eingespeicherte Strom mit 0 % EEG-Umlage, der ausgespeicherte Strom mit 40 % EEG-Umlage belastet.
 - Im hier untersuchten Case werden auch PV-Anlagen mit einer Leistung von unter 10 kW berücksichtigt, welche nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 in der Eigenversorgung von der EEG-Umlage befreit sind (max. 10 MWh/Kalenderjahr, für 20 Jahre ab Inbetriebnahme). Es ist jedoch nicht geklärt, ob diese Befreiung auch bei der „Zwischenspeicherung“ dieses Stroms im Speicher und anschließender Entnahme zum Selbstverbrauch erhalten bleibt. Da der Speicher eine Entladeleistung von unter 10 kW besitzt, wird in diesem Case jedoch für diesen Strom ebenfalls eine Befreiung nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 angenommen (max. 10 MWh/Kalenderjahr, für 20 Jahre ab Inbetriebnahme). Bei größerer Leistung des Speichers ist allerdings nicht ausgeschlossen, dass bei der „Zwischenspeicherung“ EEG-Umlage anfallen würde.
 - Die KWKG-Umlage und die weiteren Umlagen sind weder für den unmittelbar verbrauchten Strom aus der PV-Anlage noch für den zwischengespeicherten Strom zu entrichten. Denn diese Umlagen werden als Aufschlag auf die Netzentgelte berechnet; auf diese Stromflüsse fallen aber keine Netzentgelte an.

- Für den Strom, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird und im Stromspeicher zwischengespeichert wird, gilt im Hinblick auf die KWKG-Umlage § 27b KWKG iVm § 61k EEG 2017. Auch diese Norm wurde durch Gesetz vom 22.12.2016 eingefügt; auch sie geht auf die Beschlussempfehlung des Wirtschaftsausschusses vom 14.12.2016 zurück. Eine Doppelbelastung für den ausgespeisten Strom kommt freilich auch in diesem Case ohnehin nicht in Betracht, da die KWKG-Umlage als Aufschlag auf die Netzentgelte berechnet wird, auf die Stromflüsse aber keine Netzentgelte anfallen. Wohl greift – jedenfalls nach Ansicht der Autoren – auch im vorliegenden Case die Befreiung von der KWKG-Umlage auf die Speicherverluste (§ 27b KWKG iVm § 61k Abs. 1 Satz 3 EEG 2017). Diese erst kurz vor Fertigstellung der Studie hinzugetretene Befreiung ist in den Berechnungen nicht berücksichtigt, hätte aber nach Auffassung der Autoren keine nennenswerten Auswirkungen auf die quantitativen Ergebnisse.
- Ob für die Speicherverluste, die auf den Strom entfallen, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird und im Stromspeicher zwischengespeichert wird, auch die § 19 StromNEV-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage und die AbLaV-Umlage entfallen, ist auch und gerade nach den Änderungen der einschlägigen Normen durch das Gesetz vom 22.12.2016 ungewiss. Jedenfalls sind in den Berechnungen keine solche Befreiungen eingestellt, diese hätten aber nach Auffassung der Autoren ebenfalls keine nennenswerten Auswirkungen auf die quantitativen Ergebnisse
- Die Zahlung der Netzentgelte erfolgt nach dem Modell für Arbeitspreis und Grundpreis für den Strom, der aus dem öffentlichen Netz entnommen wird. Insbesondere kommen im Hinblick auf den Stromspeicher weder die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Sätze 1 und 3 EnWG noch das individuelle Netzentgelt nach § 19 Abs. 4 StromNEV in Betracht, da im Status quo das Gesamtsystem als ein Gesamtsystem an einem Zählpunkt behandelt wird. Im Übrigen wird der Strom aus dem Stromspeicher nicht vollständig in das Netz zurückgespeist.
- Dem Speicher ist es erlaubt, eingespeicherten Strom auf dem Spotmarkt zu verkaufen.

Die beschriebene sehr komplexe Situation im Status quo ändert sich mit der Anpassung des normativen Rahmens.

- Zum einen wird analog zu Case I, die Messung, Bilanzierung und Abrechnung des aus dem öffentlichen Stromnetz entnommenen Stroms so verändert, dass ein zeitvariabler Tarif eingeführt wird. Dieser zeitvariable Tarif sieht eine Bepreisung des entnommenen Stroms je Stunde mit den jeweils in dieser Stunde geltenden Stromspotmarktpreisen vor.
- Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass die rückgespeisten Strommengen gleichartig behandelt werden. Dementsprechend wird die durch die PV-Anlage eingespeiste Energie nicht länger gemäß EEG vergütet, sondern analog zu der aus dem Speicher gemäß Spotpreisen vergütet.
- Im alternativen normativen Rahmen mit Eingriffsrechten für den Netzbetreiber ist zusätzlich vorgesehen, dass der Netzbetreiber die Einspeisung von Strom aus dem Speicher bzw. aus der Photovoltaik-Anlage in das öffentliche Stromnetz unterbrechen bzw. einschränken kann, wenn dies die Situation im Verteilnetz erfordert. In den Modellrechnungen ist vorgesehen, dass diese Eingriffe über das intelligente Messsystem des Verbrauchers übertragen werden. Die regulatorische Ausgestaltung dieses Eingriffsrechts des Netzbetreibers ist für den Modellfall nicht näher spezifiziert. In Abschnitt 7.2 werden verschiedene Möglichkeiten der Umsetzung näher erläutert.

6.4.1.5 Technische Eckdaten des modellierten Speichers

In dem hier modellierten Case besitzt jeder Prosumer sein eigenes stochastisches Lastprofil, sowie eine PV-Anlage basierend auf seinem Dachflächenpotenzial bzw. seiner bereits heute installierten Anlage. Damit ergeben sich installierte Leistungen zwischen 3,8 und 19,4 kW je Anschluss, mit einem Median von 10 kW und einem Mittelwert von 7,8 kW. In den Häusern ist ein Speicher mit einem Volumen von 6,4 kWh und eine maximale Lade- und Entladeleistung von 3,3 kW installiert⁵⁰, mit einem Wirkungsgrad von 95 %. Für die Wärmelastprofile wird auf das in Abschnitt 3.2.2.4 diskutierte Verfahren zurückgegriffen, basierend auf einer Gleichverteilung werden Endenergieverbräuche der Häuser zwischen 85 kWh/(m²a) und 125 kWh/(m²a) angenommen. Für die installierten Wärmepumpen wird eine installierte Leistung von 9 kW_{therm} und ein COP von $A 2^{\circ}\text{C} / W 35^{\circ}\text{C} = 3,6$ berücksichtigt⁵¹. Für die Häuser wird ein Wärmespeicher für 2,5 h Volllast der Wärmepumpe angenommen, dieser stellt somit eine zusätzliche Flexibilität im Stromverbrauch dar.

6.4.1.6 Ausgestaltung des untersuchten Netzes

Bei dem Netz aus Case III handelt es sich um ein Niederspannungsnetz, bestehend aus vier Strängen mit freistehenden Einfamilienhäusern. Im Laufe der Zeit werden zusätzliche PV-Anlagen installiert und die Anzahl der Elektrofahrzeuge steigt. Die in der Untersuchung betrachteten Prosumer machen einen zunehmenden Anteil der Haushaltskunden im Netz aus. Sie sind stochastisch verteilt im Netz und verfügen alle über eine PV-Anlage, einen Batteriespeicher und eine Wärmepumpe. Die wichtigsten Parameter des betrachteten Netzes und der Versorgungsaufgabe sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Netzparameter, Grenzwerte und Annahmen

Spannungsebene:	0,4 kV	Wohneinheiten:	2 WE / HA
Topologie:	Strahlennetz	Haushaltsgröße:	3-4 Personen
Trafoleistung:	400 kVA	Hausanschlüsse [-]:	44
Leitungsquerschnitte:	K: 95-150 mm ²	davon Abgang rot:	5
		davon Abgang blau:	15
SS-Spannung ONS:	100%	davon Abgang grün:	11
Spannungsgrenzen:	+3% / -5%	davon Abgang orange:	13
max. Auslastung:	100%	Leitungslänge [m]:	1354
Lastprofile:	stochastisch	davon Abgang rot:	194
	mit $\cos(\phi)$ 0,95 (ind.)	davon Abgang blau:	402
PV-Profil:	Referenzmessung	davon Abgang grün:	300
	mit $\cos(\phi)$ 0,95 (ind.)	davon Abgang orange:	458

Stützjahrspezifische Parameter

	2020	2025	2030
Prosumer [-]:	9	18	27
davon Abgang rot:	1	3	3
davon Abgang blau:	3	7	11
davon Abgang grün:	2	4	5
davon Abgang orange:	3	4	8
PV-Leistung [kW]:	262,7	279,7	279,7
davon Abgang rot:	30,4	37,4	37,4
davon Abgang blau:	99,1	99,1	99,1
davon Abgang grün:	40	50	50
davon Abgang orange:	93,2	93,2	93,2
ePKW [-]:	1	2	2
davon Abgang grün:	1	1	1
davon Abgang orange:	0	1	1

Tabelle 10: Case III – Netzparameter

⁵⁰ Basierend auf TESLA Powerwall

⁵¹ Basierend auf Informationen aus BAFA „Erneuerbare Energien – Wärmepumpen mit Prüfnachweis“

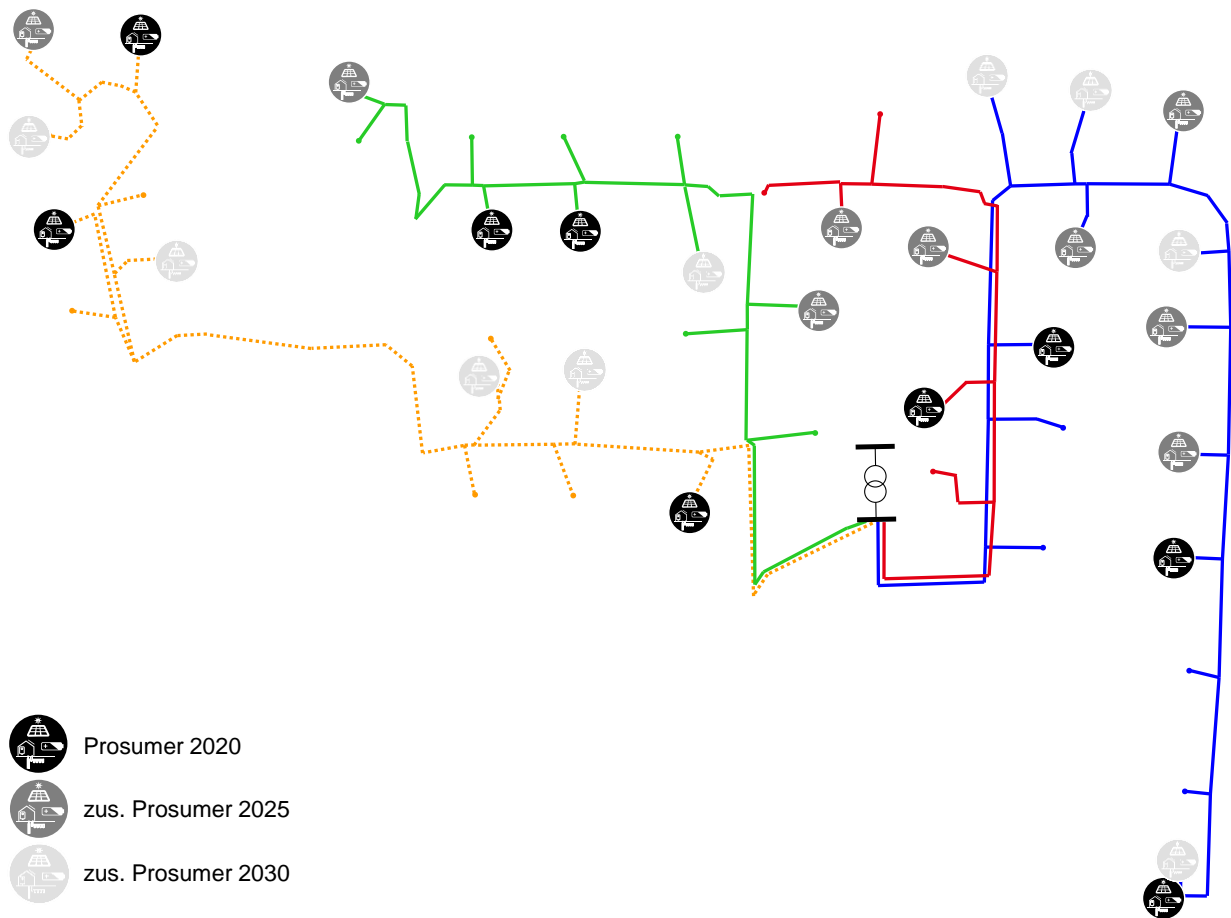


Abb. 56: Netzübersichtplan Case III

6.4.2 Ergebnisse der quantitativen Analyse

6.4.2.1 Netzberechnung

Die Netzkapazität je Prosumer wird für jeden Abgang separat berechnet. Der resultierende Netzkapazitätskorridor für alle Prosumer mit einem Anschlusspunkt in dem orangenen Abgang wird in Abb. 57 exemplarisch dargestellt. Es handelt sich um ein PV-geprägtes Niederspannungsnetz mit temporären Engpässen zur Mittagszeit an sonnigen Tagen. Da im orangenen und blauen Abgang deutlich mehr Photovoltaik-Leistung installiert ist, als in den anderen beiden Abgängen, sind die Engpässe zur Mittagszeit in den Abgängen rot und grün deutlich schwächer ausgeprägt. Des Weiteren sind diese Stränge kürzer und versorgen eine geringere Anzahl von Haushalten als die Stränge blau und orange.

Auf die zunehmende Anzahl der Prosumer im Netzgebiet wird die vorhandene Netzkapazität gleichmäßig aufgeteilt. Dies wird auch durch die abnehmende Breite des grünen Betriebsbereichs im Laufe der betrachteten Berechnungsjahre deutlich. Die Schwankungsbreite der Netzkapazität wird ebenfalls geringer, da zunehmende Anzahl an Prosumern gleichbedeutend mit einer sinkenden Anzahl der übrigen Anschlussnehmer ist und sich deren Betriebsverhalten in dem gelben Bereich widerspiegelt.

Ohne die Einflüsse der untersuchten Prosumer kommt es in keinem der Abgänge zu Grenzwertverletzungen und das Netz befindet sich durchgängig in einem zulässigen Betriebszustand.

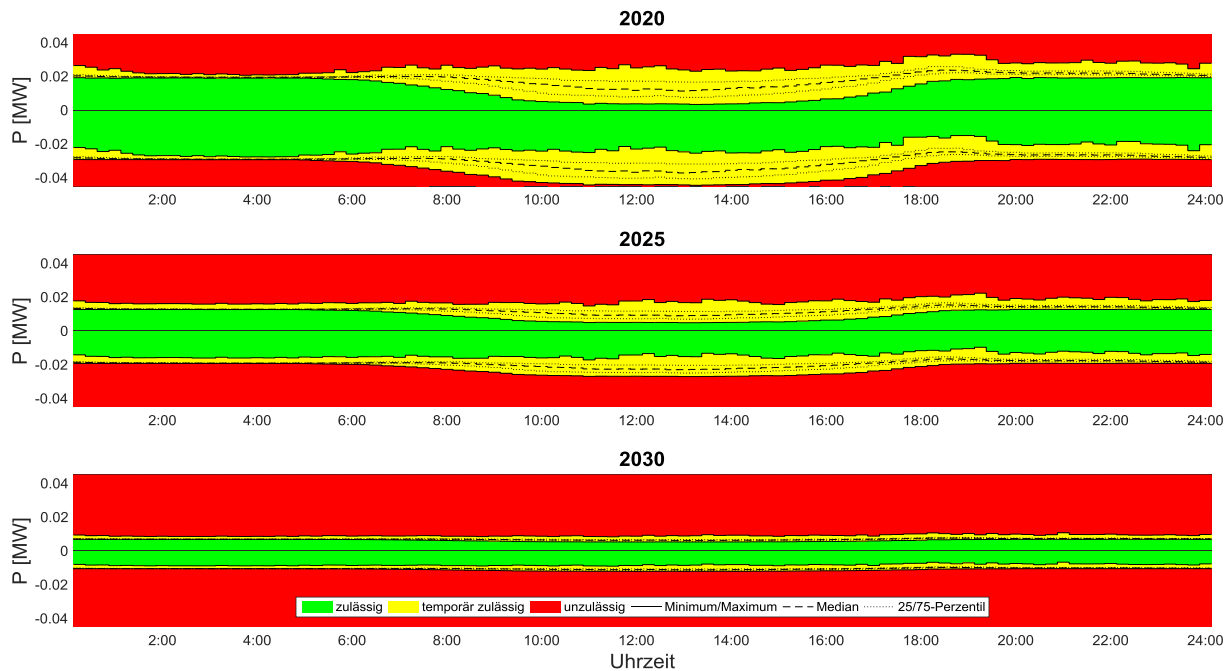


Abb. 57: Netzkapazitätskorridor je Prosumer für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030 in Case III, Abgang orange (exemplarisch)

6.4.2.2 Speichersimulation

Im Zuge der Speichersimulation wurden für die 27 Häuser individuelle PV-Einspeisezeitreihen und Wärmelastkurven erstellt, jedoch basierend auf denselben Wetterdaten. Damit ergeben sich, nicht nur in den vier betrachteten Abgängen, sondern auch für jedes Haus abweichende Ergebnisse. Der Übersichtlichkeit halber erfolgt die Auswertung im Folgenden an einem repräsentativ gewählten Haus im orangenen Abgang. Die vollständige Darstellung der relevanten Daten der übrigen Häuser findet sich im Anhang in 9.4. Die weiteren Häuser zeigen im Wesentlichen ein ähnliches Verhalten, abweichende Details basieren auf der installierten PV-Leistung sowie dem angenommenen Endenergieverbrauch.

Quadrant D - Alternativer Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Die wesentlichen Ergebnisse der optimierten Fahrweise für das exemplarisch gewählte Haus 8 findet sich in den Abb. 58 und Abb. 59. Dabei wird in Abb. 58 auf der linken Seite die jährlich PV-Stromerzeugung sowie deren genaue Aufteilung dargestellt. Dabei wird neben der direkt verkaufte Energiemenge und der abgeregelten Menge (falls weder Verbrauch, noch Einspeicherung, noch Rückspeisung möglich sind) insbesondere die Energiemenge die durch den Prosumer verbraucht wird aufgeführt. Diese wird dabei sowohl zur Lastdeckung wie auch zur Speicherbewirtschaftung verwendet. Auf der rechten Seite der Abbildung wird die jährlich vom Prosumer in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge aufgeführt. Dabei wird zwischen direkter Einspeisung durch die PV-Anlage sowie Einspeisung durch den Speicher unterschieden. Ob es sich bei dem Speicherstrom um zuvor eingespeicherten PV-Strom oder um am Spotmarkt eingekauften handelt wird dabei nicht unterschieden.

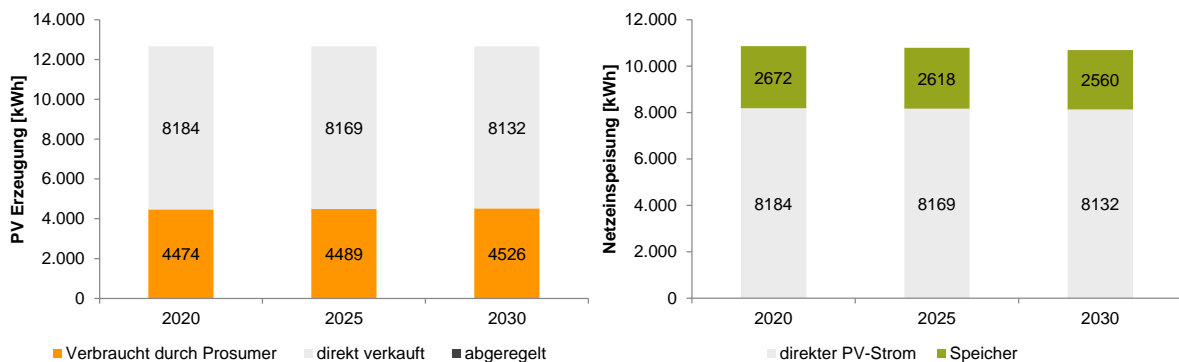


Abb. 58: Verwendung der PV-Eigenerzeugung und Darstellung der Netzeinspeisung von Haus 8 im Quadrant D

Es ist erkennbar, dass sich innerhalb der drei betrachteten Jahre keine signifikanten Änderungen bei Einspeisung und Verwendung der Eigenerzeugung einstellen. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Fahrweise des Hauses findet sich in Abb. 59. Hier wird einerseits der zu deckende Gesamtenergiebedarf des Hauses, sowie dessen Zusammensetzung aus Netzbezug und PV-Eigenerzeugung dargestellt. Andererseits wird zusätzlich dargestellt, aus welchen Bestandteilen der Gesamtenergiebedarf des Hauses besteht. Dabei wird zwischen der statischen Haushaltslast (d.h. ohne Berücksichtigung der Wärmepumpe), sowie dem Stromverbrauch der Wärmepumpe unterschieden. Zusätzlich werden der durch den Speicher ins Netz eingespeiste Strom und der durch Speicherverluste entstehende Verbrauch aufgeführt. Da die zu deckende Wärmelast innerhalb aller betrachteten Jahre nicht variiert wird, ist jede Veränderung am Stromverbrauch der Wärmepumpe auf eine geänderte Fahrweise zurückzuführen.

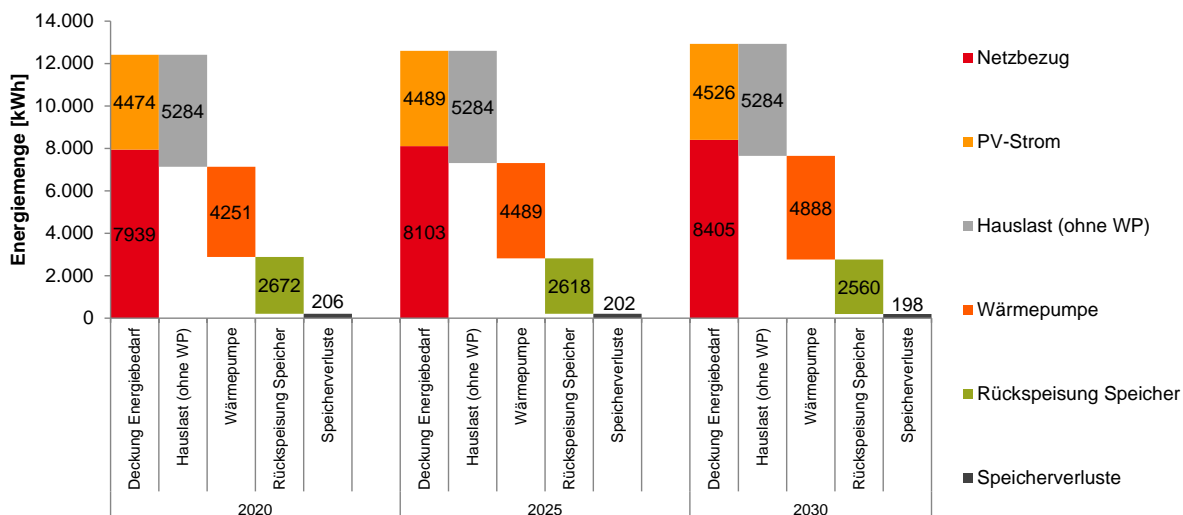


Abb. 59: Darstellung der benötigten Energiemengen zur Lastdeckung und deren Verwendung in Haus 8 im Quadrant D

Im Zuge der Betrachtungsjahre ändert sich neben dem grundsätzlichen Niveau der Strompreise insbesondere deren Spread. Dies führt dazu, dass der (teilweise) flexible Stromverbrauch der Wärmepumpe angepasst wird da es wirtschaftlich lukrativer ist, diese auch in Stunden mit schlechterem Wirkungsgrad (aufgrund anderer Außentemperaturen) einzusetzen. Im Jahr 2030 werden mehr als 600 kWh (elektrisch) zusätzlich zur

Deckung der Wärmelast benötigt, verglichen mit 2020. Dies wird sowohl mit einem erhöhten Netzbezug, wie auch mit einer in Summe verringerten Rückspeisung von PV und Speicher kompensiert.

Die Zeitpunkte, an denen es im Jahresverlauf bei der Betriebsweise des Prosumers gemäß Quadrant D zu Grenzwertverletzungen im orangenen Strang kommt, sind in Abb. 60 dargestellt. In der Abbildung ist ein charakteristisches Muster zu erkennen das letztendlich den jahreszeitlichen Verlauf der PV-Erzeugungsleistung wiedergibt. Durch die hohe Gleichzeitigkeit vieler vorhandenen Photovoltaikanlagen in dem räumlich begrenzten Gebiet kommt es somit zu einspeisebedingten Grenzwertverletzungen in allen Stützjahren.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass ein vorhandener Batteriespeicher die Rückspeisung der Photovoltaikanlage in das öffentliche Netz reduziert. Wenn der Speicher allerdings bereits vollständig geladen ist, kann es trotzdem zur Rückspeisung und damit verbundenen Grenzwertverletzungen kommen. Das in diesem Quadranten zusätzlich erlaubte Spotmarkt-Trading führt durch das überregionale Signal des Strompreises zu einer „Synchronisierung“ des Ladeverhaltens der einzelnen Prosumer. Es tritt somit häufiger auf, dass die Speicher mehrerer Prosumer gleichzeitig voll oder leer sind. Darüber hinaus können der überregionale Anreiz und der lokale Netzzustand divergieren und es kommt zu einer Rückspeisung des Batteriespeichers bei bereits vorhandenen einspeisebedingten Netzengpässen.

Im Berechnungsjahr 2030 kommt es aufgrund der zunehmenden Anzahl von Wärmepumpen auch zusätzlich zu lastbedingten Netzrestriktionen. Diese liegen erwartungsgemäß in den kühleren Herbst und Wintermonaten und treten vornehmend im Nachmittag auf. Bei dem untersuchten Haus 8, kommt es im Jahre 2030 beispielsweise in 1540 Viertelstunden zu einspeisebedingten und in 5 Viertelstunden zu lastbedingten Grenzwertverletzungen.

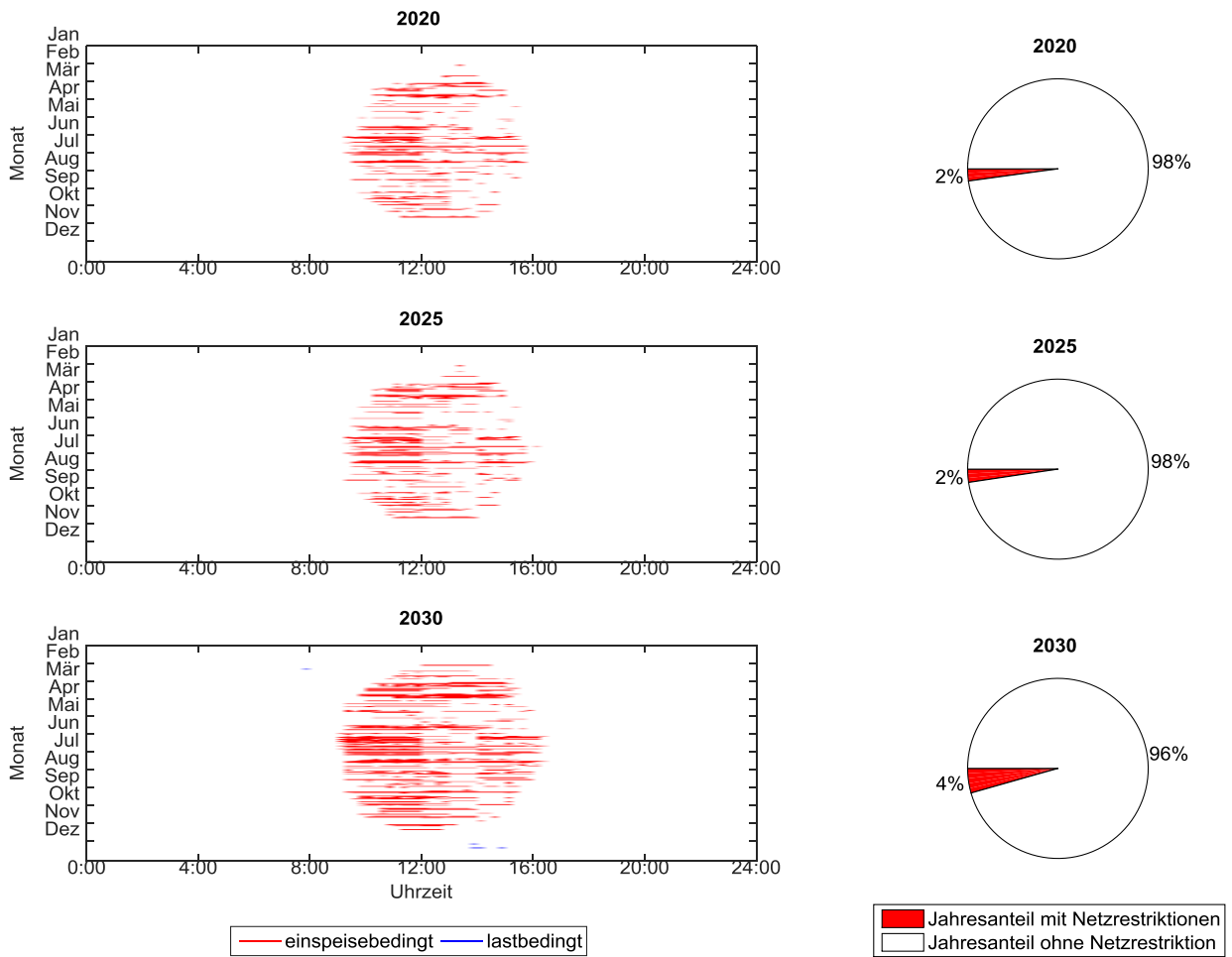


Abb. 60: Zeitpunkte und Jahresanteil für der Netzrestriktionen für Haus 8 im Abgang orange, bei Ladeverhalten im Quadrant D

In Abb. 61 sind die Spotmarktwerte der der jeweiligen Strommengen aufgeführt. Da unter den alternativen Rahmenbedingungen die Spotmarktpreise an den Akteur durchgereicht werden, stellt die Differenz aus Werten der Einspeisung und des Bezuges auch den tatsächlichen Erlös des Betreibers dar.

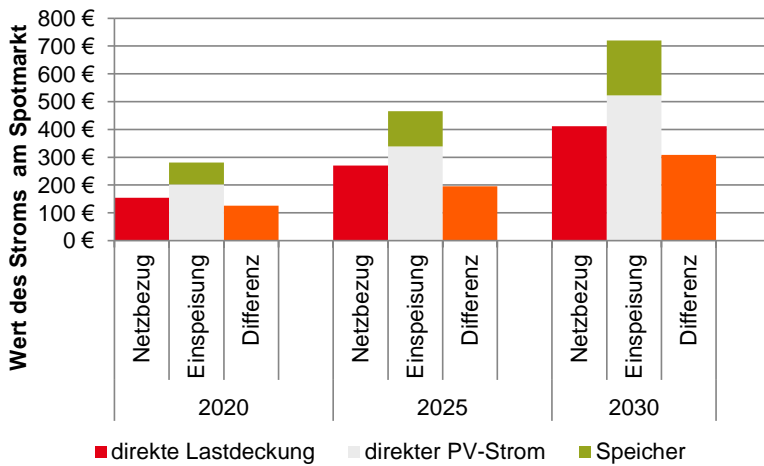


Abb. 61: Darstellung des Sportmarktwertes der verschiedenen auftretenden Strommengen im Quadrant D

Eine tabellarische Übersicht dieser Daten für alle Quadranten des betrachteten Hauses befindet sich im Anhang im Abschnitt 9.4.4.

Quadrant C - Alternativer Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

Berücksichtigt man zusätzlich Restriktionen seitens des Netzbetreibers, so sieht man Anpassungen der Fahrweise, die das grundsätzliche Verhalten jedoch nicht verändern. Die detaillierten Ergebnisse sind in Abb. 62 und Abb. 63 dargestellt.

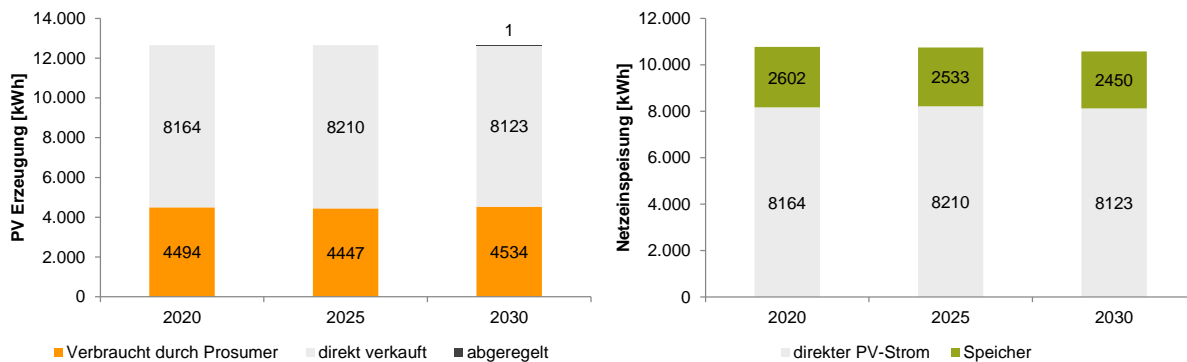


Abb. 62: Verwendung der PV-Eigenerzeugung und Darstellung der Netzeinspeisung von Haus 8 im Quadrant C

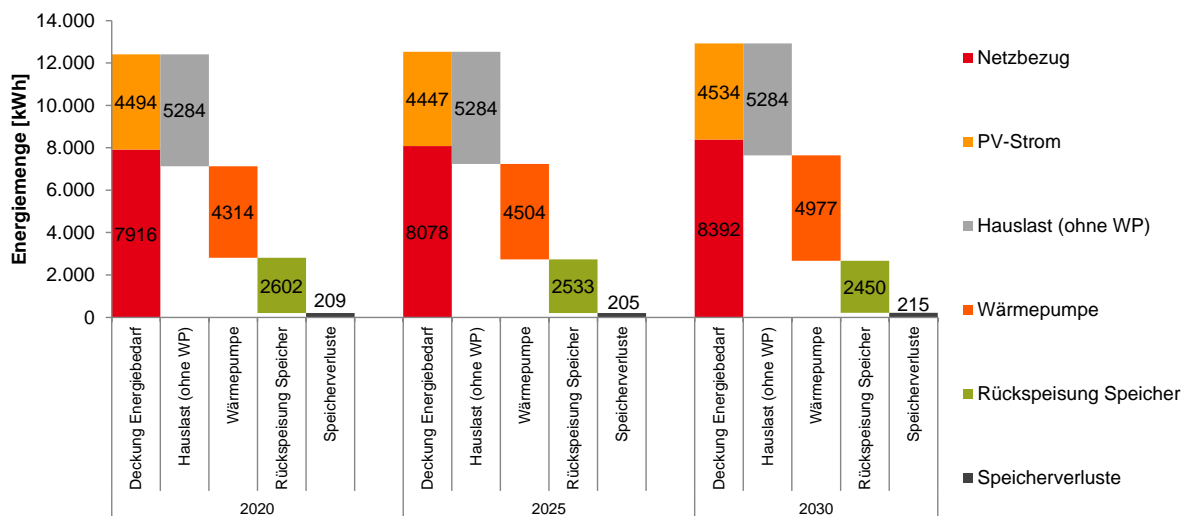


Abb. 63: Darstellung der benötigten Energiemengen zur Lastdeckung und deren Verwendung in Haus 8 im Quadrant C

So ist im Vergleich mit Quadrant D (d.h. Abb. 59 und Abb. 60) erkennbar, dass sich durch die Limitierung von Rückspeisung und Lastbezug einerseits die Last der Wärmepumpe im Jahr 2030 um etwa 90 kWh erhöht und zeitgleich die Rückspeisung von PV und Speicher um etwa 120 kWh geringer ist. Durch die stärkeren Netzrestriktionen in den späteren Jahren steigen die Abweichungen zwischen Quadrant D und C im Laufe der Jahre an. Eine grafische Gegenüberstellung von ausgewählten verschiedenen Fahrweisen in den vier Quadranten findet sich in Abb. 71. Es zeigt sich, dass trotz angepasster Speicherfahrweise im Jahr 2030 ein zu vernachlässigender Teil der Eigenerzeugung abgeregelt werden muss und nicht genutzt werden kann.

Vergleicht man die Auswirkungen auf die Spotmarktwerte der Strommengen bei Einschränkungen durch den Netzbetreiber, so stellt man nur minimale Abweichungen fest. Generell kann weniger Energie zu hochpreisigen Stunden verkauft werden und es ist etwas teurer, den Energiebedarf durch Netzbezug zu decken. Auf eine grafische Darstellung dieser Werte wird aufgrund der geringen Abweichung von den Werten in Abb. 61 verzichtet. Eine Gegenüberstellung der Quadranten findet sich in Tabelle 11 weiter unten, sowie in den Details in Abschnitt 9.4.4. im Anhang.

Quadrant A - Heutiger Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

Berücksichtigt man neben den Restriktionen des Netzbetreibers den heutigen Ordnungsrahmen, so stellt sich ein grundsätzlich abweichendes Fahrverhalten des Speichers und der Wärmepumpe ein, wie in Abb. 64 und Abb. 65 dargestellt.

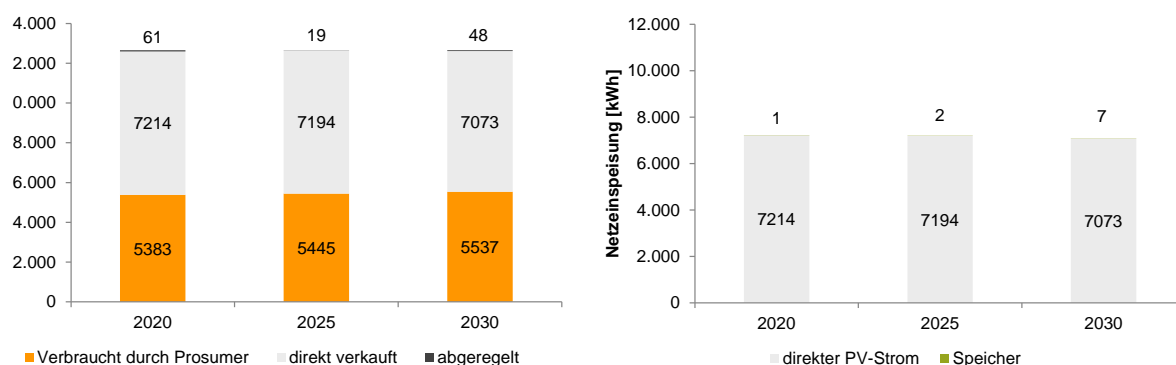


Abb. 64: Verwendung der PV-Eigenerzeugung und Darstellung der Netzeinspeisung von Haus 8 im Quadrant A

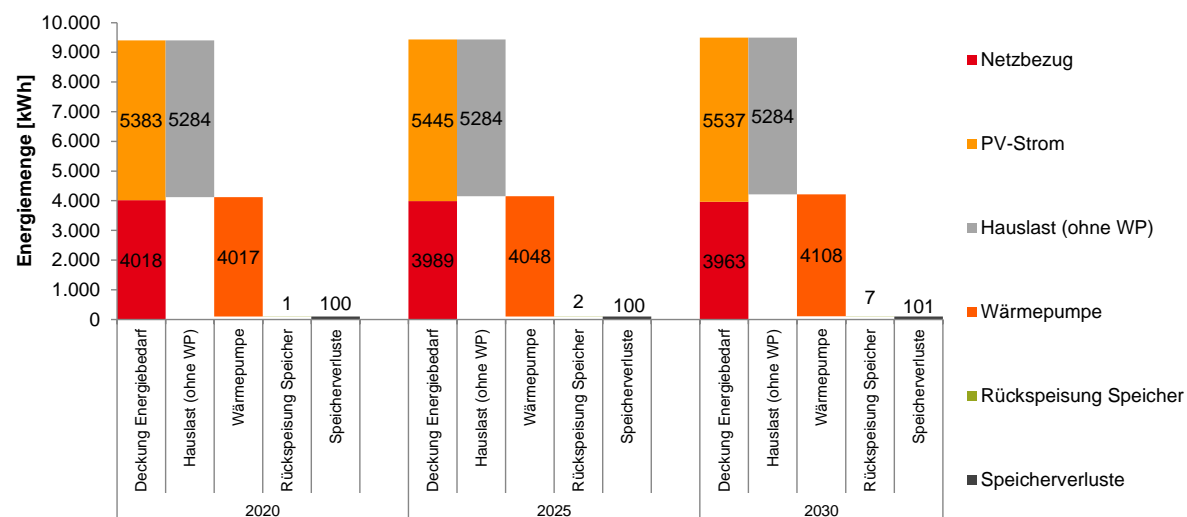


Abb. 65: Darstellung der benötigten Energiemengen zur Lastdeckung und deren Verwendung in Haus 8 im Quadrant A

So ist einerseits ersichtlich, dass kaum Rückspeisung durch den Speicher stattfindet. Dies liegt vor allem daran, dass der Verkauf dieser Energiemengen nur zu Spotmarktpreisen erfolgt, während PV-Strom mit Einspeisevergütung vergolten wird und der Bezug zur Lastdeckung mit Umlagen behaftet ist. Damit hat die Rückspeisung durch den Speicher nur eine untergeordnete Rolle und erfolgt ausschließlich dann, wenn die eingespeicherte Energie keinem weiteren Zweck dienen kann. Ausnahmen stellen dabei vereinzelt auftretende extrem hohe Strompreisspitzen im Jahr 2030 dar, an denen der Spotmarktpreis weit über dem mit Umlagen behafteten, aber jährlich invarianten, Bezugspreis liegt.

Zwar kommt es restriktionsbedingt zu Abregelungen der einzuspeisenden PV-Strommenge, allerdings ist diese vernachlässigbar gering ($< 0,5\%$ der jährlichen Erzeugung). Obwohl im Laufe der Jahre die Hauslast durch den veränderten Einsatz der Wärmepumpe leicht steigt, sinkt der Netzbezug da die Nutzung der Eigenerzeugung entsprechend angepasst wird. Die Lastdeckung erfolgt aufgrund des Speichereinsatzes zu etwa 60 % aus eigenerzeugtem PV-Strom. Die Einhaltung von Netzrestriktionen sorgt verglichen mit Quadrant C nur für marginale Erhöhung des Stromverbrauchs der Wärmepumpe, hierfür ist u. a. auch der Umstand verantwortlich, dass die Volatilität der Strompreise eine zu vernachlässigende Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetreibers hat (vergleiche dazu Abb. 65 und Abb. 68).

Eine Darstellung des Wertes der relevanten Strommengen am Spotmarkt findet sich in Abb. 66. Da sich im heutigen Rahmen sowohl der Bezug wie auch der Verkauf des Stroms nicht an den Preisen am Spotmarkt orientiert, lassen sich aus dieser Darstellung keine Aussagen über die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Fahrweise treffen. Es lässt sich jedoch feststellen, dass grundsätzlich „wertvoller“ Strom eingespeist wird, als vom Prosumer bezogen wird, diese Differenz nimmt im Laufe der Jahre zusätzlich zu. Da die Erlöse aus dem Verkauf des eingespeicherten Stroms mit bloßem Auge nicht erkennbar sind, sind die entsprechenden Werte in Grafik eingetragen. Es ist erkennbar, dass der Speicherverkauf im Jahr 2030 zu Zeiten mit Strompreisspitzen stattfindet, da mit einer verkauften Menge von etwa 7 kWh ein Erlös von 1,65 € erzielt wird, was einem Verkaufspreis von 235 €/MWh entspricht.

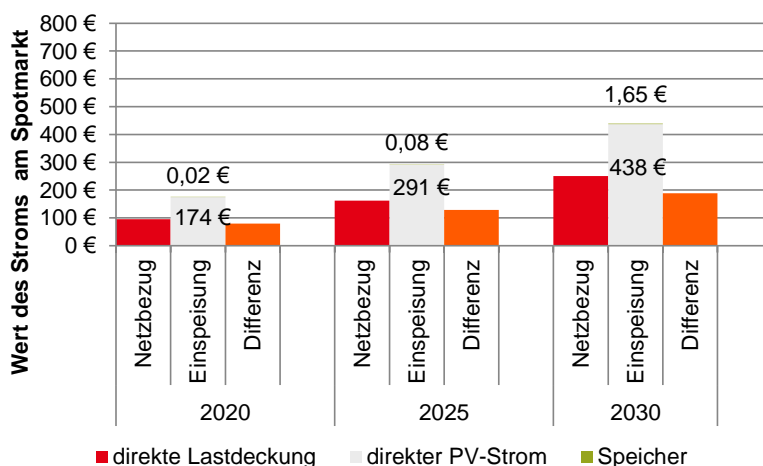


Abb. 66: Darstellung des Sportmarktwertes der verschiedenen auftretenden Strommengen in Quadrant A

Wie oben erwähnt, lassen sich im heutigen Rahmen die wirtschaftlichen Auswirkungen für den Prosumer nicht anhand der Spotpreiswerte ausmachen. Als Maßstab für die entstehenden Kosten im heutigen Rahmen können jedoch die vom Netz bezogenen Energiemengen betrachtet werden. Wie ein Vergleich von Abb. 65 und Abb. 68 zeigt, sind diese in Quadrant B und A identisch. Damit entstehen dem Prosumer in diesem Fall

durch netzverträgliche Fahrweise keine höheren Kosten. Die wesentlichen Erlöse des Prosumers ergeben sich durch die Vergütung der PV-Einspeisung gemäß EEG. Wie ein Vergleich von Abb. 64 und Abb. 67 zeigt, beläuft sich der Unterschied in den eingespeisten Energiemengen in den betrachteten Jahren auf jeweils weniger als 75 kWh. Da sowohl die Erlöse wie auch Kosten des Prosumers durch die Netzverträglichkeit kaum beeinflusst werden, hat eine netzverträgliche Fahrweise im heutigen Rahmen vernachlässigbare Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Prosumers.

Betrachtet man die Gegenüberstellung von Haus 8 in den verschiedenen Quadranten in Tabelle 11, so ist ersichtlich, dass die durch die Eingriffe des Netzbetreibers induzierten Fahrweisen keine signifikanten Auswirkungen auf die Werte der induzierten Strommengen haben. Aufgrund der obigen Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit im heutigen Rahmen lässt sich also festhalten, dass eine netzverträgliche Fahrweise sowohl im heutigen wie auch im angepassten Rahmen zu vernachlässigbaren Effekten auch die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetreibers führt.

	2020	2025	2030
Quadrant D - Differenz Einspeisung - Bezug	126 €	195 €	308 €
Quadrant C - Differenz Einspeisung - Bezug	124 €	194 €	303 €
Quadrant A - Differenz Einspeisung - Bezug	80 €	129 €	189 €
Quadrant B - Differenz Einspeisung - Bezug	82 €	129 €	194 €

Tabelle 11: Vergleich der Sportmarktwerte in den verschiedenen Quadranten in Case III

Quadrant B - Heutiger Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Betrachtet man den heutigen Rahmen ohne Einschränkungen des Netzbetreibers, so weicht das Verhalten nicht signifikant von dem in Quadrant A vorgestellten ab, die Ergebnisse der Optimierung sind in den Abb. 67 und Abb. 68 dargestellt.

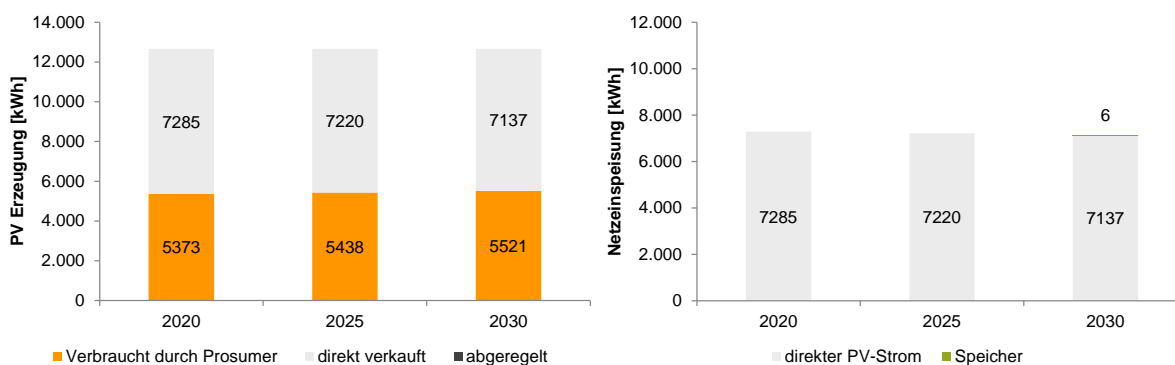


Abb. 67: Verwendung der PV-Eigenerzeugung und Darstellung der Netzeinspeisung von Haus 8 im Quadrant B

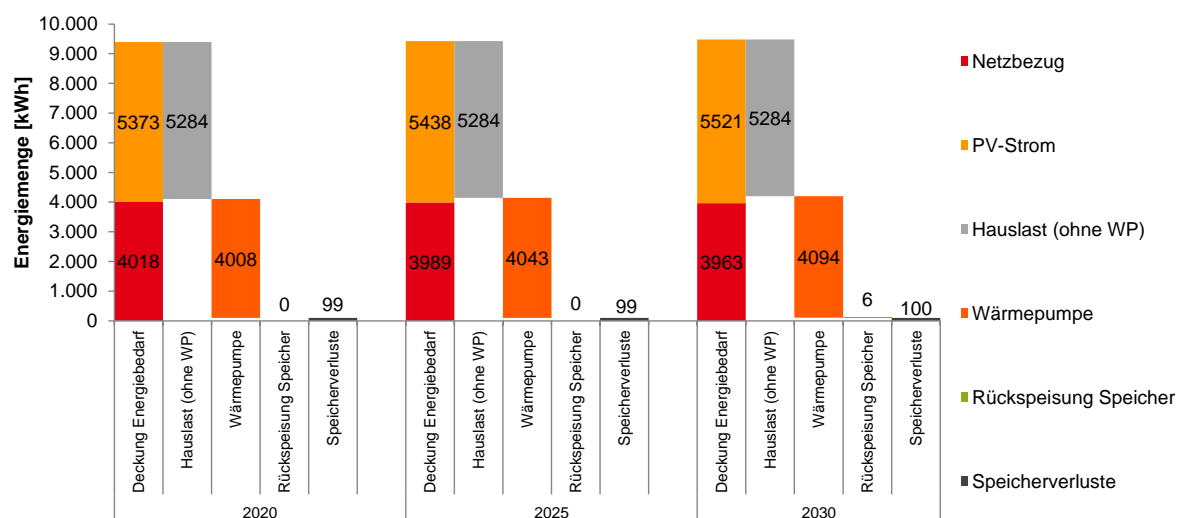


Abb. 68: Darstellung der benötigten Energiemengen zur Lastdeckung und deren Verwendung in Haus 8 im Quadrant B

Eine Rückspeisung durch den Speicher zu Spotmarktpreisen findet ausschließlich zu den im Jahr 2030 vereinzelt auftretenden Strompreisspitzen statt. Die Fahrweise der Wärmepumpe und die PV-Einspeisung werden durch das Netz nicht eingeschränkt, so dass bei gleichem Netzbezug wie in Quadrant A mehr PV-Strom ins Netz eingespeist werden kann.

Die Betriebsweise gemäß Quadrant B erzeugt hinsichtlich der resultierenden Netzrestriktionen ein ähnliches Bild wie der Betrieb nach Quadrant D. Daher ist auch in Abb. 69 ein typisches PV-Muster bei den einspeisebedingten Grenzwertverletzungen zu erkennen und es kommt im letzten Stützjahr zusätzlich zu lastbedingten Netzrestriktionen. Diese treten allerdings seltener auf als im Betrieb nach Quadrant D.

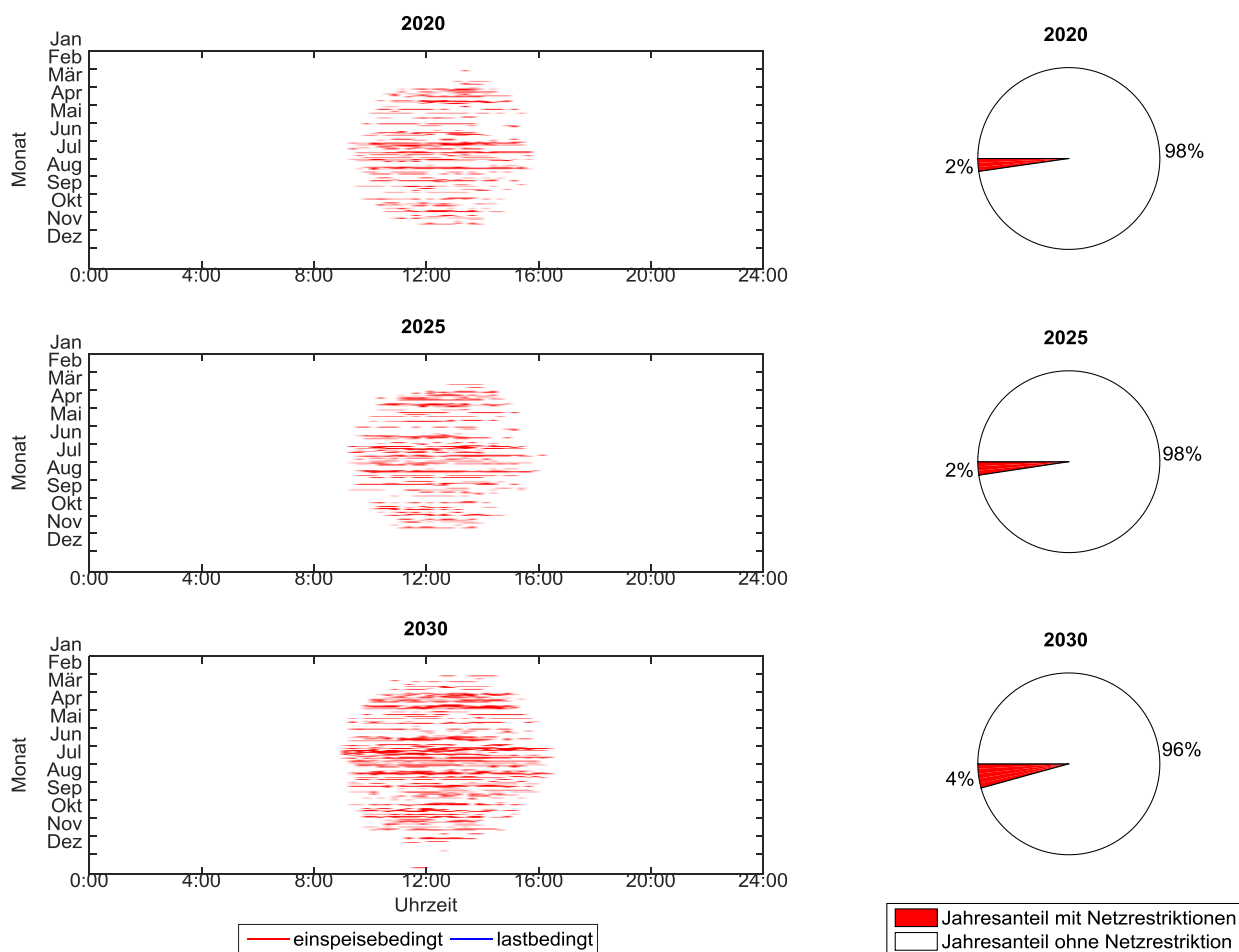


Abb. 69: Zeitpunkte und Jahresanteil der Netzrestriktionen für Haus 8 im Abgang orange, bei Ladeverhalten im Quadrant B

Da sich der Spotmarktwert der auftretenden Strommengen nicht signifikant von den in Abb. 66 vorgestellten Werten unterscheidet, wird an dieser Stelle auf die Daten in Abschnitt 9.4.4. im Anhang verwiesen und auf eine Darstellung verzichtet.

6.4.2.3 Bewertung aus Sicht des Netzbetreibers

Für Case III ist in den ersten Stützjahren zunächst der Zubau an PV-Anlagen die Hauptursache des Handlungsbedarfs an Maßnahmen zur Netzertüchtigung. Eine höher werdende Durchdringung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen verursachen in den späteren Stützjahren zusätzliche lastbedingte Grenzwertverletzungen. Im Netz kommt es dabei zu Spannungsbandproblemen, es treten hingegen keine Betriebsmittelüberlastungen auf. Im Falle des alternativen Ordnungsrahmens verursacht der marktgetriebene Einsatz der Speicher- und Wärmepumpen zusätzliche Zeitpunkte mit Grenzwertverletzungen.

Der Netzbetreiber muss in jedem Fall Maßnahmen ergreifen, die den sicheren Netzbetrieb ermöglichen: Als Alternative zu zwei Kabelmaßnahmen (blauer und oranger Abgang) im Jahr 2018, besteht auch die Option einen rONT im selben Investitionsjahr zu installieren. Dieser ermöglicht einen sicheren Netzzustand bei vollständiger Substitution aller erforderlichen Kabelmaßnahmen, wodurch der Barwert der Gesamtkosten im Betrachtungszeitraum bis 2050 um 48 % sinkt (Abb. 70).

Da an den Anlagen der untersuchten Prosumer bereits die erforderliche Sensor- und Aktorfunktionalität für die DNA vorausgesetzt werden kann und diese lediglich ins System eingebunden werden müssen, ist der hardwareseitige Aufwand für den Netzbetreiber äußerst gering. Im Vergleich zu Kabelausbau ist somit eine Kostenreduktion von 60 % möglich, wenn mittels eines dezentralen Netzautomatisierungssystems eine netz-zustandsbasierte Einflussmöglichkeit die Speicher der Prosumer geschaffen wird.

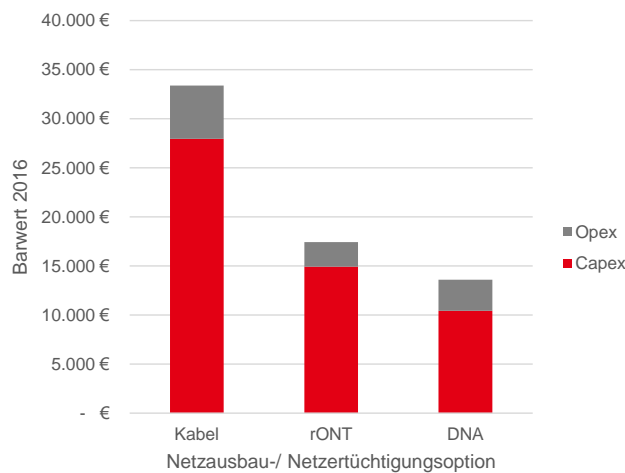


Abb. 70: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreiber (Case III)

6.4.2.4 Bewertung aus Sicht des Speicherbetreibers

Wie auch in Case II stellen sich in Case III zwei grundsätzlich unterschiedliche Speicherfahrweisen ein. Berücksichtigt man das heutige mit Umlagen behaftete System, so steht die Vermeidung von Kosten durch Umlagen bei der Optimierung im Vordergrund. Diese ist losgelöst vom Verlauf der Spotmarktpreise. Betrachtet man das System ohne Umlagen, so ist aktives Trading am Spotmarkt fester Bestandteil der optimalen Betriebsstrategie. Ohne Berücksichtigung von Erlösen aus Regelenergievermarktung entspricht die Maximierung der Eigenverbrauchsquote im heutigen Ordnungsrahmen der optimalen Betriebsstrategie. Die vereinzelt auftretenden Strompreisspitzen werden dabei durch den Speicher ausgenutzt. Im alternativen Rahmen führt der veränderte Einsatz der Wärmepumpe zu einem höheren Stromverbrauch, da hier neben der Außentemperatur (und damit dem Wirkungsgrad der Wärmepumpe) auch die Volatilität der Strompreise Berücksichtigung finden. Eine grafische Gegenüberstellung der Ergebnisse der vier Quadranten für das Jahr 2030 findet sich in Abb. 71.

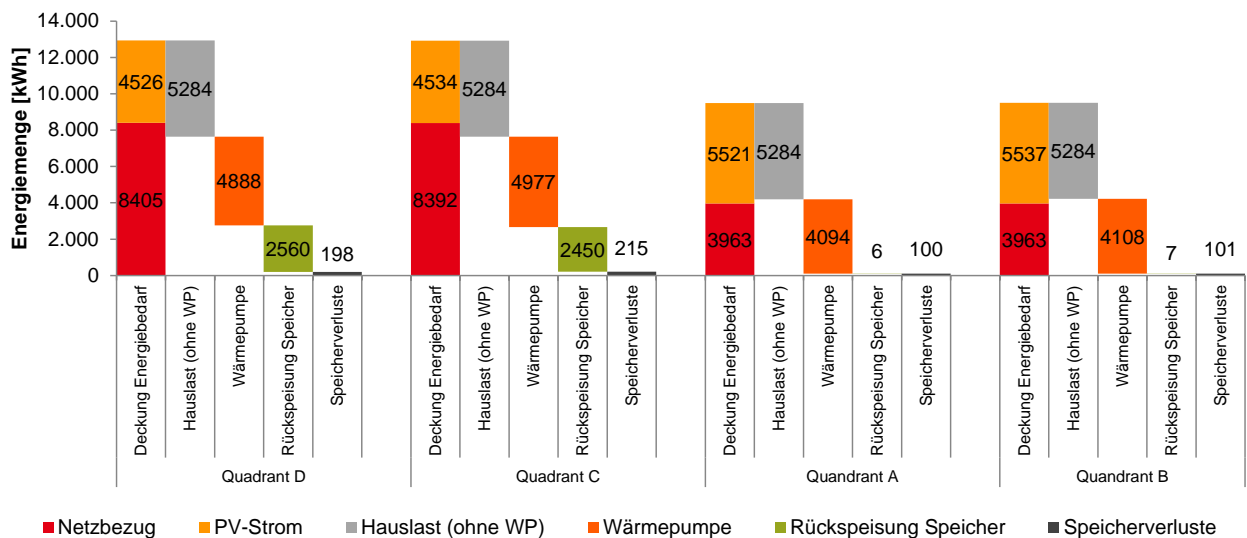


Abb. 71: Gegenüberstellung der benötigten Energiemengen zur Lastdeckung und deren Verwendung in Haus 8 im Jahr 2030

In Gleichzeitig zeigt das untersuchte Beispiel, dass sowohl im heutigen, wie auch im alternativen Rahmen eine Berücksichtigung von Netzzuständen keine wesentlichen Auswirkungen auf die jeweilige Fahrweise haben. Während im heutigen Rahmen vernachlässigbare Änderungen eintreten, führen die Einschränkungen im alternativen Rahmen zu einem abweichenden Tradingverhalten des Speichers. Dies wiederum führt schlussendlich zu einem höheren Stromverbrauch der Wärmepumpe, welcher u.a. durch einen erhöhten Eigenverbrauch kompensiert wird. Wie in den vorherigen Abschnitten aufgeführt wurde, sind die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Prosumers bei netzdienlicher Fahrweise in beiden Ordnungsrahmen vernachlässigbar.

Untersucht man die Fahrweise des Prosumers ohne installierten Speicher, so stellt sich das in Abb.72 dargestellte Verhalten ein. Dabei beschränkt sich die Darstellung an dieser Stelle auf das Jahr 2030 und die Quadranten mit Restriktionen seitens des Netzbetreibers. Es zeigt sich, dass ohne installierten Speicher die durch den Netzbetreiber abzuregelnden Energiemengen wesentlich größer sind. Zusätzlich stellt sich sowohl im alternativen wie auch im heutigen Rahmen ein höherer Eigenverbrauch der PV-Anlage ein. Unter dem heutigen Rahmen wird durch den Speicher eine Steigerung des Eigenverbrauchs von etwa 40 % auf knapp 60 % erzielt. Insbesondere ermöglicht der Speicher dem Prosumer seine Wärmepumpe energiesparender einzusetzen.

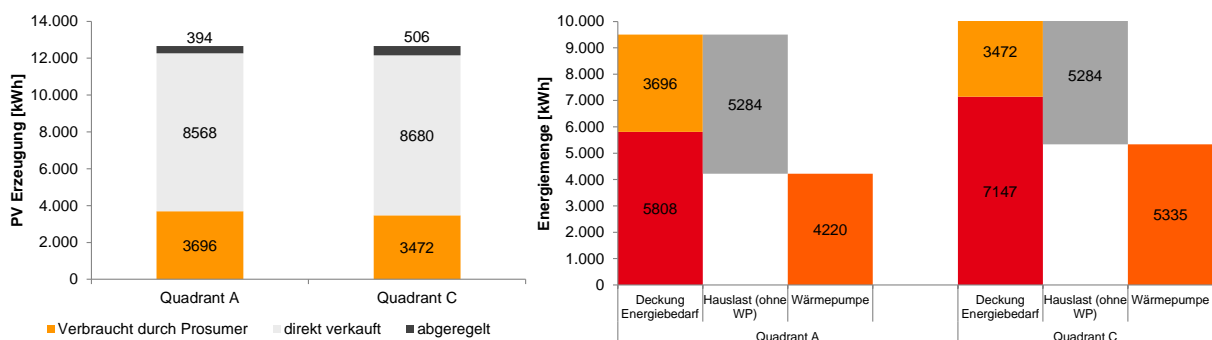


Abb.72: Ergebnis der optimalen Fahrweise von Haus 8 im Jahr 2030 in Quadranten A und C ohne installierten Speicher

Analog zu Case II ist die Erbringung von Primärregelleistung durch die Kleinspeicher im Verbund grundsätzlich eine Option, eine Präqualifikation vorausgesetzt. Da in dieser Studie die Analyse von Pools, welche die Verfügbarkeit von technischen Einheiten durch stochastische Vermischung garantieren nicht im Fokus steht, kann keine Aussage dazu getroffen werden, in welchem Umfang die verfügbare Leistung des Speichers dabei am PRL Markt realisiert werden kann. Bereits im heute erfolgt die Erbringung von Primärregelleistung aus der Niederspannung in Schwärmen, bei denen die Verfügbarkeit einzelner Einheiten aufgrund von Netzengpässen nicht garantiert werden kann. Dementsprechend ist ein unbedingter Netzanschluss keine zwingende Notwendigkeit zur Erbringung von Primärregelleistung. Entsprechend den in Abschnitt 5.3.4 aufgeführten Annahmen zu Erlösen aus der Erbringung von PRL liegen diese zwischen 450 € und 630 € pro Akteur und Jahr, gemessen an seiner anbietbaren Maximalleistung. Da die Erbringung von PRL jedoch zu nicht rückwirkungsfrei zu den Einsparungen durch Erlöse aus Trading und PV-Einsatz ist, kann ohne eine tiefere betriebwirtschaftliche Analyse der PRL Vermarktungsstrategie keine Aussage über die tatsächliche Realisierbarkeit dieser potentiellen Erlöse getroffen werden.

6.4.3 Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit

Ähnlich wie im vorhergehenden Case müssen auch hier die Auswirkungen zweier gänzlich verschiedener Ansätze der Speicherbewirtschaftung miteinander verglichen werden. Denn auch hier steht einerseits ausschließlich die Maximierung des Anteils an selbst verbrauchtem PV-Stroms im Vordergrund, während im alternativen Rahmen aktives Spotmarkttrading den Schwerpunkt für kostenminimalen Gesamtbezug darstellt.

Im hier analysierten Netzgebiet kommt es durch die PV-Anlagen und Wärmepumpen zu sowohl einspeisebedingten als auch lastbedingten Spannungsbandverletzungen. Der zusätzliche Batteriespeicher sowie die weiteren Flexibilitäten in jedem Prosumer-Haushalt können die Netzprobleme zwar verringern, jedoch nur, wenn das Betriebsverhalten auf Basis des Netzzustandes, d. h. eines lokalen Signals, temporär angepasst wird.

Im angepassten Rahmen nutzt der Speicher die auftretenden Spreads am Spotmarkt um günstigen Strom einzukaufen und teurem Strom zu verkaufen. Dabei kommt dem Verkauf des selbst erzeugten PV-Stroms eine gesteigerte Rolle zu, insbesondere entstehen in diesem untersuchten Case durch marktorientiertes Trading des Speichers zusätzliche Grenzwertverletzungen, die ohne den Speicher nicht aufgetreten wären. Durch eine netzverträgliche, temporäre Einschränkung des marktorientierten Verhaltens auf Basis des Netzzustandes, können die Probleme jedoch verhindert werden. Durch die nur seltenen und kurzzeitigen Einschränkungen der Betriebsweise durch das Netz sind die wirtschaftlichen Auswirkungen für den Speicherbetreiber vernachlässigbar. Generell führt dieses angepasste Verhalten jedoch zu einem höheren Lastbezug des Prosumers, da im Vergleich zum heutigen Rahmen einerseits die Eigenverbrauchsquote stark sinkt, andererseits Strom auch zum Zwischenspeichern bezogen wird. Zusätzlich wird die Wärmepumpe bei niedrigen Strompreisen mit schlechterem Wirkungsgrad betrieben und erhöht somit die Haushaltslast.

Generell zeigt sich, dass die Kosten für die dezentrale Netzautomatisierung deutlich unter den Kosten für den konventionellen Verteilnetzausbau liegen – gleichzeitig muss das Betriebsverhalten der Prosumer nur geringfügig angepasst werden.

In seiner generellen Idee stellt dieser Fall die maximale Belastung des Verteilnetzes dar und daher in seiner Rückwirkung aufs Netz eine extremere Version von Case II (daher auch die ähnliche Deutung). Dabei lässt sich die hier modellierte Situation durch eine abweichende Parametrisierung stark variieren. So führt eine größere Speicherkapazität generell zu einer größeren Eigenverbrauchsquote, andererseits kann der Speicher

im Zuge von Rückspeisung das Netz stärker belasten. Berücksichtigt man zusätzlich ein eventuelles Elektrofahrzeug des Prosumers, so erhält man zusätzlich die in Case I beschriebenen Netzbelastungen. Gerade in Kombination mit einem leistungsstarken Speicher lässt sich die Mehrbelastung des Netzes durch die notwendige Ladung des Elektrofahrzeuges unter Umständen vermeiden.

6.5 Case IV: Konzepte zur Sektorenkopplung

In den anschließenden Abschnitten wird zuerst die Parametrisierung des Cases angegeben. Im Anschluss erfolgen die Auswertung der Speicher- und Netzsimulation sowie eine Zusammenfassung der Ergebnisse und mögliche Extrapolationen auf Basis dieses Cases.

6.5.1 Falldefinition: Annahmen und Setzungen

6.5.1.1 Beschreibung des Cases

In Case IV wird eine Power-to-Heat Anlage in einem Hochspannungsnetz untersucht, welche zur kostenoptimalen Deckung einer Wärmelast eingesetzt werden soll. Dabei steht die Anlage bei ihrer Versorgungsaufgabe in Konkurrenz zu einem gasbefeuerten Kessel. Damit steht die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung von Konzepten zur Sektorenkopplung im Fokus dieses Cases.

Das an dieser Stelle exemplarisch untersuchte Netz hat bei Vernachlässigung der Fahrweise der Power-to-Heat Anlage Leistungengpässe durch Erzeugungsüberschüsse (lokale Einspeisung die zu Grenzwertverletzungen führt). Somit steht der Netzbetreiber also vor der Aufgabe, ein überspeistes Netz unter eventueller Einbeziehung von flexiblen Lasten zu managen.

6.5.1.2 Heutige Marktsituation des Akteurs

Die primäre Anwendung für die Power-to-Heat Anlage besteht in der kostenminimalen Deckung einer bestehenden Wärmelast, wobei neben Gas auch Strom zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann. Im heutigen regulatorischen Rahmen bezieht der Anlagenbetreiber den Strom für seine Wärmeerzeugung am Spotmarkt, dieser Bezug ist jedoch mit zusätzlichen Umlagen und Entgelten behaftet. Somit ist es trotz der heute vergleichsweise geringen Strompreise oftmals nicht wirtschaftlich, die Wärmelast durch Strom zu decken. Erschwerend kommt in der aktuellen Netzentgeltsystematik der Leistungspreis zum Tragen, welcher von der Jahresspitzenlast abhängt. Ein betriebswirtschaftlich sinnvolles Einsatzkonzept der Anlage kann vor diesem Hintergrund ausschließlich durch das Hinzuziehen weiterer Marktstufen gewonnen werden. Im untersuchten Fall wird davon ausgegangen, dass die Anlage am Markt für Sekundärregelleistung teilnimmt. Die im lokalen Netz auftretenden Erzeugungsüberschüsse haben keine Auswirkungen auf das heutige Betriebskonzept, der Speicher fährt somit in diesem Fall nicht netzdienlich.

6.5.1.3 Denkbare zukünftige Marktsituation des Akteurs

In einem angepassten regulatorischen Rahmen ist es denkbar, dass die staatlich induzierten Preiskomponenten, welche heutzutage die Konkurrenz zwischen Gas und Strombezug verzerren, wegefallen. Diese sind neben der zeitlich ungesteuerten EEG-Umlage auch der Leistungspreis der Netzentgelte. Der Wegfall dieser

Verzerrung kann dabei einerseits durch eine flexibilitätsunterstützende Anpassung der SIPs geschehen (beispielsweise deren Dynamisierung oder teilweise Aufhebung) oder durch eine Harmonisierung der Umlagen zwischen den Bereichen Strom und Gas. Weiterhin ist es möglich, dass dem Akteur ein finanzieller Anreiz geboten wird, im Falle von lokalen Überspeisungen dem Netzbetreiber die Power-to-Heat Anlage als zusätzliche Last zur Verfügung zu stellen. Damit ist künftig eine Kombination der in Abb. 73 dargestellten Anwendungen, im Sinne einer Multi-Use Fahrweise, vorstellbar.



Abb. 73: Darstellung des in Case IV zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes

6.5.1.4 Regulatorische Randbedingungen des Akteurs

Im Status quo ist die Power-to-Heat-Anlage ein normaler leistungsgemessener Netznutzer. Das heißt:

- Die Power-to-Heat-Anlage wird im 15 Minuten Rhythmus gemessen, bilanziert und abgerechnet. Für regulären Strombezug besteht, basierend auf diesem Abrechnungs- und Bilanzierungssystem, ein Stromliefervertrag, der den Strom viertelstundenscharf mit dem Stromspotmarktpreis bepreist. Zusätzlich besteht neben dem regulären Strombezug eine Vereinbarung mit einem Übertragungsnetzbetreiber über die Erbringung von Regelleistung (Präqualifikation). Alternativ kann diese Vereinbarung auch mit einem der Regelleistungspools geschlossen werden. Dies hat für die Power-to-Heat-Anlage diverse Vorteile bei der Vermarktbarkeit und der Besicherung, kostet allerdings auch einen erheblichen Teil der möglichen Erlöse.
- Die Anlage ist regulär steuer- und abgabenpflichtig. Das heißt die Anlage muss sowohl die Stromsteuer als auch die EEG-Umlage und die verschiedenen weiteren Umlagen bezahlen. Alle diese Elemente sind zeitlich nicht variabel, sondern jeweils für ein Jahr fest.
- Die Anlage muss die regulären Netzentgelte, das heißt den Arbeitspreis und den Leistungspreis bezahlen. In diesem Case wird ein Leistungspreis von 18,11 €/kW a angenommen, gemäß einer Jahrbenutzungsdauer der Anlage von weniger als 2.500 Stunden⁵².

Bei der Anpassung des normativen Rahmens wird angenommen, dass die Anlage keine Steuern und Umlagen mehr bezahlen muss. Diese Annahme ist relativ weitgehend, denn derzeitige Diskussionen sehen eher nur teilweise Befreiungen von den Steuern und Umlagen vor. So ist zum Beispiel in einer Veröffentlichung von Frontier Economics und BET vorgeschlagen worden, die EEG-Umlage stundenweise auf 0 €/MWh abzusenken

⁵² Vergleiche Preisblatt 2016 – 50Hertz Transmission GmbH

und zwar immer dann, wenn der Stromspotmarktpreis negativ ist bzw. nahe 0 €/MWh⁵³. Weiterhin wird im Rahmen der Debatte über die Sektorkopplung eine Harmonisierung der Steuerbelastungen über die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr hinweg diskutiert. Ergänzend ist im angepassten normativen Rahmen die Aussetzung der Leistungspreiskomponente der Netzentgelte unterstellt. Äquivalent zu dieser Betrachtung wäre eine Harmonisierung der Umlagen zwischen den Bereichen Strom und Gas, Öl bzw. Kohle möglich, um Verzerrungen aufzuheben.

Gemäß der zu untersuchenden Quadranten wird weiterhin unterstellt, dass der Verteilnetzbetreiber ein Eingriffsrecht in den Betrieb der Power-to-Heat-Anlage erhält, das es ihm ermöglicht, die Anlage zuzuschalten, wenn die Systemstabilität des Verteilnetzes dies erfordert.

6.5.1.5 Technische Eckdaten des modellierten Speichers

In diesem Case basiert die Parametrisierung der Power-to-Heat Anlage auf der Überspeisung des lokalen Netzes. Die Anlage ist dabei so dimensioniert, dass sie die auftretenden Erzeugungsüberschüsse im Netz zu jedem Zeitpunkt aufnehmen kann. Dabei wird das Vorhandensein einer genügend großen Wärmesenke vorausgesetzt. Die Power-to-Heat Anlage hat dementsprechend eine maximale elektrische Leistung von 30 MW und einen Wirkungsgrad von 99 %. Bei der Lastdeckung steht sie in Konkurrenz zu einem gasgefeuerten Kessel mit einem Wirkungsgrad von 96 %.

6.5.1.6 Ausgestaltung des untersuchten Netzes

Das in diesem Case betrachtete reale Netz der Hochspannungsebene versorgt zum einen Mittelspannungsnetze, die überwiegend im ländlichen Raum liegen und damit eine geringe Lastdichte und hohe DEA-Dichte aufweisen, aber auch vereinzelt städtische MS-Netze mit einer vergleichsweise hohen Last. Die untersuchte Flexibilität wird in Form einer Power-to-Heat-Anlage an einem Umspannwerk (UW) im städtischen Raum realisiert. Außerdem sind größere DEA, wie insbesondere Windparks über gesonderte Umspannwerke direkt an das betrachtete Hochspannungsnetz angeschlossen. Wie für die Hochspannungsebene typisch handelt es sich um ein Maschennetz, das durch zwei Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz verbunden ist. Die weiteren Netzparameter sind in Tabelle 12 dargestellt.

⁵³ Frontier Economics Ltd. London / BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. „Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage - Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)“, Köln / Aachen (2016)

Netzparameter, Grenzwerte und Annahmen

Spannungsebene:	110 kV	Anzahl HöS/HS-UW:	2
Topologie:	Maschennetz	Anzahl HS/MS-UW:	17
HöS/HS-Trafoleistung:	4x200 MVA	(MS-Netzgruppen)	
Leitungsquerschnitte:	F: Al/St: 120-265 mm ²	Anzahl HS/MS-UW:	6
SS-Spannung UW:	105%	(DEA-UW)	
Spannungsgrenzen:	+/-10%	Leitungslänge [km]:	675
max. Auslastung (n-1):	100%	DEA-Profil:	aus Messzeitreihen
Lastprofile:	aus Messzeitreihen	mit cos(φ) (HS)	aus Messzeitreihen
	mit cos(φ) aus Messzeitreihen	mit cos(φ) (MS/NS)	0,95 (ind.)

Stützjahrespezifische Parameter

	2020	2025	2030
DEA-Leistung [MW]:	613	678	688

Tabelle 12: Case IV – Netzparameter

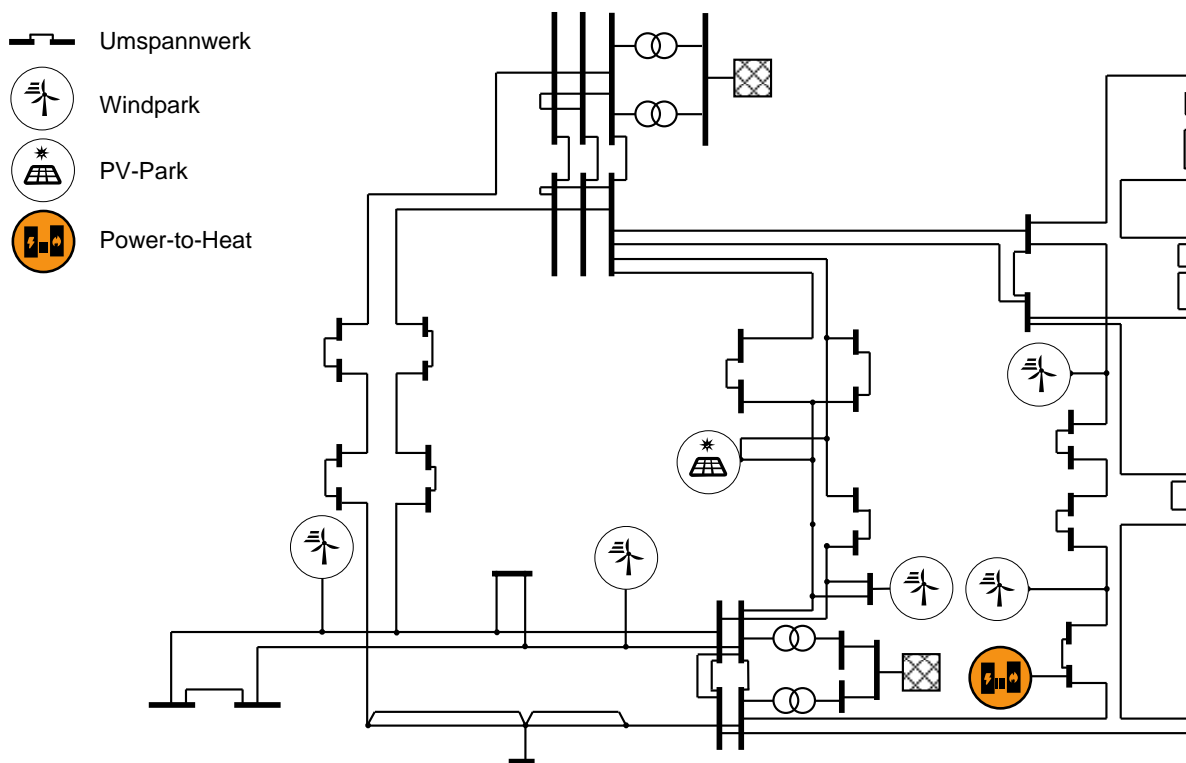


Abb. 74: Netzübersichtplan Case IV

6.5.2 Ergebnisse der quantitativen Analyse

6.5.2.1 Netzberechnung

In diesem Case wird die Netzkapazität für den Anschlussknoten der Power-to-Heat-Anlage berechnet. Der tageszeitliche Verlauf des Netzkapazitätskorridors wird in Abb. 75 für die berechneten Jahre 2020, 2025 und 2030 dargestellt. Durch die Breite des gelben Bereichs werden die starken Schwankungen der Aufnahmekapazität für zusätzliche Einspeisung deutlich. Durch die Perzentile wird allerdings ebenfalls deutlich, dass im überwiegenden Teil des Jahres noch deutliche Kapazitäten in beiden Richtungen vorhanden sind.

Anders als in den bisherigen Cases kommt es in der betrachteten HS-Netzgruppe ohne den untersuchten Speicher zu thermischen Leitungsüberlastungen. Es handelt sich um die Zeiträume, bei denen der gelbe Bereich die Abszisse schneidet. In dem betrachteten Fall geschieht dies zu den Mittagsstunden wenn es gleichzeitig zu einer hohen Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen kommt. Diese Zeitpunkte werden in Abb. 75 grau hervorgehoben. Der angeschlossene Speicher müsste in diesen seltenen Momenten mindestens die grau dargestellte Leistung aufnehmen, um die einspeisebedingte Grenzwertverletzung zu beheben und somit netzdienlich zu wirken.

Durch den weiteren Zubau an DEA in den späteren Stützjahren erhöht sich die Anzahl und Höhe der Netzüberlastungen leicht. Lastseitig sind ausreichende Kapazitäten im Netz vorhanden. Die Power-to-Heat Anlage kann die Nennleistung von 30 MW in allen Stützjahren ohne netzseitige Einschränkungen zu jedem Zeitpunkt beziehen.

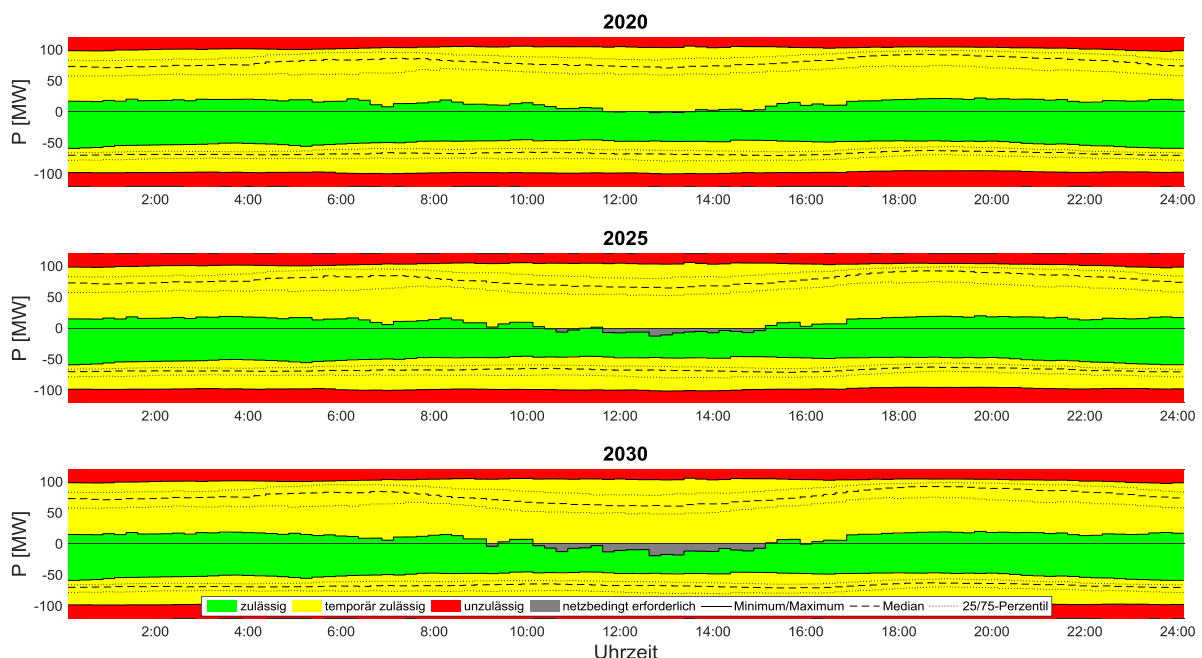


Abb. 75: Netzkapazitätskorridor der Power-to-Heat-Anlage für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030 in Case IV

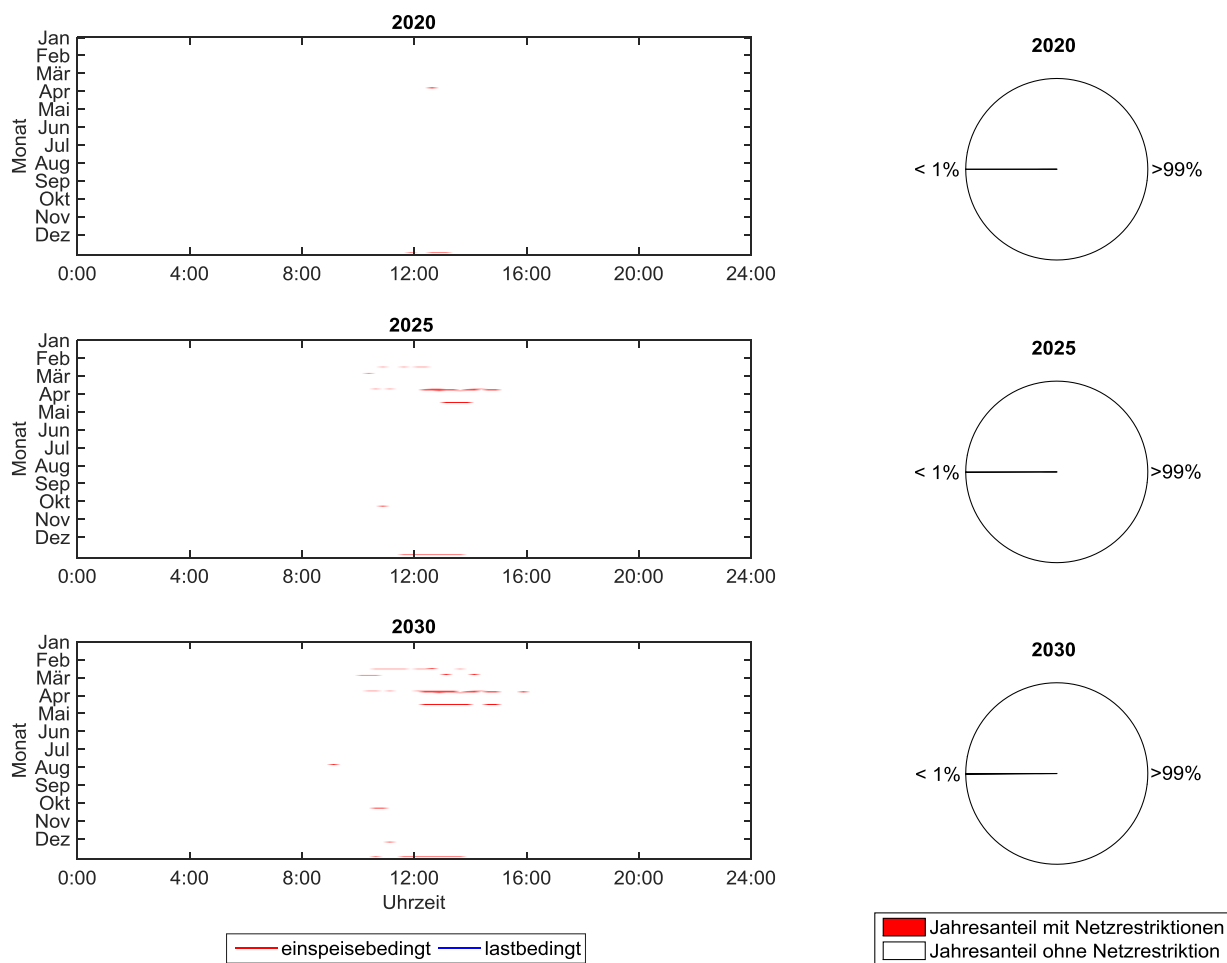


Abb. 76: Zeitpunkte und Jahresanteil der einspeisebedingten Netzrestriktionen

Die Darstellung der jahres- und tageszeitlichen Verteilung der einspeisebedingten Grenzwertverletzungen in Abb. 76 verdeutlicht die geringe Häufigkeit der auftretenden Netzprobleme in diesem Case. Wie bereits aus Abb. 75 hervorging, liegen sie im Tagesverlauf in den Mittagsstunden. Im Monatsverlauf ergibt sich eine leichte Häufung im Frühjahr, wenn eine gleichzeitige, starke Einspeisung von Wind- und Photovoltaik auftritt.

6.5.2.2 Speichersimulation

Quadrant D - Alternativer Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Bei der Berücksichtigung des alternativen Rahmens wird primär der Bezug zu Spotmarktpreisen ohne Aufschläge untersucht. Dies bedeutet insbesondere, dass die EEG-Umlage und die Arbeitspreise der Netzentgelte die Konkurrenzfähigkeit der Strompreise zu den Gaspreisen nicht länger verzerren. Dies ist eine idealisierte Darstellung, denn dadurch würde durch die Sektorenkopplung keinerlei Beitrag zur Deckung der Netzkosten mehr geleistet werden. Zusätzlich fällt der Leistungspreis der Netzentgelte, welcher sich an der Jahreshöchstlast der Power-to-Heat Anlage orientiert, nicht länger an. Dies stellt ebenso wie der Wegfall der EEG-Umlage ein Extremum und eine idealisierte Darstellung dar, denn der Leistungspreis besitzt grundsätzlich eine hohe Berechtigung in der Entgeltsystematik. Damit werden in Quadranten C und D keine Umlagen auf den Strompreis berücksichtigt, während in den Quadranten A und B die vollen Umlagen wirken. Somit werden in diesem Case die Rückwirkungen auf den Einsatz der Anlage unter den beiden denkbaren Extremfällen

analysiert. Der Umstand, dass die Power-to-Heat Anlage ihre Leistung am Markt für positive und negative Sekundärregelleistung anbieten kann, wird in keinem der Quadranten modifiziert.

Für den Vergleich des Wertes einer Fahrweise wird eine Abstraktion von den betriebswirtschaftlichen Erlösen gewählt, um Vergleichbarkeit trotz abweichender Rahmenbedingungen über alle Quadranten hinweg zu gewährleisten. Im Zuge der Analyse wird untersucht, wie häufig es für den Anlagenbetreiber wirtschaftlicher ist, Strom anstelle von Gas zur Wärmedeckung einzusetzen. Deshalb wird sowohl der Wert (gemessen am Bezugspreis) des eingesparten Gases wie auch der des bezogenen Stroms gegenübergestellt. Zusätzlich werden die Erlöse aus der Vermarktung der Sekundärregelleistung (SRL) berücksichtigt. Da diese Erbringung eine Systemdienstleistung darstellt, ist hierbei angenommen, dass die Erlöse stellvertretend für den „Wert“ der jeweiligen Strommengen stehen. Dabei setzen sich die Erlöse aus den Summen von Leistungs- und Arbeitspreisen zusammen. Die entsprechenden Werte für Quadrant D können Abb. 77 entnommen werden, eine tabellarische Darstellung der Ergebnisse findet sich in Abschnitt 9.5 im Anhang.

Dabei zeigen sich in den Jahren abweichenden Fahrweisen, basierend auf der Erbringung von positiver SRL. Da die Fahrweise der Anlage ausschließlich auf Preisen ohne zusätzliche Umlagen basiert, basiert die lukrativste Fahrweise auf Vermarktung von sowohl positiver (d. h. eventuelle Lastreduktion) wie auch negativer (d. h. eventuelle Lasterhöhung) Sekundärregelleistung. Um in der Lage zu sein positive SRL bieten zu können, muss die Anlage dementsprechenden Strom beziehen um Leistung vorzuhalten. In den späteren Jahren führen steigende Spreads am Strommarkt zu einer veränderten Fahrweise, so dass die Anlage ausschließlich am Markt für negative SRL zusätzliche Erlöse erwirtschaftet. Generell findet dann ein Strombezug zur Wärmelastdeckung statt, wie an den vermiedenen Gasbezugskosten ersichtlich ist.

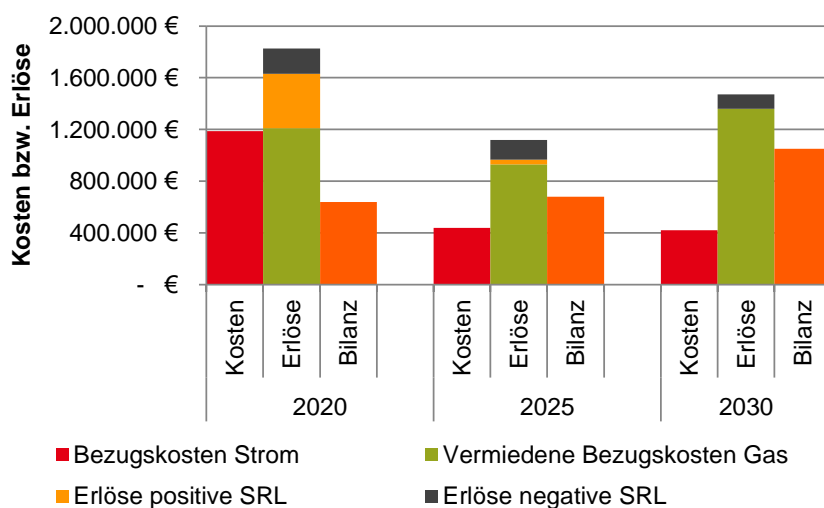


Abb. 77: Ergebnisse der optimalen Fahrweise im Quadrant D

Auf die Netzsituation hat die Fahrweise der Anlage keine relevante Auswirkung. Zwar hat die Anlage einen positiven Einfluss auf einige einspeisebedingte Grenzwertverletzungen (Häufigkeit bzw. die Höhe der Überlastungen werden teilweise reduziert), allerdings basiert dies auf einer unbewusst eintretenden Zeitgleichheit.

Quadrant C - Alternativer Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

In Quadrant C wird die Anlage unter denselben Rahmenbedingungen wie in Quadrant D untersucht. Zusätzlich werden nun Restriktionen des Netzbetreibers berücksichtigt. Da die Power-to-Heat Anlage in dem betrachteten Netz lastbedingt keine Grenzwertverletzungen verursachen kann (vgl. Abb. 75), ist im Sinne der Restriktionen ausschließlich ein netzdienlicher Leistungsbezug der Power-to-Heat Anlage zur Behebung der Grenzwertverletzungen zu verstehen. Auf eine grafische Darstellung der entsprechenden Ergebnisse wird an dieser Stelle verzichtet, da sich die Werte in Quadrant C nicht signifikant von denen in Quadrant D unterscheiden. Für eine Gegenüberstellung der bilanzierten Kosten und Erlöse wird auf Tabelle 13 verwiesen, die detaillierten Ergebnisse sind in Abschnitt 9.5 im Anhang zu finden.

Da das Modell die Optimierung mit perfekter Voraussicht vornimmt, kann es in der Simulation nicht zu widersprüchlichen lokalen (Lastaufnahme) und überregionalen (Lieferung positive SRL) Signalen kommen. Zusätzlich lässt sich beobachten, dass die Erbringung von Regelleistung in diesem Netz nicht durch den netzdienlichen Einsatz beeinflusst wird. Gleichzeitig zeigt sich aber auch, dass der netzdienliche Betrieb zu erhöhten Strombezugskosten führt, die nicht durch vermiedene Gasbezugskosten kompensiert werden können. Die Ausnahme bildet hier das Jahr 2020, da die Fahrweise der Power-to-Heat Anlage bereits ohne explizit geforderte Netzdienlichkeit die Grenzwertverletzungen zufällig behebt. Bezogen auf die untersuchten Größen führt der netzdienliche Betrieb in insgesamt 9 h des Jahres 2025 zu zusätzlichen Kosten in Höhe von 2.682 €, während insgesamt 25 h netzdienliche Fahrweise in 2030 zu 10.895 € höheren Kosten führt. Gemessen an den Strombezugskosten macht dieser Wert damit zwischen 0,3 % und 2,5 % der Kosten aus.

Quadrant A - Heutiger Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

Berücksichtigt man den heutigen Ordnungsrahmen, so stellt sich ein signifikant anderes Fahrverhalten der Anlage ein. Generell stellt der hier modellierte Rahmen das Worst-Case Szenario des heutigen Ordnungsrahmens dar, da sowohl für die EEG-Umlage wie auch die Netzentgelte keine Vergünstigungen angenommen werden. Bedingt durch die Leistungspreise der Netzentgelte stellt die Erbringung von positiver SRL keine lukrative Option mehr dar. Die Auswirkungen der Fahrweise auf die Bezugskosten sind in Abb. 78 dargestellt.

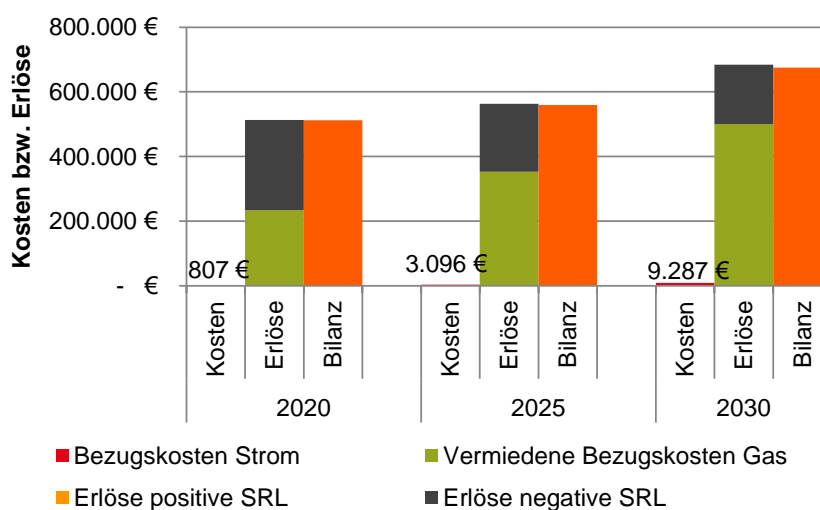


Abb. 78: Ergebnisse der optimalen Fahrweise im Quadrant A

Betrachtet man die Erlöse der SRL Vermarktung, so sieht man im Vergleich mit Quadrant C, dass in Quadrant A am Regelenergiemarkt in 2025 und 2030 größere Gewinne erwirtschaftet werden. Tatsächlich stellt der Regelenergiemarkt die primäre Rechtfertigung für den Einsatz der Power-to-Heat Anlage im heutigen Rahmen dar, da die Konkurrenzfähigkeit zum Gaskessel aufgrund der Umlagen der Strompreise stark eingeschränkt wird. Um die Auswirkungen der netzdienlichen Fahrweise zu analysieren ist an dieser Stelle ein Vergleich mit Quadrant B notwendig. Generell ist anzumerken, dass ein erhöhter Strombezug stattfindet als in B, da die Leistungsspitze hier im Wesentlichen durch den netzdienlichen Einsatz festgelegt wird.

Quadrant B - Heutiger Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Die Ergebnisse ohne Berücksichtigung von netzdienlichem Verhalten sind in detailliert im Anhang in Abschnitt 9.5 aufgeführt. Eine Bilanzierung der Ergebnisse durch die Substitution von Gas mit Strom, d.h. ohne die Erlöse aus der Vermarktung der Regelenergie, sind in Tabelle 13 zu finden. Die Erlöse aus der Bereitstellung von Regelenergie sind in dieser Darstellung nicht berücksichtigt, aber sie weichen im Quadrant B nicht von denen in Quadrant A ab.

	2020	2025	2030
Quadrant D - Differenz Bezugskosten	21.782 €	490.852 €	937.624 €
Quadrant C - Differenz Bezugskosten	21.782 €	488.170 €	926.729 €
Quadrant A - Differenz Bezugskosten	232.879 €	349.442 €	490.622 €
Quadrant B - Differenz Bezugskosten	232.879 €	353.161 €	505.424 €

Tabelle 13: Darstellung der Differenz aus Bezugskosten für Strom und Gas, ohne Berücksichtigung von Erlösen des SRL Marktes

Es zeigt sich, dass auch im Quadrant B die Fahrweise in 2020 unverändert bleibt, während in 2025 zusätzliche Kosten in Höhe von 3.719 € und in 2030 in Höhe von 14.802 € entstehen. Obwohl dies den Anschein erweckt, dass der Anlagenbetreiber mit Restriktionen des Netzbetreibers besser gestellt ist als ohne, ist diese Schlussfolgerung nicht zulässig, da die Darstellungen in Tabelle 13 bzw. in Abb. 78 keine zu zahlenden Entgelte berücksichtigen, sondern ausschließlich Erlöse durch Substitution von Gas mit Strom.

Es ist daher wichtig anzumerken, dass diese Kosten nicht den Kosten des Anlagenbetreibers entsprechen, da dieser für die bezogenen Strommengen zusätzliche Umlagen zu bezahlen hat. Tatsächlich führt das Betriebsverhalten mit Restriktionen des Netzbetreibers zu einer höheren Leistungsspitze und somit zu einem höheren Leistungspreis der Netzentgelte. Im angenommenen Rahmen führt dies im Jahr 2025 zu einer Mehrbelastung von etwa 238.000 € und im Jahr 2030 einer zusätzlichen Belastung von ca. 375.000 €. Damit ist der Anlagenbetreiber im heutigen Rahmen durch die Restriktionen des Netzbetreibers aufgrund der zu zahlenden Umlagen wesentlich schlechter gestellt.

6.5.2.3 Bewertung aus Sicht des Netzbetreibers

Die Problemstellung für das betrachtete Hochspannungsnetz ergibt sich durch den Zubau der DEA, die insbesondere an die unterlagerten Netze der MS- und NS-Ebene angeschlossen werden. Die dadurch hervorgerufene Rückspeisung ruft bei konventioneller Betriebsweise (vgl. Abschnitt 3.2.2.3) einen hohen Bedarf an Netzausbaumaßnahmen hervor. Konkret kommt es im auslegungsrelevanten (n-1)-Fall (Netzsicherheitsrechnung bzw. Ausfallanalyse) zu Betriebsmittelüberlastungen ab dem ersten Stützjahr. Bei weiterem Zubau nach dem ersten Stützjahr erhöht sich die Anzahl betroffener Leitungsabschnitte bis 2030.

Eine geeignete konventionelle Ausbauoption besteht im Austausch vorhandener Freileitungen durch Hochtemperaturleiterseile (HTL) auf einer Länge von 74 km (davon 18 km im Jahr 2018), die eine höhere Stromstärke im Normalbetrieb ermöglichen, ohne dass zusätzliche Trassen oder Masten errichtet werden müssten. Alternativ eignet sich diese Problemstellung prinzipiell auch, um das in Abschnitt 3.2.3.2 dargestellte innovative Betriebskonzept *Leistungsreduktion im Fehlerfall* (LiF) anzuwenden, bei dem DEA durch das Schutzsystem erst bei Eintritt eines Fehlers abgeschaltet werden, ohne dass der Überlastschutz Leitungen freischaltet. Die dazu notwendige neue Schutz- und Kommunikationstechnik sowie Softwaremaßnahmen in der Leittechnik ermöglichen einen Verzicht auf alle oben beschriebenen Leitungsmaßnahmen und reduzieren so die Ausbaukosten um 76 % (Abb. 79). Als dritte, und in diesem Fall kostengünstigste Option, können die unzulässigen Betriebsmittelauslastungen auch durch ein dynamisches Einspeisemanagement (DEM) verhindert werden, bei dem eine temporäre Reduktion der Momentanleistung von DEA bedarfsgerecht durchgeführt wird. Diese Eingriffe sind überwiegend nur zu Zeitpunkten notwendig, bei denen zeitgleich Einspeisespitzen bei PV- und Windenergieanlagen auftreten, was äußerst selten der Fall ist. Im konkreten Beispiel ist eine Abregelung von 0,0001 % (2020), 0,005 % (2025) und 0,013 % (2030) der eingespeisten Jahresenergie der im Netzgebiet vorhandenen Photovoltaik- und Windenergieanlagen ausreichend, um den konventionellen Netzausbau zu substituieren. Da die HS-Ebene bereits heute vollständig überwacht und eine ausreichende Anzahl an DEA (die der HS-Ebene und zum Teil der MS-Ebene) ferngesteuert werden können, sind dazu keine Investitionen notwendig. Die anfallenden Entschädigungszahlungen sind mit 45.600 € (Summe der Barwerte bis 2050) so gering, dass die Einsparungen gegenüber der HTL-Variante bei 99,6 % liegen.

Die netzdienliche Fahrweise der Power-to-Heat Anlage (als Flexibilität), stellt eine technische Alternative zu der temporären Abregelung der DEA mittels DEM da, sodass in dem konkreten Beispiel die Summe von maximal 45.600 € (Barwert 2016) zur Verfügung stünde, um den Power-to-Heat-Betreiber für seine durch die netzdienliche Fahrweise geringeren Betriebserlöse am Markt (Abweichung vom Optimum) zu vergüten. Die Summe steigt entsprechend des Anteils der per DEM abzuregelnden Energie. Des Weiteren würde die Energie sinnvoll genutzt, anstatt abgeregelt zu werden.

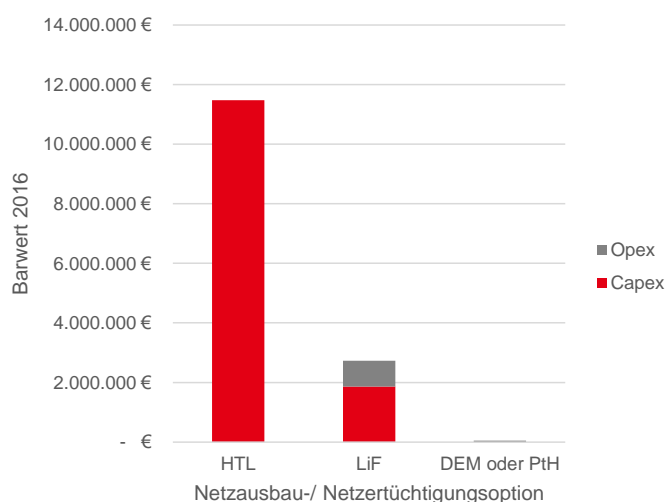


Abb. 79: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreibers (Case IV)

6.5.2.4 Bewertung aus Sicht des Speicherbetreibers

Im aktuellen Ordnungsrahmen wird die Anlage maßgeblich zur Erbringung von sekundärer Regelleistung eingesetzt, da existierende Spreads am Strommarkt durch Umlagen verzerrt werden. Dieser Effekt wird durch die hohen Leistungspreise der Netzentgelte verstärkt. Wird im heutigen Ordnungsrahmen eine netzdienliche Fahrweise durchgeführt, welche in der Bestimmung der jährlichen Lastspitze berücksichtigt wird, so wird die Wirtschaftlichkeit der Anlagen durch die Leistungspreise und Umlagen gefährdet. Betrachtet man das Beispieljahr 2025, so wird die Anlage fast ausschließlich am Regelenergiemarkt vermarktet und Erlöst hier 210.000 € um Gas für 350.000 € zu substituieren. Die Bilanz von 560.000 € ergibt sich annähernd sowohl mit, wie auch ohne Restriktionen des Netzbetreibers. Bei Betrachtung der Restriktionen des Netzbetreibers fallen allerdings zusätzliche Netzentgelte in Höhe von etwa 238.000 € durch die Leistungsspitze an. Damit verschlechtert im bestehenden Ordnungsrahmen eine zusätzliche netzdienliche Fahrweise also das wirtschaftliche Ergebnis erheblich, da hier netzdienliches Verhalten zu höheren Netzentgelten führt.

Beseitigt man die Umlagen und die Leistungspreise, so stellt sich ein wesentlich besseres Verhalten der Power-to-Heat Anlage ein. Sie nutzt die Schwankungen am Spotmarkt, um zu günstigen Stunden mittels Strom und in teuren Stunden mittels Gas die Wärmelast zu decken. Gleichzeitig erwirtschaftet sie durch Vermarktung ihrer flexiblen Fahrweise zusätzliche Erlöse am Sekundärregelleistungsmarkt. Eine netzdienliche Fahrweise führt ohne Anreizzahlungen des Netzbetreibers zu geringfügig höheren Kosten, diese gefährden jedoch nicht die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit der Anlage.

Generell wäre es auch denkbar, dass der Akteur am Markt für Primärregelleistung bietet. Im Folgenden wird ausschließlich die Vermarktung außerhalb eines Pools analysiert, so dass die Verfügbarkeit der Anlage garantiert sein muss.

Da es im Gegenzug zur Vermarktung von Sekundär- und Tertiärregelleistung nicht möglich ist, ausschließlich negative Leistung anzubieten, müsste die Anlage im Normalzustand ihre angebotene Leistung vorhalten, was einer kontinuierlichen Wärmeproduktion entspricht. Aufgrund dieser Einschränkung erscheint es nicht wirtschaftlich, die Anlage außerhalb eines Pools am Markt für Primärregelleistung anzubieten. Die Vermarktung innerhalb eines Verbundes, welcher die oben aufgeführten Probleme kompensiert (beispielsweise durch ausschließliche Zurverfügungstellung von positiver Leistung) wird im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

6.5.3 Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit

Der an dieser Stelle analysierte Case zeigt eine Problematik bei Anwendungen aus dem Bereich der Sektorenkopplung auf: Aufgrund von Verzerrungen der Strompreise durch SIPs und die Leistungspreise der Netzentgelte ist der stromgeführte Einsatz der Anlage nicht konkurrenzfähig zu Gas. Ihre flexibel einsetzbare Last wird daher nur selten ans Netz gebracht, obwohl die Power-to-Heat Anlage im hier untersuchten Netz dazu beitragen kann, die Überlastung wirksam zu vermeiden. Generell gibt es im heutigen Rahmen jedoch keinen Anreiz, die Fahrweise der Anlage unter Einbezug von Netzrestriktionen anzupassen. Da die Nützlichkeit der Fahrweise stark von der lokalen Netzsituation abhängt, kommt der Forderung nach lokalen zeitsteuernden Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber zur Vorgabe einer netzdienlichen Betriebsweise eine besondere Bedeutung zu. Weiterhin ist es notwendig, die Attraktivität der Anlage durch das Aufheben der oben genannten Verzerrungen zu steigern. Dazu ist alternativ zu einer Anpassung der SIPs und einer Abmilderung des Effektes aus Leistungspreisen der Netzentgelte auch eine Harmonisierung der Umlagen zwischen den Bereichen Strom und Gas, Öl bzw. Kohle möglich.

In dem betrachteten Fall ist die Häufigkeit der Leitungsüberlastungen sehr gering und in den wenigen Überlastungssituationen ist ein dynamisches Einspeisemanagement, die mit Abstand kostengünstigste Option und kann konventionellen Hochspannungsnetzausbau substituieren. Hochspannungsnetze sind in der Regel bereits vollständig überwacht und die angeschlossenen Anlagen sind steuerbar. Innovative Betriebskonzepte lassen sich somit, im Gegensatz zu Mittel- und Niederspannungsnetzen, mit vergleichsweise geringem hardwareseitigen Aufwand umsetzen. Gleichzeitig ist der konventionelle Ausbau von Hochspannungsnetzen mit hohen Investitionen verbunden.

Der große Vorteil der Ansteuerung der Power-to-Heat Anlagen anstelle der Abregelung von DEA ist jedoch die sinnvolle Nutzung der vorhandenen Energie. Mit steigenden Mengen wächst dieser Vorteil. Allerdings muss die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen durch einen anderen Primärnutzen sichergestellt werden, erst dann ist sich die Betrachtung eines Multi-Use Konzeptes unter Einbeziehung einer netzdienlichen Fahrweise sinnvoll. Netzdienlicher Einsatz von flexiblen Assets lohnt sich gegenüber konventionellem Netzausbau immer dann besonders, wenn er nur selten erfolgen muss. Vernachlässigt man die Zusatzbelastungen durch SIPs, so kann in diesem Fall bereits mit geringen Anreizzahlungen des Netzbetreibers eine netzdienliche Fahrweise des Anlagenbetreibers realisiert werden.

Die hier untersuchte Anlage steht exemplarisch für alle Sektorenkopplungskonzepte, bei denen Strombezug eine Wahlmöglichkeit zur Produktion darstellt. Es lässt sich dabei auch auf Power-to-Gas Anlagen abstrahieren, diese haben zusätzlich den Vorteil, dass hier das Vorhandensein einer entsprechend dimensionierten Wärmesenke nicht notwendig ist. Zusätzlich lassen sich industrielle Flexibilitäten der energieintensiven Industrie wie Grundstoffproduktionsanlagen (z. B. in der Zementindustrie) oder Kühlhäuser aus diesem Fall extrapolieren. Dort sind Umlagen eventuell weniger schädlich, da keine Sektorenkopplung stattfindet, andererseits können hier höhere Leistungspreise auftreten, weil unter Umständen mehr als 2.500 Jahresbenutzungsstunden auftreten.

6.6 Case V: Verteilnetzbetreiber reduziert Netzausbau

In den anschließenden Abschnitten wird zuerst die Parametrisierung des Cases angegeben. Im Anschluss erfolgen die Auswertung der Speicher- und Netzsimulation sowie eine Zusammenfassung der Ergebnisse und mögliche Extrapolationen auf Basis dieses Cases.

6.6.1 Falldefinition: Annahmen und Setzungen

6.6.1.1 Beschreibung des Cases

In diesem Case wird ein Mittelspannungsnetz betrachtet, in dem bereits heute durch Wind- und PV-Erzeugungsanlagen einspeisebedingte Grenzwertverletzungen und somit Handlungsbedarf des Netzbetreibers vorliegen. Im Zuge dieser Untersuchung stehen dem Verteilnetzbetreiber neben seinen üblichen Handlungsoptionen auch die Installation und der Betrieb eines Speichers an einer netzdienlichen Stelle zur Verfügung.

Daher wird im Folgenden angenommen, dass Speicher zukünftig als Asset der Netzbetreiber erworben und von diesen netzdienlich eingesetzt werden dürfen. Die rechtlichen Probleme welche dieser Annahme entgegenstehen werden in Abschnitt 6.6.1.4 diskutiert.

6.6.1.2 Heutige Marktsituation des Akteurs

Der im „heutige Rahmen“ untersuchte Speichereinsatz basiert auf der oben genannten Annahme, dass ein Netzbetreiber einen Speicher als netzdienstliches Asset installieren darf. Da es ein rein netzdienstliches Asset ist, darf er ihn dabei ausschließlich zur Behebung von netzseitigen Problemen einsetzen. Dazu ist im hier untersuchten Netz notwendig, zu Zeiten von Überspeisung durch den Speicher Last aufzunehmen, welche anschließend ins Netz zurückgespeist werden muss. Dabei erfolgt die Rückspeisung ausschließlich auf Basis des Netzzustandes und nicht in Abhängigkeit vom Marktpreis.

6.6.1.3 Denkbare zukünftige Marktsituation des Akteurs

Untersucht man eine mögliche Weiterentwicklung des oben diskutierten Rahmens, so wäre es denkbar, dass der Speicher beispielsweise für zusätzliche Systemdienstleistungen, wie z. B. die Erbringung von Regelleistung, eingesetzt werden darf. Da dies prinzipiell in Konflikten zur lokalen Netzdienstlichkeit stehen kann, müsste diese Erbringung im Falle von lokalen Netzproblemen durch Ersatzeinheiten (d.h. im Pool) stattfinden. In dem hier dargestellten Fall muss die Behebung von lokalen Netzproblemen Priorität vor jedem Zweitnutzen haben. Der wesentliche Grund zur Erbringung von Regelleistung stellt hierbei die Erwirtschaftung von kostenmindernden Erlösen dar. Dementsprechend ist im alternativen Rahmen auch denkbar, dass zusätzliche kostenmindernde Erlöse durch das Trading am Spotmarkt erwirtschaftet werden können. Damit ist künftig eine Kombination der in Abb. 80 dargestellten Anwendungen, im Sinne einer Multi-Use Fahrweise, vorstellbar. Dabei ist die Netzdienstlichkeit keinesfalls als optional zu betrachten, da eine netzunverträgliche Fahrweise dem primären Speichernutzen widerspricht.



Abb. 80: Darstellung des in Case V zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes

6.6.1.4 Regulatorische Randbedingungen des Akteurs

Im aktuellen regulatorischen Rahmen sind sowohl der Besitz wie auch der Betrieb eines Stromspeichers durch den Netzbetreiber jedenfalls nicht ausdrücklich vorgesehen. Dabei ist die Problematik der heutigen Rechtslage in der Unsicherheit begründet, ob Stromspeicher in der Entgeltregulierung als Sachanlagevermögen des Stromnetzbetreibers anerkannt werden. Artverwand ist die offene Fragestellung, ob der Stromnetzbetreiber im Sinne der Entflechtung Betreiber eines Stromspeichers sein darf, oder ob der Stromspeicher (auch) als Erzeugungsanlage einzustufen und damit vom Stromnetzbetrieb zu entflechten ist.

6.6.1.5 Technische Eckdaten des modellierten Speichers

In dem hier untersuchten Fall basiert die Ausgestaltung der Speicher auf den durch die Lastflussrechnungen festgestellten Einspeiseproblemen. Dabei werden Speicher derart ausgestaltet, dass ihre Leistung und ihr maximales Volumen ausreichen, um die auftretenden Netzprobleme vollständig zu beheben. Die entsprechenden Daten sind in Tabelle 14 aufgeführt. Wie in den anderen Cases auch, wird für die Speicher ein Verlust von 5 % der aufgenommenen Energie angenommen.

		2020	2025	2030
Lade/Entladeleistung [MW]	Strang rot	2,0	2,5	4,5
Volumen [MWh]	Strang rot	2,5	4,0	8,0
Lade/Entladeleistung [MW]	Strang blau	2,0	2,5	3,5
Volumen [MWh]	Strang blau	10,0	10,0	25,5
Lade/Entladeleistung [MW]	Strang grün	4,5	6,0	7,0
Volumen [MWh]	Strang grün	10,0	16,0	19,5

Tabelle 14: Ausgestaltung der Speicher in Case V

6.6.1.6 Ausgestaltung des untersuchten Netzes

In diesem Case werden drei von acht Abgängen eines realen ländlichen Mittelspannungsnetzes im süddeutschen Raum betrachtet, das sowohl Ortsnetze mit überwiegend geringer Lastdichte und NS-DEA versorgt, an das aber auch insbesondere größere DEA (wie Windenergieanlagen, PV-Anlagen) direkt angeschlossen sind. Es handelt sich um ein Gegenstationsnetz mit einer relativ hohen Anzahl von verteilten MS/NS-Stationen. In Summe ergibt sich (wie für ländliche MS-Netze typisch) ein einspeisebedingter Netzausbaubedarf. Die als eine der möglichen Optionen zur Netzertüchtigung betrachteten netzdienlichen Speicher werden durch die Zielnetzplanung passend dimensioniert und positioniert und entlasten jeweils einen Strang. Die genauen Netzparameter sind in Tabelle 15 dargestellt.

Netzparameter, Grenzwerte und Annahmen

Spannungsebene:	20 kV	Trafoleistung:	2 x 40 MVA
Topologie:	Gegenstation (offen)	MS-Abgänge:	3 von 8 betrachtet
Leitungsquerschnitte:	K: 50-185 mm ² FL: 70mm ²	NS-Zählpunkte:	4075
SS-Spannung UW:	102%	Ortsnetzstationen[-]:	94
Spannungsgrenzen:	+4% / -6%	davon Abgang rot:	43
max. Auslastung:	100%	davon Abgang blau:	27
Lastprofile:	SLP u. Messung	davon Abgang grün:	24
mit cos(φ) 0,95 (ind.)		Leitungslänge [km]:	98
DEA-Profile:	aus Messzeitreihen	davon Abgang rot:	39
mit cos(φ) 0,95 (ind.)		davon Abgang blau:	34
		davon Abgang grün:	25

Stützjahrspezifische Parameter

	2020	2025	2030
DEA-Leistung [MW]:	54,7	58,2	62,6
davon Abgang rot:	18	19	20,7
davon Abgang blau:	16	16,9	18,6
davon Abgang grün:	20,7	22,3	23,3
ePKW (NS) [-]:	188	637	1155
davon Abgang rot:	83	277	506
davon Abgang blau:	59	202	368
davon Abgang grün:	46	158	281

Tabelle 15: Case V – Netzparameter

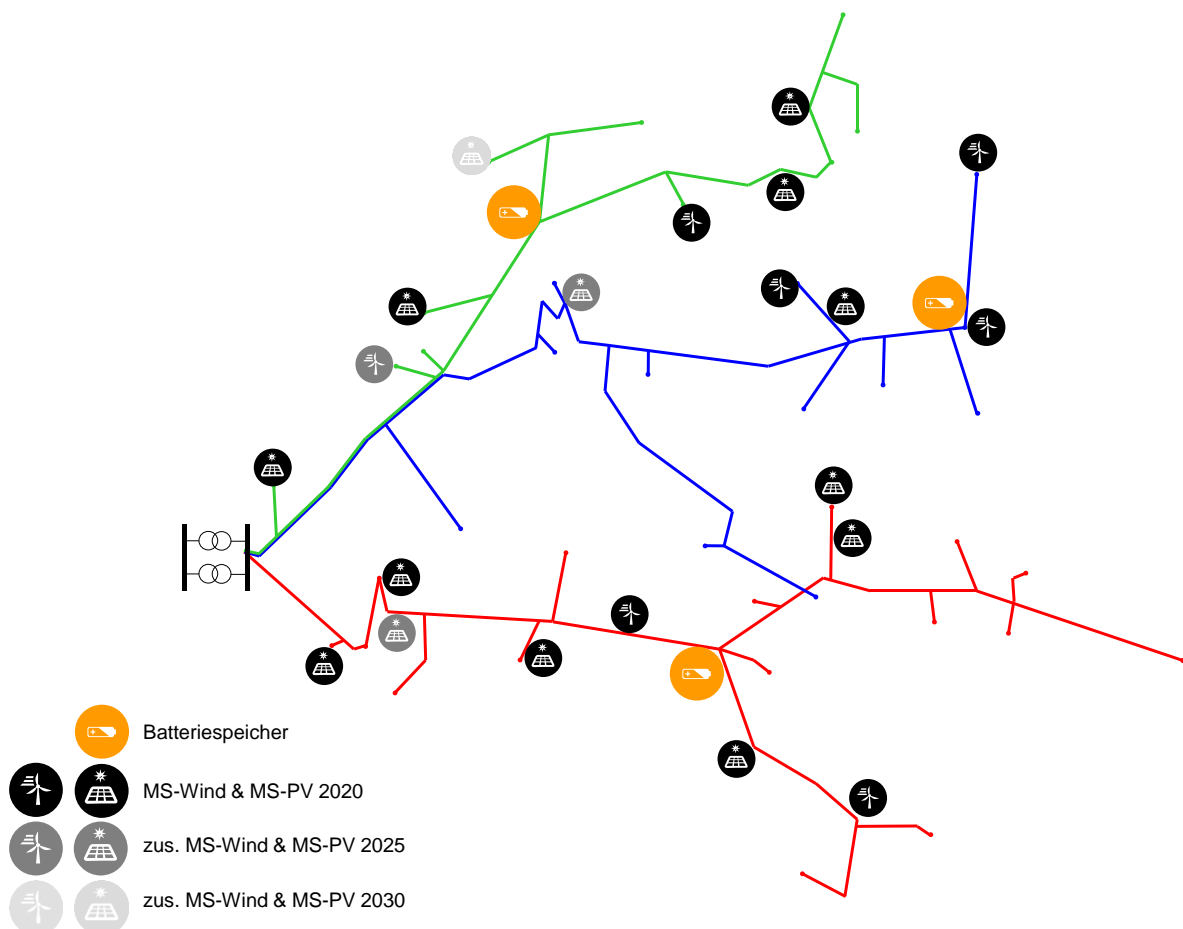


Abb. 81: Netzübersichtplan Case V

6.6.2 Ergebnisse der quantitativen Analyse

6.6.2.1 Netzberechnung

Die Ergebnisse der Berechnung des Netzkapazitätskorridors in Case V sind in Abb.82 exemplarisch für den blauen Abgang dargestellt. In diesem Abgang sind sowohl PV-Anlagen als auch Windenergieanlagen angeschlossen und es kommt zu temporären, einspeisebedingten Grenzwertverletzungen. Die Darstellung des tageszeitlichen Verlaufs der Netzkapazität zeigt, dass die Grenzwertverletzungen in allen Stützjahren unabhängig von der Uhrzeit auftreten können (grauer Bereich). Dies ist typisch für Netzprobleme die durch Windenergieanlagen verursacht werden. Durch die zusätzliche PV-Einspeisung in den Mittagsstunden ist die abzuregelnde bzw. einzuspeichernde Leistung zur Behebung der Grenzwertverletzungen nochmals höher, als zu den restlichen Tageszeiten.

Durch den weiteren Zubau an DEA im Netzgebiet steigt die Anzahl und Höhe der erforderlichen, netzdienlichen Eingriffe im Laufe der Jahre weiter an. Die Betrachtung der Perzentile macht aber auch in diesem Case deutlich, dass die Grenzwertverletzungen nur relativ selten auftreten und sich das Netz zum überwiegenden Teil des Jahres in einem ordnungsgemäßen Betriebszustand befindet.

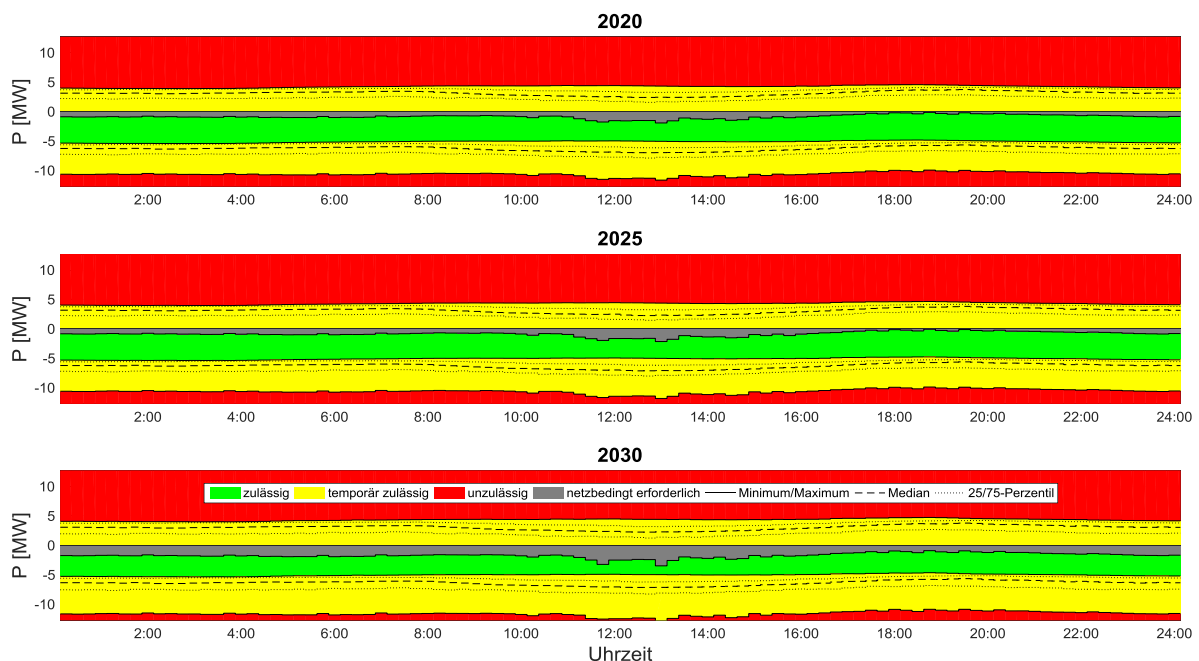


Abb.82: Netzkapazitätskorridor des stationären Batteriespeichers für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030 in Case V, Abgang blau (exemplarisch)

Die Betrachtung der jahres- und tageszeitlichen Verteilung der einspeisebedingten Grenzwertverletzungen in Abb. 83 verdeutlicht nochmals, dass die Netzprobleme zu unterschiedlichen Tageszeiten auftreten können. Treiber der verursachten Überlastungen in Abgang blau ist insbesondere die Windenergie, was durch die erhöhte Anzahl der Grenzwertverletzungen im Herbst und Winter bestätigt wird. Durch zusätzliche PV-Anlagen nimmt in den Jahren 2025 und 2030 auch die Anzahl der Grenzwertverletzungen im Frühjahr zu. Die

steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen in den unterlagerten Ortsnetzen führt zu keinen bemerkenswerten positiven oder negativen Auswirkungen in diesem einspeisegeprägten Mittelspannungsnetz.

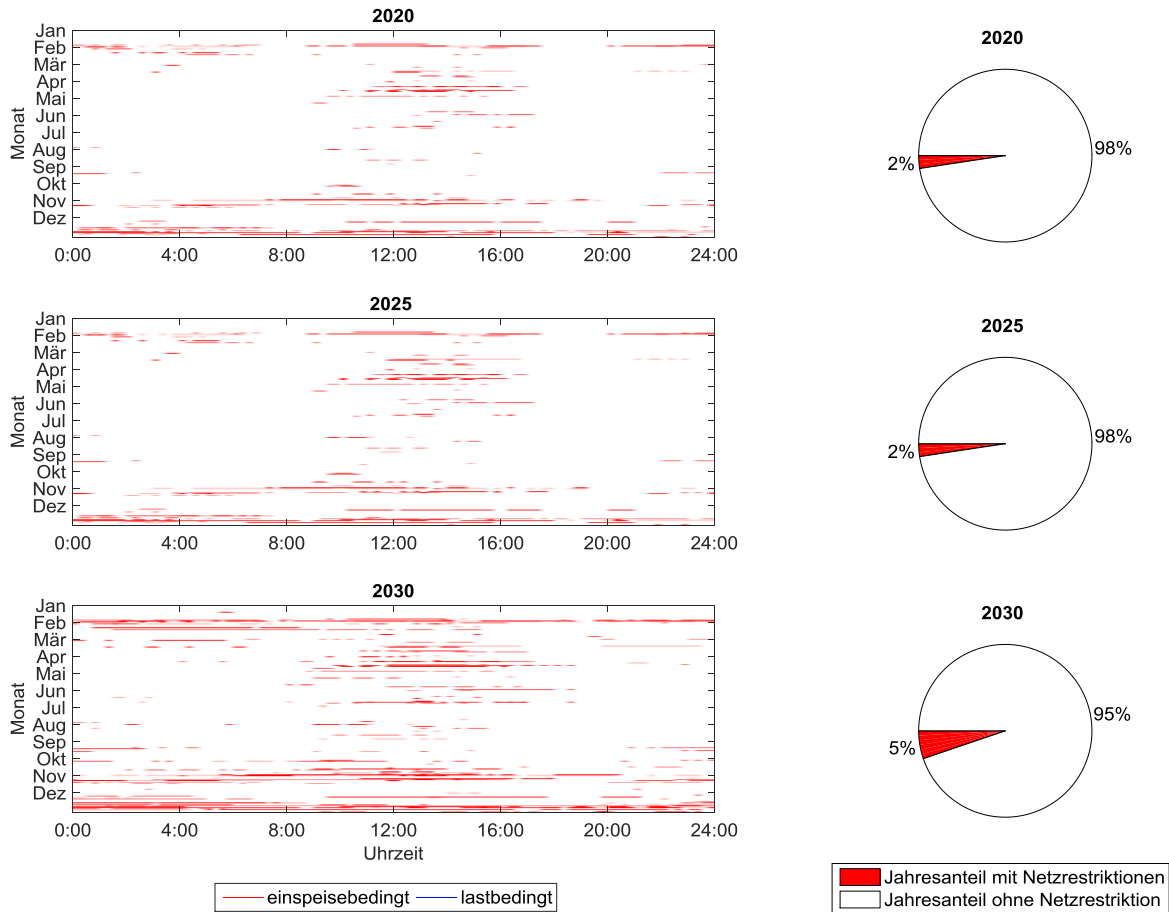


Abb. 83: Zeitpunkte und Jahresanteil der einspeisebedingten Netzrestriktionen

In den Abgängen rot und grün kommt es ebenfalls zu gelegentlichen einspeisebedingten Grenzwertverletzungen. Da in diesen Abgängen der Photovoltaikanteil an der installierten DEA-Leistung überwiegt, treten die Grenzwertverletzungen überwiegend zur Mittagszeit und im Frühjahr bis Herbst auf. Für die Engpässe und Netzprobleme entsteht ein typisches PV-Muster, das bereits in mehreren Case-Analysen deutlich geworden ist. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auf eine graphische Darstellung der Netzberechnungsergebnisse der Abgänge rot und grün verzichtet.

6.6.2.2 Speichersimulation

Quadrant D - Alternativer Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Die Betrachtung eines alternativen Rahmens ohne Restriktionen des Netzbetreibers aufgrund des Netzzustandes erscheint nicht sinnvoll, da in diesem Case der Netzbetreiber gleichzeitig auch Betreiber des Speichers ist. Sobald der Speicher seinen primären Nutzen (Behebung von Netzproblemen) nicht erfüllt, verhält er sich nicht anders als ein Speicher der im Besitz eines kommerziellen Speicherbetreibers ist. Dieser würde spotmarktgetrieben agieren und die lokalen Netzprobleme ignorieren. Durch seine Fahrweise würde er diese entweder ignorieren, beheben oder verstärken, jedoch ist keine Aktion das Resultat einer bewussten Entscheidung. Daher wird Quadrant D in diesem Case nicht untersucht. Aus den gleichen Gründen wird auch Quadrant B nicht untersucht.

Quadrant C - Alternativer Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

In diesem Quadranten wird ein alternativer Rahmen untersucht, in dem der Netzbetreiber nicht nur Betreiber eines Speichers ist, sondern diesen zugleich zur Refinanzierung am Spotmarkt einsetzt. Damit setzt er seinen Speicher zur Behebung von einspeisebedingten Grenzwertverletzungen ein und agiert am Spotmarkt unter der Einschränkung, dass durch sein Verhalten keine neuen Netzprobleme auftreten können. Im angenommenen Rahmen sind weder die eingekauften noch die verkauften Strommengen mit Umlagen behaftet, die Ergebnisse für die einzelnen Stränge sind in Abb. 84 dargestellt, eine tabellarische Darstellung der Ergebnisse findet sich in Abschnitt 9.6 im Anhang. Die hier aufgeführten Werte sind die Basis für die in Abschnitt 6.7.2.3 vorgenommene Abschätzung der möglichen kostenmindernden Erlöse.

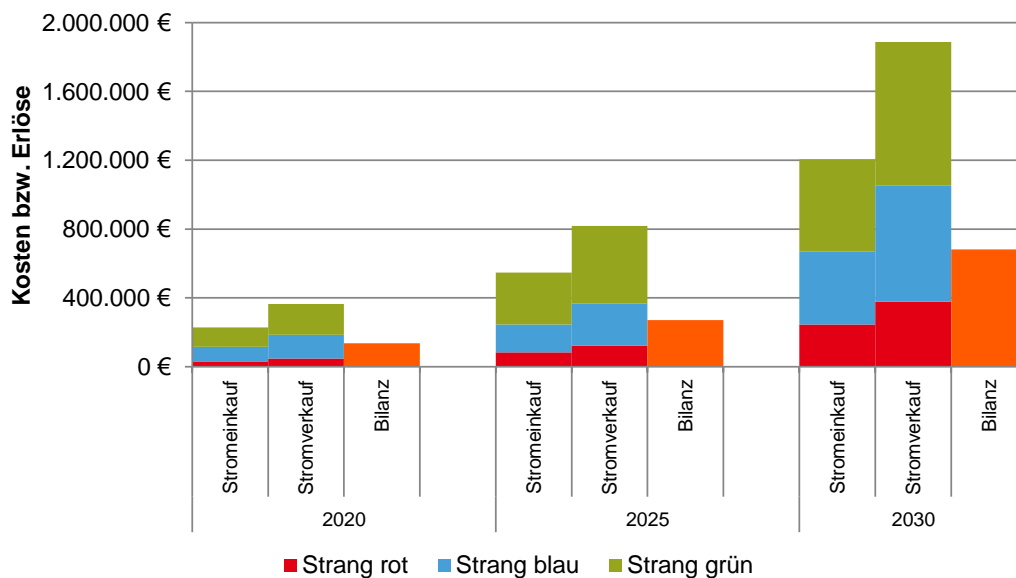


Abb. 84: Erlöse für die Fahrweise der Speicher in Quadrant C

In Abb. 85 werden die eingekauften Energiemengen der drei Speicher sowohl im angepassten, wie auch im heutigen Rahmen dargestellt. Einerseits ist erkennbar, dass über die Jahre die zwischengespeicherte Energiemenge ansteigt, was sowohl auf die steigenden Spreads am Markt, wie auch die größere dimensioniert der Speicher zurückgeführt werden kann. Da das Trading unter dem heutigen Ordnungsrahmen (rechte Sei-

te) ausschließlich zu netzdienlichen Zwecken erfolgt, legt die Auswertung nahe, dass die Auswirkungen auf die Speicherfahrweise für netzdienliches Verhalten in diesem Case vernachlässigbar gering sind.

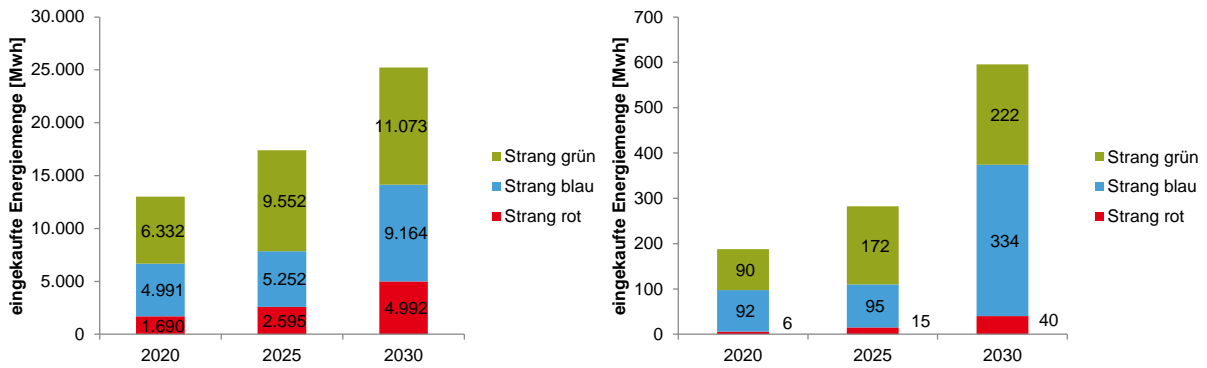


Abb. 85: Gegenüberstellung der gehandelten Energiemengen in Quadrant C (links) und Quadrant A (rechts)

Quadrant A - Heutiger Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

In diesem Quadranten wird der heutige Rahmen mit einer kleinen Modifikation angenommen. Damit der Case existieren kann, wird unterstellt, dass der Netzbetreiber gleichzeitig Betreiber der von ihm netzdienlich eingesetzten Speicher sein darf. Dazu wird weiterhin angenommen, dass er den dafür notwendigen Strom regulär am Strommarkt erwerben muss. Da dies als reine Systemdienstleistung angesehen wird, muss er die eingespeicherte Energie, sobald es das Netz wieder erlaubt, verkaufen, ohne die Preise dabei zu berücksichtigen. Die Ergebnisse dieser Optimierung sind in Abb. 86 dargestellt.

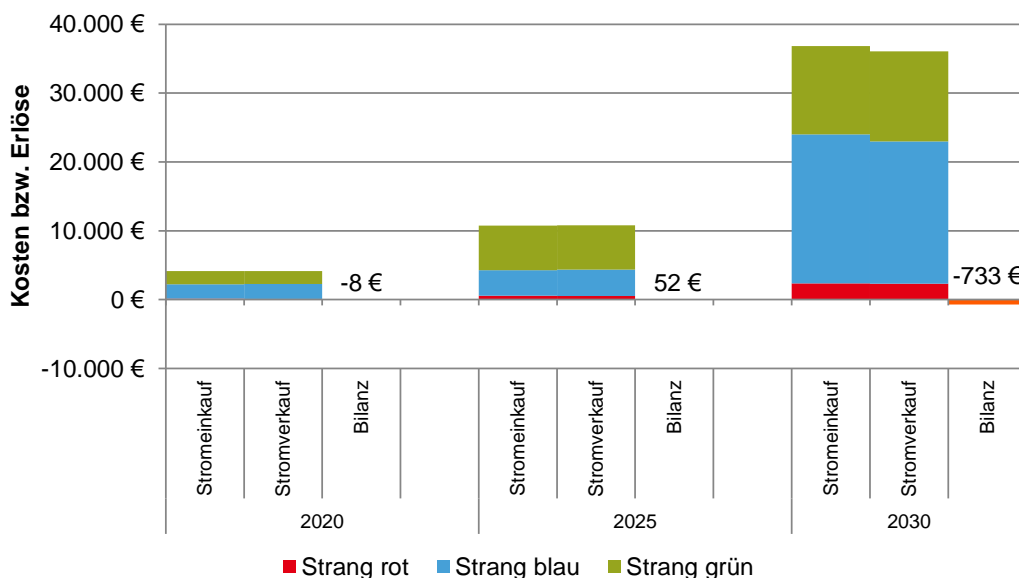


Abb. 86: Erlöse für die Fahrweise der Speicher in Quadrant A

Da die Rückspeisung der Strommengen nicht Marktpreis getrieben stattfindet, wird Energie teilweise günstiger verkauft, als sie eingekauft wird. Dies führt in der Bilanz teilweise zu Verlusten, generell sind die finanziellen Auswirkungen des Tradings jedoch vernachlässigbar. Betrachtet man die in Abb. 85 dargestellten gehandelten Energiemengen, so wird eine Diskrepanz zur Dimensionierung der Speicher ersichtlich (vgl. Tabelle 14). So besitzt beispielsweise der Speicher im blauen Abgang im Jahr 2030 ein Volumen von mehr als 25 MWh, wird aber im ganzen Jahr zur Speicherung von weniger als 340 MWh eingesetzt.

Quadrant B - Heutiger Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Analog zu den Ausführungen bei Quadrant D ist eine Untersuchung dieses Quadranten nicht zielführend und wird daher nicht vorgenommen.

6.6.2.3 Bewertung aus Sicht des Netzbetreibers

Die betrachteten drei Abgänge des MS-Netzes sind, wie für Netze im ländlichen Raum dieser Ebene typisch, stark vom Zubau an DEA betroffen, zumal durch die im Betrieb spannungstechnische starre Kopplung mit der unterlagerten NS-Ebene die NS-DEA neben der Betriebsmittelauslastung auch entscheidend die Spannungsanhebung im MS-Netz beeinflussen.

Folgende Handlungsalternativen sind möglich, um Grenzwertverletzungen zu vermeiden: Die Verteilung der Anschlussleistung auf drei zusätzliche Abgänge. Diese Maßnahme beinhaltet drei neuer Abgangsfelder im Umspannwerk, die Auftrennung der bisherigen Stränge und die Verlegung von 20,3 km MS-Kabel (davon 15,6 km bis 2020), wodurch insgesamt Kosten von 1,9 Mio. EUR bis 2050 anfallen (Barwert 2016). Alternativ kann ein dynamisches Einspeisemanagement der MS-DEA in Verbindung mit einem dezentralen Netzautomatisierungssystem Verwendung finden. Unter Berücksichtigung der dabei anfallenden Entschädigungszahlungen für die nicht eingespeiste Energie und dem höheren Betriebsaufwand der DNA sind dadurch Kosteneinsparungen von 66 % im Vergleich zum Ausbau mit Kabeln realisierbar (

Abb. 87). In diesem Fall ist eine Abregelung von 0,29 % (2020), 0,41 % (2025) und 0,77 % (2030) der eingespeisten Jahresenergie der im Netzgebiet vorhandenen Photovoltaik- und Windenergieanlagen erforderlich.

Statt die Energie mittels des dynamischen Einspeisemanagement abzuregeln kann die DNA auch in Kombination mit Batterien betrieben werden, um die Energie zu speichern. Dazu ist je Strang eine Batterie notwendig (vgl. Parameter der Batterien in Abschnitt 6.6.1.5). Aufgrund der hohen Investitionskosten der Batterie, die in diesem Fall eine der Netzausbaumaßnahmen des Netzbetreibers darstellt, und der im Vergleich zu anderen Netzbetriebsmitteln kurzen Lebensdauer einer Batterie, steigen die Gesamtkosten gegenüber der konventionellen Varianten um 1869 %. Berücksichtigt man die durch die Batterie im Betrachtungszeitraum erzielbaren Markterlöse reduzieren sich die Gesamtkosten auf 28,7 Mio. EUR aber immer noch zwei Größenordnungen oberhalb der Kosten der DEM-Variante mit 649 TEUR. Die Ursache für dieses Ergebnis liegt in der prinzipiellen Seltenheit der auftretenden Leistungsspitzen von Wind- und PV-Anlagen in Deutschland und den damit verbundenen geringen Zahlungen bei Einsatz des DEM. Dem gegenüber sind die Preise für Speicher als Netzbetriebsmittel noch deutlich zu hoch. In anderen Netzkonstellationen, in denen das DEM bereits ausgeschöpft ist (3 %-Kriterium) kann durch kleiner dimensionierte Speicher ggf. ein hohe konventioneller Ausbaubedarf substituierten oder verzögert werden. In diesen Fällen können Batteriespeicher eine konkurrenzfähig Lösungsoption / Ergänzungsmaßnahme werden.

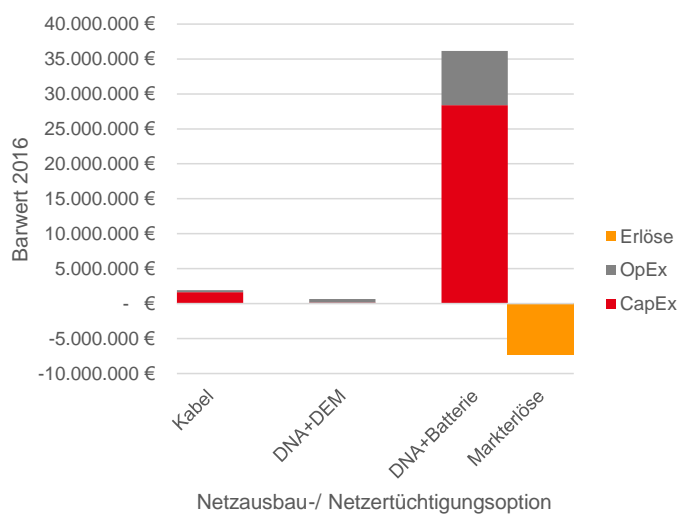


Abb. 87: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreibers (Case V)

Die Preisentwicklung für Batteriespeicher unterliegt einer hohen Dynamik und somit auch einer höheren Unsicherheit im Rahmen der Preisprognosen. Daher wird mittels einer Sensitivitätsbetrachtung ein Kostenreduktionsfaktor bestimmt, bei dem eine Kostenparität mit den anderen Ausbauoptionen hergestellt ist: Die Preise für das Speichersystem müssen dementsprechend auf die folgenden Werte sinken, um im untersuchten Beispielnetz konkurrenzfähig gegenüber der anderen Ausbaualternative zu sein:

- Im Vergleich zum Ausbau mit Kabeln ist eine Kostenreduktion um 95 % (ohne Berücksichtigung der Markterlöse) bzw. 75 % bei Berücksichtigung der Markterlöse notwendig.
- Im Vergleich zum Einsatz des dynamischen Einspeisemanagements (DEM) ist eine Kostenreduktion um 99 % (ohne Berücksichtigung der Markterlöse) bzw. 78 % bei Berücksichtigung der Markterlöse notwendig.

Der so bestimmte Kostenreduktionsfaktor ist dabei zusätzlich zu der Kostendegression (4 % pro Jahr für die Batterie) notwendig, die über den Betrachtungszeitraum innerhalb dieser Studie bereits angesetzt wird, vgl. auch die Tabellen im Anhang 9.1.

6.6.2.4 Bewertung aus Sicht des Speicherbetreibers

In diesem Case deckt sich die Sicht des Speicherbetreibers im Wesentlichen mit der des Netzbetreibers.

Generell ist eine Erbringung von Primärregelleistung durch die Speicher eine theoretisch mögliche Option zur Erwirtschaftung kostenmindernder Erlöse, angenommen die generelle Erwirtschaftung solcher Erlöse wäre erlaubt. Da die Herstellung eines unbedingten Netzanschlusses dieser Speicher jedoch konträr zu ihrem primären Nutzen als Alternative zum konventionellen Netzausbau steht, ist dies wenig sinnvoll. Dementsprechend wird die Primärregelleistungserbringung hier nicht weiter diskutiert.

6.6.3 Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit

Neben der ungeklärten, zukünftigen rechtlichen Situation in Bezug auf den Besitz von Speichern durch Netzbetreiber zeigt der hier untersuchte Fall, dass Batteriespeicher aufgrund der aktuellen Kostenstrukturen als reine Netzbetriebsmittel zur alleinigen Behebung der Grenzwertverletzung im Normalfall keine wirtschaftli-

che Lösung darstellen. Insbesondere sind die Speicher aufgrund der Dimensionierung im Vergleich zu den Handlungsalternativen des Netzbetreibers nicht konkurrenzfähig.-Zusätzliche Markterlöse können unter den getroffenen Annahmen die Lücke zu den Handlungsalternativen nicht schließen. Dynamische Entwicklungen bei den Kosten für Speichersysteme, eine optimierte Positionierung im Netz und die Kombination mit weiteren Maßnahmen wie dem Einspeisemanagement können sich auf die Konkurrenzfähigkeit zukünftig positiv auswirken. Allerdings ist die Einbindung von ohnehin vorhandenen Speichern gegenüber dem Neubau als Netzasset vorzugswürdig.

Die in diesem Case untersuchte Fahrweise im Quadranten C entspricht einem Speicherbetreiber, der seinen Speicher neben der Vermarktung am Spotmarkt zusätzlich dem Netzbetreiber zur Lösung lokaler Netzprobleme zur Verfügung stellt. Dabei wird dem Signal des Netzbetreibers eine höhere Priorität als der des Marktes eingeräumt. Grundsätzlich könnten in diesem Fall auch Zusagen von Verbrauchern an den Netzbetreiber Berücksichtigung finden, die derart ausgestaltet sind, dass sie den Netzausbaubedarf vollständig vermeiden (vergleiche Case IV).

6.7 Case VI: On-site Speicher

In den anschließenden Abschnitten wird zuerst die Parametrisierung des Cases angegeben. Im Anschluss erfolgen die Auswertung der Speicher- und Netzsimulation sowie eine Zusammenfassung der Ergebnisse. Den Abschluss bildet eine Darstellung möglicher Extrapolationen auf Basis dieses Cases.

6.7.1 Falldefinition: Annahmen und Setzungen

6.7.1.1 Beschreibung des Cases

Im Case VI wird die Installation eines stationären Batteriespeichers auf dem Gelände einer erneuerbaren Erzeugungsanlage in der Mittelspannung zur Erwirtschaftung von zusätzlichen Profiten untersucht.

Diese Art der Flexibilitätserbringung ist heute bereits Realität und wird beispielsweise in einem Pilotprojekt auf dem Gelände des Solarparks Alt Daber in Brandenburg erprobt. Da Multi-Use Konzepte unter Einbeziehung von lokalen Netzrestriktionen im Fokus dieser Studie stehen (zur Diskussion zur Erbringung von Primärregelleistung und lokalen Restriktionen vergleiche die Aussagen in Abschnitt 5.3.4) wird an dieser Stelle ein Betriebskonzept für die Zeiten untersucht, in denen der Speicher nicht am Primärregelleistungsmarkt teilnimmt. Eine grobe Abschätzung der Erlöse aus der Vermarktung von Primärregelleistung findet sich in Abschnitt 6.7.2.4.

Durch die bereits hohe Durchdringung des Netzgebietes mit PV-Anlagen kommt es auch ohne den betrachteten PV-Park zu signifikanten Rückspeisungen in die Hochspannungsebene. Bei rein dargebotsabhängiger Einspeisung der betrachteten PV-Anlage kommt es im Netz zu einspeisebedingten Grenzwertverletzungen. Abhängig von der Fahrweise des Speichers, und somit vom Nutzerverhalten, wird diese Situation entweder verschärft oder entschärft.

6.7.1.2 Heutige Marktsituation des Akteurs

Da der PV-Park der Direktvermarktung unterliegt, ist es erstrebenswert, die Einspeisung des Parks den Signalen der Strommärkte anzupassen. Zu diesem Zweck kann ein Speicher gewinnstiftend eingesetzt werden. Die

Installation des Speichers auf dem Gelände der EE-Anlage gilt gem. § 3 Nr. 1 Hs. 2 EEG 2017 selbst als EEG-Anlage, da er nicht vom Netz beziehen kann. Auch der im Speicher zwischengespeicherte EE-Strom unterliegt gem. § 19 Abs. 3 EEG 2017 dem Zahlungsanspruch gemäß EEG.

Berücksichtigt man den Speicher hingegen im Zuge der Primärregelleistungserbringung, so müsste der Speicher neben der Rückspeisung auch Strom aus dem Netz entnehmen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Erbringung alleinig durch den Speicher erfolgt und die Abrufbarkeit auch in der Nacht gewährleistet sein muss. In diesem Fall ist er nicht mehr als EE-Anlage einzustufen. Allerdings ist es möglich, dass durch Schwanken um einen Arbeitspunkt (z.B. halbe Ladeleistung) positive und negative Regelleistung auch ohne Lastaufnahme vom Netz angeboten werden kann. Dann ist es jedoch notwendig, dass die Erbringung der Primärregelleistung im Pool erfolgt, da der Ladevorgang eine Erzeugung der PV-Anlage voraussetzt. Da der Speicher in diesem Fall keine Last vom Netz bezieht, kann er weiterhin als EE-Anlage eingestuft werden.

6.7.1.3 Denkbare zukünftige Marktsituation des Akteurs

Neben den in den übrigen Cases diskutierten alternativen Ordnungsrahmen ist es an dieser Stelle möglich eine Variante zu untersuchen, die in diesen nicht ohne weiteres berücksichtigt werden kann. Da sich die Vermarktung der Anlage bereits heute im Wesentlichen am Spotmarktpreis orientiert, und da für die Zwischenspeicherung des Stroms keine Entgelte anfallen, ist eine denkbare zukünftige Situation, dass dem Speicher das Trading erlaubt wird, bei gleichzeitiger Einordnung als EE-Betriebsmittel. Dazu muss garantiert werden, dass keine Vermischung von staatlich gefördertem Grünstrom und dem ungeforderten, vom Spotmarkt bezogenen Graustrom stattfindet. Deshalb wird es dem Akteur in diesem Rahmen erlaubt, in der Nacht am Spotmarkt Trading zu betreiben und tagsüber als EE-Betriebsmittel rückzuspeisen. Dabei wird sichergestellt, dass eine vollständige Entleerung von Grün- bzw. Graustrom bei Wechsel der beiden Vermarktungsstrategien stattfindet. Dabei es ist es wie in den anderen Fällen darüber hinaus denkbar, dass es für den Speicher zusätzliche Anreize gibt, sich netzdienlich bzw. netzverträglich zu verhalten. Damit ist künftig eine Kombination der in Abb. 88 dargestellten Anwendungen, im Sinne einer Multi-Use Fahrweise, vorstellbar



Abb. 88: Darstellung des in Case VI zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes

6.7.1.4 Regulatorische Randbedingungen des Akteurs

In diesem Case wird die Installation eines Speichers auf dem Gelände einer PV-Anlage als EE-Anlage nach § 3 Nr. 1 Hs. 2 EEG 2017 berücksichtigt. An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass diese Einordnung durch

die ÜNB in einer Stellungnahme in einem laufenden Empfehlungsverfahren vor der Clearingstelle in Frage gestellt wird.⁵⁴

Der in den Speicher eingespeicherte Strom der PV-Anlage ist von der Stromsteuer befreit nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG. Eine Doppelbelastung mit EEG-Umlage tritt jedenfalls im Ergebnis nicht ein. Dies ergibt sich jedenfalls aus § 61k EEG 2017. Mit gleichem Ergebnis könnte man auch argumentieren, dass bei der Einspeicherung in einen Stromspeicher, der selber EE-Anlage gem. § 3 Nr. 1 EEG 2017 ist, von vornherein kein nach EEG umlagepflichtiger Verbrauch vorliegen würde. Da bei der Einspeicherung kein öffentliches Netz verwendet wird, kann der Strom netzentgeltfrei und auch im Übrigen umlagenfrei eingespeichert werden.

Die Vergütung der Einspeisung des PV- und des Speicherstroms erfolgt nach EEG 2017 in der Veräußerungsform der Marktprämie. Dabei wird der anzulegende Wert des PV-Parks mit 7,25 Cent/kWh⁵⁵ angenommen. Die Berechnung des Monatsmarktwerts bzw. der Marktprämie erfolgt auf Basis des BET-Energiemarktszenarios.

6.7.1.5 Technische Eckdaten des modellierten Speichers

Der betrachtete PV-Park ist mit einer Leistung von 7 MWp so dimensioniert, dass er bei allein dargebotsabhängiger Fahrweise Netzprobleme verursacht. Die Ausprägung des Speichers basiert dabei auf realen Daten⁵⁶, dieser hat eine Kapazität von 1.202 kWh, mit maximaler Lade- bzw. Entladeleistung von 800 kW. Dabei werden wie in den übrigen Fällen Speicherverluste von 5 % angenommen. Basierend auf dem angenommenen Wetterjahr, erzeugt der PV-Park eine jährliche Energiemenge in Höhe von 6784 MWh, von der in den betrachteten Jahren zwischen 0,02 % und 0,1 % aufgrund von Netzrestriktionen nicht eingespeist werden können. Eine tabellarische Darstellung diese Ergebnisse ist in Abschnitt 9.7 im Anhang zu finden.

6.7.1.6 Ausgestaltung des untersuchten Netzes

Im Rahmen von Case VI wird ein reales HS/MS-Umspannwerk im ländlichen Raum betrachtet, an das eine große Photovoltaikanlage samt Speicher über eine separate Leitung angeschlossen wird. Das restliche Versorgungsgebiet ist durch eine geringe Lastdichte und einen hohen DEA-Anteil geprägt. Das Umspannwerk verfügt in der Ausgangsposition über zwei Transformatoren, deren Leistung in der Zielnetzplanung auf die Anforderungen anzupassen ist. Die wichtigsten Parameter des betrachteten Netzes sind in Tabelle 16 zusammengefasst.

⁵⁴ Empfehlungsverfahren 2016/12, Stellungnahme der PG HoBA vom 22.06.2016

⁵⁵ Basierend auf 5ter PV-Ausschreibungsrunde

⁵⁶ Angelehnt an Energy Buffer Unit 1200 von Belectric

Netzparameter, Grenzwerte und Annahmen

Umspannebene:	110/20 kV	NS-Zählpunkte:	7674
Trafoleistung:	2 x 16 MVA	Lastprofile:	aus Messzeitreihe mit $\cos(\phi)$ 0,95 (ind.)
SS-Spannung UW:	100%	DEA-Profil:	aus Messzeitreihe mit $\cos(\phi)$ 0,95 (ind.)
Spannungsgrenzen:	+4% / -6%	ePKW-Profil:	stochastisch mit $\cos(\phi)$ 0,95 (ind.)
max. Auslastung:	100%		
MS-Abgänge:	4		
Netzstationen:	133		

Stützjahrspezifische Parameter*

	2020	2025	2030
DEA-Leistung [MW]:	30	32,2	32,9
ePKW (NS) [-]:	111	370	668

*exkl. PV-Park mit Batteriespeicher

Tabelle 16: Case VI – Netzparameter

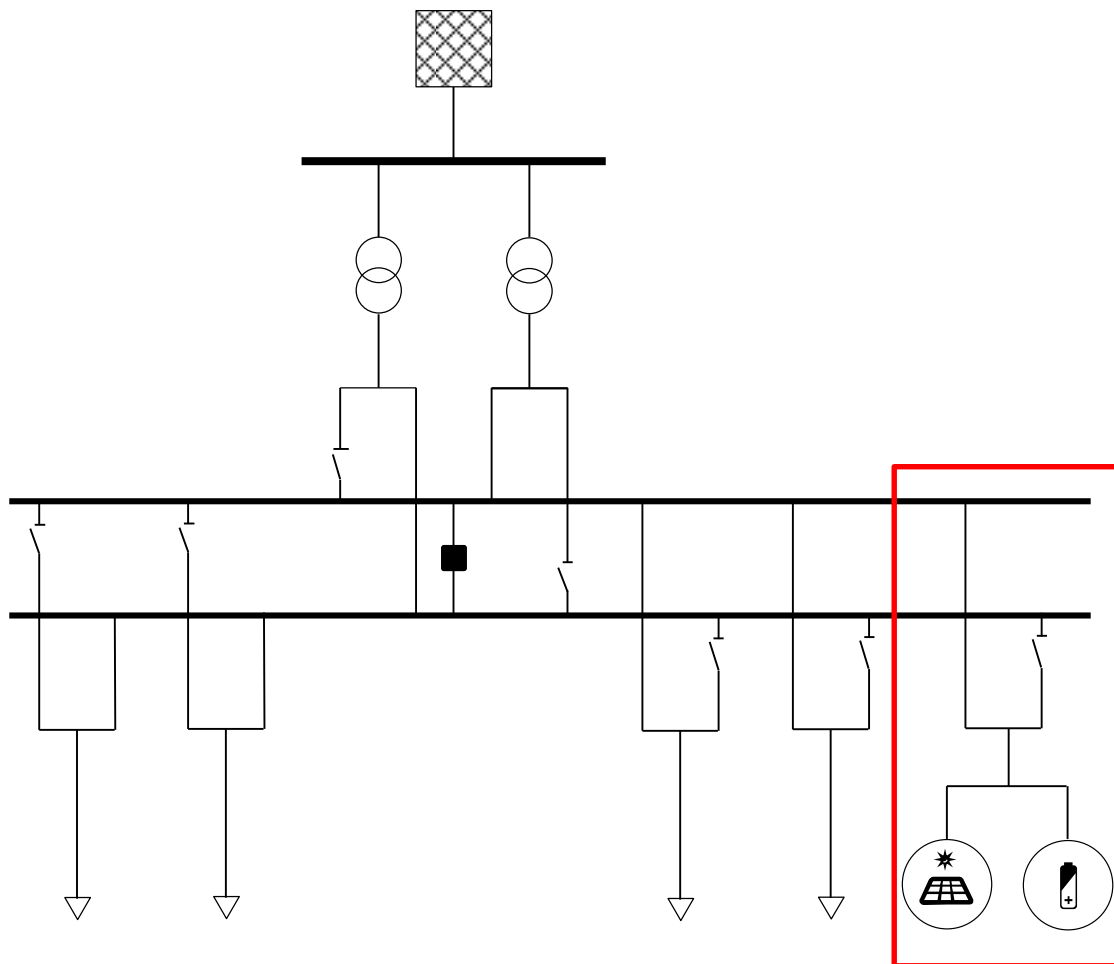


Abb. 89: Netzübersichtplan Case VI

6.7.2 Ergebnisse der quantitativen Analyse

6.7.2.1 Netzberechnung

Die Berechnung des Netzkapazitätskorridors in Case VI erfolgt für den Anschlusspunkt des PV-Parks mit On-site Speicher direkt an der Sammelschiene des Umspannwerks. Er spiegelt somit direkt die Auslastung der zwei parallel betriebenen 16 MVA HS/MS-Transformatoren wider. Spannungsgrenzen spielen in dieser Betrachtung keine relevante Rolle. Aus Abb. 90 geht hervor, dass es sich bei dem Mittelspannungsnetz um ein ländliches, stark PV-geprägtes Versorgungsgebiet handelt. Es ist durch eine geringe Last und hohe Rückspeisung in die Hochspannungsebene gekennzeichnet.

Die tageweisen Engpässe zur Mittagszeit aufgrund der PV-Einspeisung sind klar zu erkennen. Ohne den in diesem Case separat betrachteten PV-Park mit Batteriespeicher kommt es allerdings zu keiner thermischen Überlastung der Transformatoren. Durch zusätzliche PV-Anlagen in den späteren Stützjahren prägen sich die temporären Engstellen aber weiter aus.

Die zusätzliche Verbreitung von Elektrofahrzeugen im Versorgungsgebiet ist aufgrund der ohnehin niedrigen Anzahl von Niederspannungskunden gering und führt zu keinen nennenswerten Auswirkungen auf die Auslastung der Transformatoren in der HS/MS-Umspannebene.

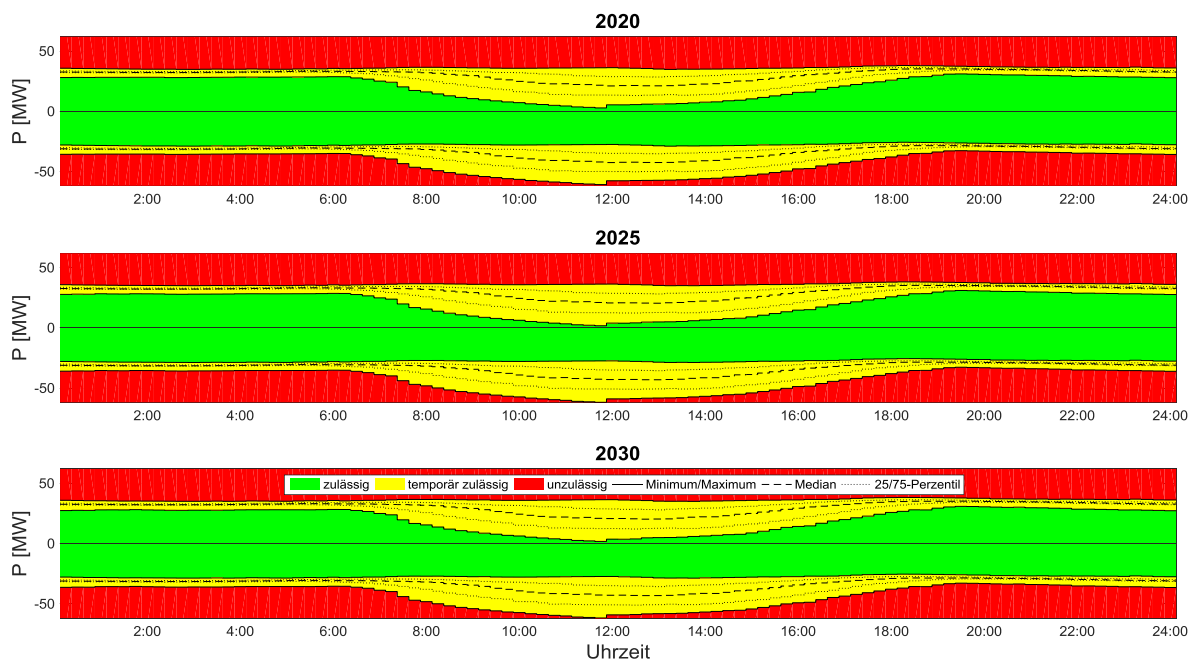


Abb. 90: Netzkapazitätskorridor der PV-Anlage mit On-site Speicher für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030 in Case VI

6.7.2.2 Speichersimulation

Quadrant D - Alternativer Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Bei Betrachtung des alternativen Rahmens wird eine Fahrweise des Speichers untersucht, die im heutigen Rahmen nicht erlaubt ist, dazu wird angenommen, dass der Speicher nachts am Spotmarkt Geschäfte tätigen darf. Im alternativen Rahmen wird die Erzeugung der PV-Anlage weiterhin im Sinne des EEG direkt vermarktet. Damit ist es dem Akteur möglich, tagsüber (4:45 bis 21:30 Uhr) den Speicher zur Maximierung der Erlöse aus der PV-Direktvermarktung einzusetzen, und außerhalb dieser Zeit regulärem Spotmarktrading nachzugehen. Dieser Zeitraum ist so gewählt, dass im modellierten Szenario außerhalb dieser Zeit keine Erzeugung der PV-Anlage stattfindet. Dabei wird der gehandelte Strom sowohl beim Einkauf wie auch beim Verkauf nicht mit Umlagen belastet. Um sicherzustellen, dass keine „Vermischung“ von EEG geförderten Grünstrom und regulärem Graustrom stattfindet, muss der Speicher zum Zeitpunkt des Wechsels der Märkte leer sein. Dabei stellt dies eine extreme Regelung dar, es ist auch der Fall denkbar, dass eine Bilanzierung stattfindet, d. h. dass in der Nacht genauso viel Energie gekauft wie verkauft werden muss. Diese Bilanzierung führt jedoch zu ähnlichen quantitativen Aussagen.

Die Ergebnisse des Einsatzverhaltens unter diesem alternativen Rahmen werden in Abb. 91 dargestellt, eine tabellarische Übersicht aller Rechenergebnisse findet sich in Abschnitt 9.7 im Anhang. In der Abbildung werden die durch den Speicher zwischengespeicherten jährlichen Energiemengen verglichen. So ist erkennbar, dass es sich im Jahr 2020 bei etwa 17 % des zwischengespeicherten Stroms um Graustrom handelt, im Laufe dieses Jahres werden in Summe 471 MWh eingespeichert. Generell zeigt sich, dass zwischen 5,7 % und 6,7 % der Eigenerzeugung über den Speicher zeitverzögert eingespeist wird. Eine Sensitivitätsrechnung zeigt, dass es bei Vervielfachung des Speichervolumens und der Lade- bzw. Entladeleistung auch zu einer Vervielfachung der verschobenen Energiemengen kommt. Die entsprechenden Erlöse werden dabei ebenso vervierfacht, dieses Verhalten zeigt sich in allen betrachteten Quadranten.

Dabei ist erkennbar, dass durch das. Wird der Speicher tagsüber zur Maximierung der Erlöse gemäß Direktvermarktung Erneuerbarer Energien eingesetzt, so führt dies dazu, dass zwischen 5,7 % und 6,7 % der Erzeugung über den Speicher zeitverzögert eingespeist wird.

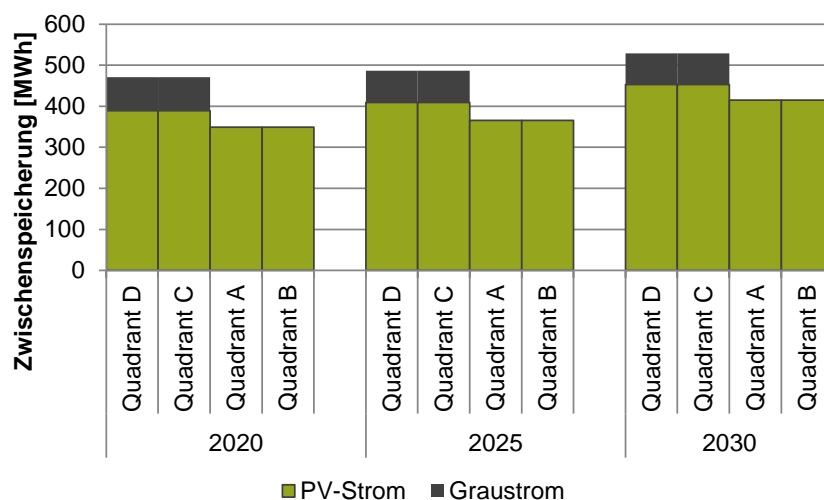


Abb. 91: Durch den Speicher zwischengespeicherte Energiemengen im Case VI

Die zusätzlichen Erlöse die durch die Existenz des Speichers in den vier untersuchten Quadranten sind in Abb. 92 dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass die Erlöse im alternativen Rahmen grundsätzlich geringer sind als im heutigen Rahmen. Dies liegt daran, dass durch das erlaubte Spotmarkttrading nur minimale Erlöse generiert werden können, verglichen mit den Erlösen aus der Direktvermarktung. Dieses Verhalten ist auf die mangelnden Spreads am Spotmarkt innerhalb der Nacht zurückzuführen.

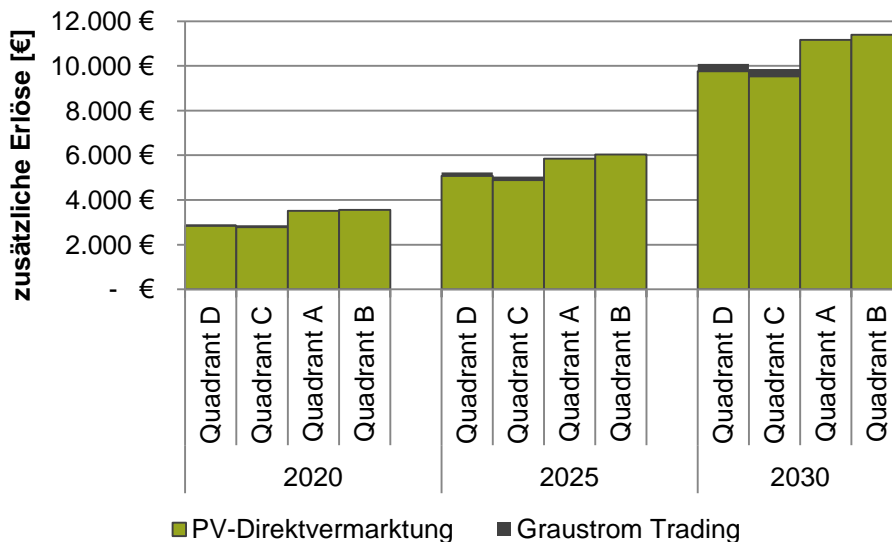


Abb. 92: Zusätzlich erwirtschaftete Erlöse durch den Speicher im Case VI

Der PV-Park mit Batteriespeicher verursacht im Betriebsverhalten gemäß Quadrant D einige wenige einspeisebedingte Grenzwertverletzungen, welche in Abb. 93 dargestellt werden. Es handelt sich hierbei um gleichzeitige Spitzen aus der PV-Einspeisung, die zur kurzzeitigen thermischen Überlastung der Transformatoren führen. Im Rahmen dieses exemplarischen Cases hat die Speicherbetriebsweise keinen wesentlichen Einfluss auf die Anzahl und Höhe der Grenzwertverletzungen. Wenn die Netzdienlichkeit des Speichers nicht explizit berücksichtigt wird, wie in Quadrant D und B der Fall, gibt es keinen definitiv gesicherten positiven oder negativen Einfluss im Rahmen des simulierten Betriebsverhaltens.

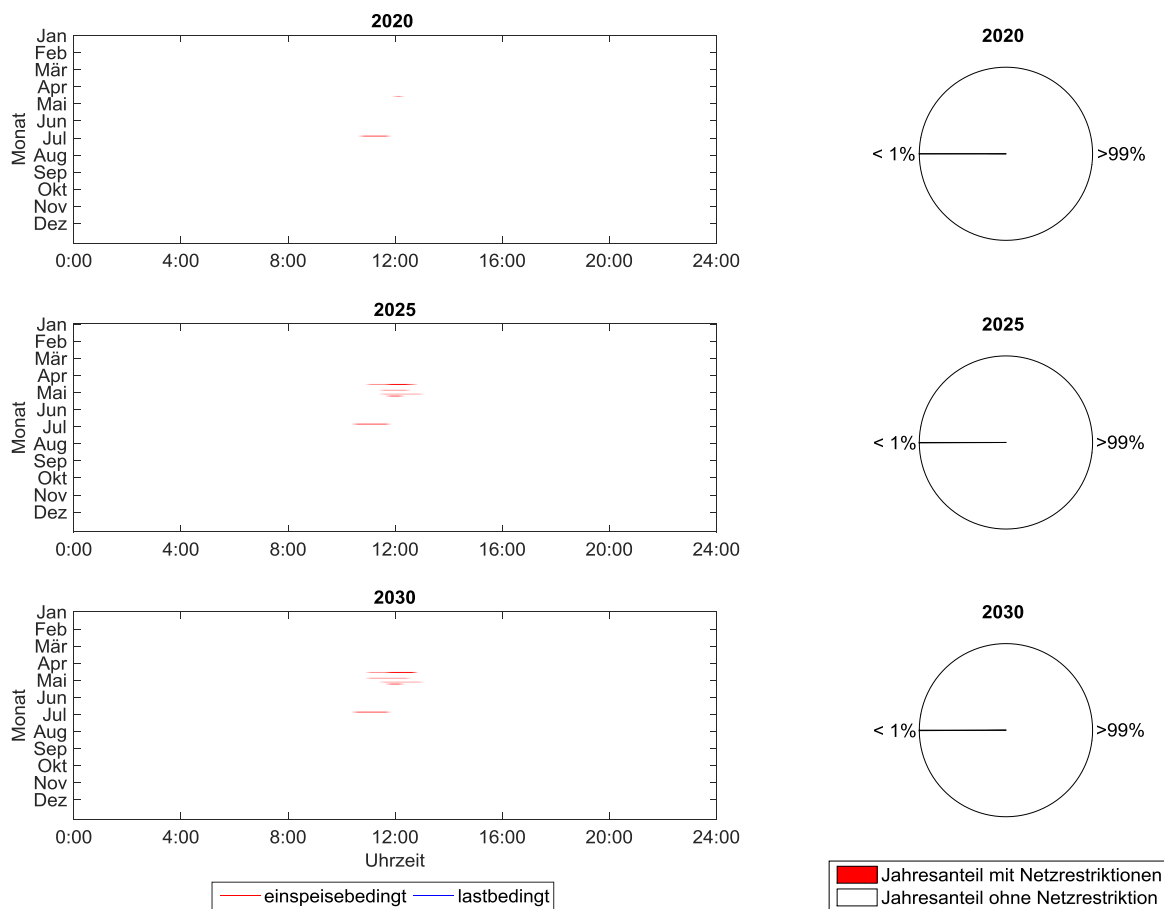


Abb. 93: Zeitpunkt und Jahresanteil der Grenzwertverletzungen in Quadrant D

Quadrant C - Alternativer Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

Bei Berücksichtigung von Restriktionen seitens des Netzbetreibers muss die Einspeisung von PV-Park und Speicher sowie die Rückspeisung des Speichers den Restriktionen genügen. Da der Speicher aufgrund seiner Dimensionierung nicht dazu in der Lage ist, die Einspeisespitze der PV-Anlage vollständig aufzunehmen, müssen zusätzlich Teile der EE-Erzeugung abgeregelt werden, um Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Diese abgeregelt Energiemenge liegt zwischen 0,01 % und 0,04 % der jährlichen Erzeugung und ist somit geringer als bei der Fahrweise ohne installierten Speicher. Die Menge der zwischengespeicherten Energie unterscheidet sich dabei nicht von der Fahrweise in Quadrant D (vgl. Abb. 91).

Vergleicht man die Erlöse mit und ohne Netzrestriktionen (siehe Abb. 92), so ist ersichtlich, dass die Restriktionen nur geringe Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben. Es zeigt sich insbesondere, dass die Fahrweise in der Nacht unverändert ist, was darauf zurückzuführen ist, dass dort keinerlei Einschränkungen seitens des Netzes vorliegen.

Quadrant A - Heutiger Rahmen mit Restriktion des Netzbetreibers

In Quadrant A wird neben den Restriktionen des Netzbetreibers im Wesentlichen der heutige Rahmen des EEG 2017 abgebildet. Dabei wird der Speicher als Erzeugungsanlage für Erneuerbare Energien behandelt und kann somit Teile der PV-Einspeisung zeitverzögert einspeisen. Da die gesamte Anlage der Direktvermarktung unterliegt, können die Erlöse somit optimiert werden.

Vergleicht man die gehandelten Energiemengen der verschiedenen Quadranten, so zeigt sich, dass im heutigen Rahmen weniger Strom zwischengespeichert wird als unter dem alternativen Rahmen (vgl. Abb. 91). Gleichzeitig ist in Abb. 92 ersichtlich, dass mit diesen Strommengen wesentlich höhere Erlöse erwirtschaftet werden können. Dies liegt u. a. daran, dass die optimale Strategie für den Speicher darauf aufbaut, gezielt Energie in die Nacht oder die frühen Morgenstunden zu verschieben. Diese Fahrweise ist im alternativen Rahmen jedoch nicht möglich, da dort zu diesen Zeiten ausschließlich Graustrom verkauft werden kann. Die abzuregelnden Energiemengen der PV-Erzeugung weichen nicht von denen in Quadrant C aufgetretenen ab.

Quadrant B - Heutiger Rahmen ohne Restriktion des Netzbetreibers

Vernachlässigt man die Restriktionen des Netzbetreibers, so werden die in Quadrant A abgeregelten Energiemengen nun direkt eingespeist und vergütet. Eine leicht modifizierte Fahrweise des Speichers lässt sich nur im Jahr 2030 feststellen, hier stellt sich auch die größte, wenn auch marginale, Veränderung der Erlöse ein.

Aus Abb. 94 geht hervor, dass sich die Zeitpunkte und Häufigkeit der Grenzwertverletzungen mit einem Betriebsverhalten gemäß Quadrant B nicht vom Quadranten D oder einer Berechnung ohne Speicher unterscheiden. Sie treten zu wenigen PV-typischen Zeitpunkten des Jahres auf.

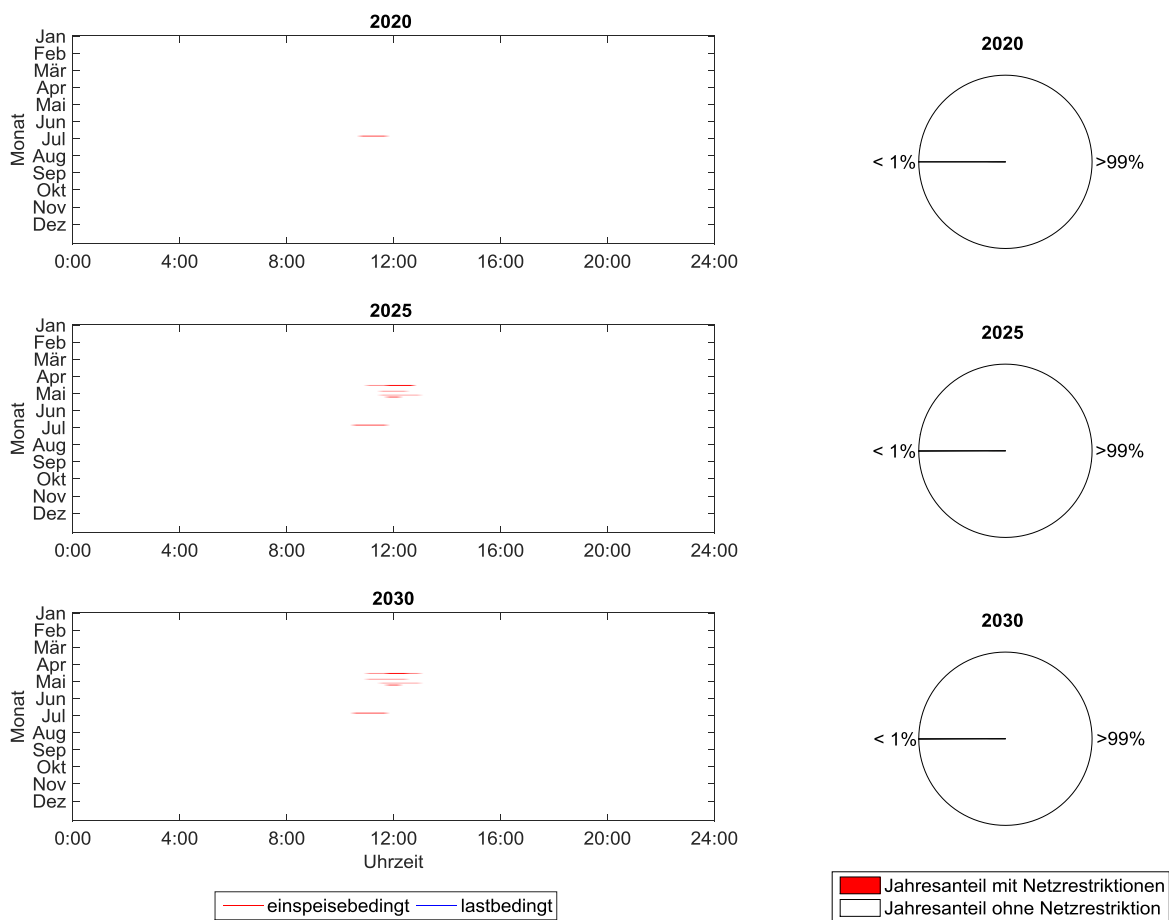


Abb. 94: Zeitpunkt und Jahresanteil der Grenzwertverletzung (Quadrant B)

6.7.2.3 Bewertung aus Sicht des Netzbetreibers

Für die im Case VI auftretende Problemstellung einer Überlastung der HS/MS-Transformatoren durch den Zubau von DEA bestehen verschiedene Ausbaualternativen. Die konventionelle Variante ist die Erhöhung der Transformatorleistung im Umspannwerk, in dem einer der vorhandenen Transformatoren mit einer Bemessungsscheinleistung von 16 MVA durch einen leistungsstärkeren ersetzt wird. Alternativ können mittels DEM Einspeisespitzen abgeregelt werden, wozu ein Netzautomatisierungssystem notwendig ist, das neben der IKT-Einbindung der großen PV-Parks aber in diesem Fall ohne zusätzliche Sensoren im Netz auskommt, da nur das UW überwacht werden muss. Im Falle der DEM Lösung wäre eine Abregelung von 0,004% (2020), 0,016% (2025) und 0,020% (2030) der eingespeisten Jahresenergie der im Netzgebiet vorhandenen Photovoltaik- und Windenergieanlagen ausreichend, um die Grenzwertverletzung zu vermeiden.

Die durch den neuen Transformator entstehenden Gesamtkosten im Betrachtungszeitraum bis 2050 belaufen sich auf 570.200 € (Barwert 2016). Im Fall der Lösung mittels DEM fallen Gesamtkosten für Investition und Betrieb (inkl. Entschädigungszahlungen) von 43.400 € an (Abb. 95). Der große Kostenunterschied zwischen den beiden Varianten ist zum einen durch die Tatsache bedingt, dass Transformatoren nur in diskreten Leistungsstufen verfügbar sind und zum anderen, dass das Problem nur zu wenigen Zeitpunkten im Jahr auftritt, sodass die in der Variante DEM abgeregelt Energie extrem gering ist.

Der Anteil der OPEX, der für Entschädigungszahlungen für abgeregelt Energie anfällt, im konkreten Fall in Höhe von rund 7000 € (Barwert 2016), steht somit als theoretischer Anreiz für den netzdienlichen Einsatz des betrachteten Speichers in diesem Case zur Verfügung.

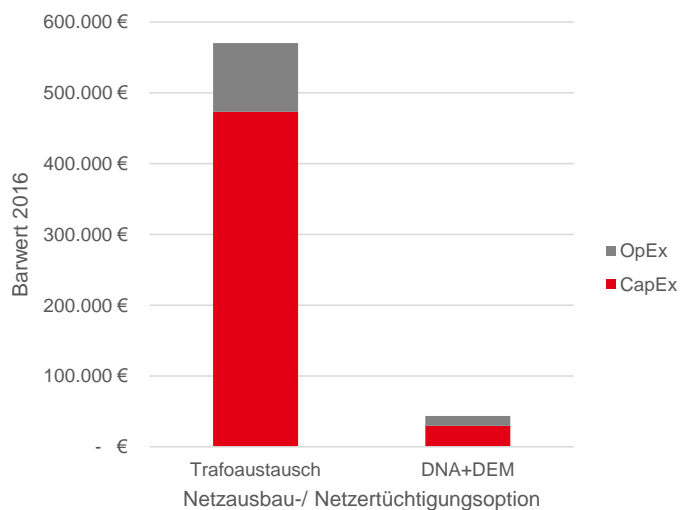


Abb. 95: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreibers (Case VI)

6.7.2.4 Bewertung aus Sicht des Speicherbetreibers

Berücksichtigt man den Speicher zur Maximierung der Gewinne aus der Direktvermarktung so zeigt sich, dass der Speicher aufgrund seines Volumen und seiner Ladeleistung nur zur Verschiebung von etwa 6 % der Erzeugung ausreicht. In dem hier untersuchten Netz wird seine Fahrweise nur marginal eingeschränkt, u. a. weil die Zeiten, in denen Rückspeisung durch das Netz verhindert werden, häufig mit geringeren Strompreisen korrespondieren. Gleichzeitig reicht die Dimensionierung des Speichers nicht aus, um die grenzwertverletzenden Lastspitzen vollständig aufzunehmen. Somit müssen trotz netzdienlicher Fahrweise des Speichers zusätzliche Eingriffe zur Abregelung seitens des Netzbetreibers stattfinden.

Erlaubt man dem Speicher zusätzlich unter Einhaltung von strikter Trennung von Grün- und Graustrom das Handeln am Spotmarkt, so verschlechtert sich seine Wirtschaftlichkeit, da in dem hier untersuchten Rahmen angenommen wurde, dass der Speicher vorab entleert werden muss. Die auf diese Weise entgangenen Erlöse können durch die zusätzlichen Gewinne aus dem Trading nicht kompensiert werden. Auch bei bilanzierter Betrachtung bleibt diese Aussage bestehen, denn auch hier ist es nicht erlaubt, in der Nacht gemäß EEG vergütet zu werden.

Im Sinne der Case Definition ist der primäre Nutzen des Speichers die Vermarktung am Markt für Primärregelleistung. Dies geschieht unter Einbeziehung des PV-Parks in Verbindung mit einer passend gewählten Nachladestrategie. Da die Entwicklung einer solchen Strategie nicht im Fokus dieser Studie steht, wird an dieser Stelle ausschließlich eine Abschätzung des Vermarktungspotenzials am PRL Markt angeführt.

Der hier untersuchte Speicher besitzt eine Maximalleistung von 800 kW. Sollte man in der Lage sein, diese mittels einer geeigneten Nachladestrategie oder im Verbund mit weiteren technischen Einheiten vollständig am Markt für Primärregelleistung zu platzieren, so würde dies, gemäß der in Abschnitt 5.3.4 getroffenen Annahmen bezüglich der jährlichen Preise für die Erbringung von PRL, in jährlichen Erlösen zwischen 110.000 € und 125.000 € resultieren. Da der Speicher alleine nicht in der Lage ist, das Mindestgebot von 1 MW zu erbringen, muss die Speicherleistung entweder erhöht werden oder das Angebot im Zusammenspiel mit weiteren technischen Einheiten erfolgen. Setzt dies jedoch eine unbedingte Netznutzung voraus, so führt dies im Zuge des vorab aufgeführten konventionellen Netzausbaus zu zusätzlichen Kosten, die durch die Erlöse aus PRL nicht ausgeglichen werden.

Sollte der Speicherbetreiber in der Lage sein, die Erlöse aus der Vermarktung von Regelleistung auch bei einer bedingten Nutzung zu realisieren (beispielsweise in einem Pool mit weiteren technischen Einheiten) so stellt die Erbringung von Primärregelleistung aktuell die lukrativste Vermarktungsstrategie dar. Die zusätzlichen Erlöse aus Optimierung am Spotmarkt liegen bei wenigen Tausend Euro, während am Markt für Primärregelenergie Erlöse im unteren sechsstelligen Bereich erzielt werden könnten. Daher bietet sich die Optimierung der Direktvermarktungsstrategie theoretisch bei Nichtabruf oder Nichtbezuschlagung am Primärregelenergiemarkt an. Dabei muss die Erbringung derart erfolgen, dass der Speicher seinen Status als EE-Erzeugungsanlage nicht verliert (vgl. Abschnitt 6.7.1.2).

6.7.3 Zwischenfazit und Extrapolierbarkeit

Die Analyse der Ergebnisse zeigt, dass der Speicher mittels einer Multi-Use Fahrweise unter Einbeziehung von Regelleistungserbringung durch Abweichungen von Fahrplangeschäft bessere Erlöse erzielen kann, als wenn er ausschließlich seine Spotmarkterlöse maximiert. Dabei schränkt ihn ein zusätzlich netzkonformes Verhalten nur minimal ein – kann allerdings zu Konflikten bei den Anforderungen der Regelleistungserbringung führen, falls der Speicherbetreiber widersprüchliche Signale erhält.

Der Austausch von Transformatoren zur Erweiterung der Übertragungskapazitäten aufgrund von Rückspeisungen in die überlagerte Netzebene ist mit hohen Investitionskosten verbunden. Ein dynamisches Einspeisemanagement stellt eine kostengünstige Alternative dar, um in den seltenen Fällen der Überlastung die DEA abzuregeln. Dabei kann durch die Ansteuerung des Batteriespeichers der Anteil der abgeregelten Energie sinnvoll reduziert werden. Diese Maßnahme lohnt sich insbesondere auch zum zeitlichen Aufschub von Investitionen, bis sie aus anderen Gründen ohnehin fällig werden.

Neben dem hier modellierten PV-Parks, lassen sich die Ergebnisse auf jeden dargebotsabhängigen Stromerzeuger anwenden, welcher im Zuge des EEG der Direktvermarktung unterliegt.

7 Bedeutung für den regulatorischen Rahmen

7.1 Abgeleiteter regulatorischer Anpassungsbedarf

Die in Kapitel 6 beschriebene technische Analyse exemplarischer Cases hat für typische, relevante Fallkonstellationen Chancen, Hemmnisse und Konfliktbereiche bei Multi-Use-Anwendungen von Speichern identifiziert. Konflikte können insbesondere zwischen einer marktgetriebenen Einsatzweise mit den Anforderungen des Netzes auftreten. Chancen bestehen hinsichtlich netzdienlicher und netzverträglicher Einsatzmöglichkeiten von Speichern. Der aktuelle regulatorische Rahmen hat sich in einigen Bereichen als Hemmnis herausgestellt. Im Folgenden werden zunächst die betrachteten Cases im Einzelnen hinsichtlich ihrer Chancen, Hemmnisse und Konfliktbereiche komprimiert dargestellt. Anschließend werden die Erkenntnisse über alle Cases zusammengefasst und strukturiert. Auch wird geprüft inwieweit die Ergebnisse auf verwandte Anwendungsfälle extrapoliert werden können und wo Lücken bestehen. Aus dieser Analyse werden abschließend Schlussfolgerungen für Bereiche gezogen, in denen die Rahmenbedingungen angepasst werden sollten.

7.1.1 Case I: E-Mobility-Prosumer

Ohne regulatorische Anpassung sind Netzprobleme zu befürchten, da Kunden keine oder nur geringe Vorteile aus einer netzverträglichen Fahrweise der Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge, haben. Auch Preisvorteile für eine marktdienliche Fahrweise sind nur schwach ausgeprägt. Daher ist eine hohe Gleichzeitigkeit zu befürchten, wenn Elektrofahrzeuge nach Feierabend zeitgleich geladen werden. Des Weiteren sind lokale Ballungen von Ladepunkten in einzelnen Niederspannungsnetzsträngen ebenfalls zu befürchten.

Eine Option, die Netzprobleme zu vermeiden ist, durch Netzausbau eine uneingeschränkte Netznutzung zu ermöglichen.

Bei Verzicht auf den Netzausbau benötigt der Netzbetreiber umgekehrt eine wirksame Steuerungsmöglichkeit, Netzüberlastungen durch situationsabhängige Beschränkung der flexiblen Verbraucher, hier der Elektrofahrzeuge, zu vermeiden. Eine Steuerung kann grundsätzlich über Preissignale oder direkte Eingriffsrechte des Netzbetreibers erfolgen.

- Ein Netzentgelt auf Basis eines statischen Arbeitspreises oder eine Flatrate (reiner Grundpreis) entfaltet hier keine Steuerungswirkungen, da hierdurch bestenfalls die Menge des Ladestroms insgesamt, aber nicht der Zeitpunkt der Ladung beeinflusst werden würde.
- Ein dynamisiertes Preissignal (zeitvariabler Arbeits- oder Leistungspreis) aus dem Netz kann Steuerungswirkungen haben, sofern seine Stärke, also der zu erwirtschaftende Vorteil, groß genug ist. Die Verlässlichkeit und Überwachbarkeit der netzentlastenden Wirkung ist von zentraler Bedeutung für eine netzplanerische Berücksichtigung eines Steuerungsinstruments. Ein hoher zeitunabhängiger statischer Leistungspreis, wie er im heutigen Netzentgeltsystem etabliert ist, wäre nicht zielführend, da eine hohe Entnahmelastung in unkritischen Netzsituationen ohne weiteres möglich und wünschenswert ist. Ein hoher statischer Leistungspreis würde somit zu einer unerwünschten Begrenzung der Flexibilität führen.

Ob ein dynamisiertes Preissignal ohne direktes Eingriffsrecht des Netzbetreibers in die Flexibilität ein taugliches Instrument ist, in diesem Case Netzprobleme zu vermeiden, ist zweifelhaft. Ein reines Preissignal schließt nicht verlässlich aus, dass dennoch im Einzelfall eine netzschädliche Entnahme stattfindet. Da hier, d.h. in einem einzelnen Niederspannungsnetzstrang, die sich über mehrere Stunden erstreckenden Ladevor-

gänge nur weniger Netznutzer für die Netzbelastung relevant sind, muss netzplanerisch davon ausgegangen werden, dass trotz vorhandener Preissignale vereinzelt hohe Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge auftreten. Das Preissignal muss sich überdies an der lokalen Netzsituation, was wegen der starken Heterogenität der Netze eine hohe Komplexität der Abwicklungsvorgänge mit sich bringen würde.

- Ein direktes Eingriffsrecht des Netzbetreibers in flexible Lasten würde die Netzprobleme sicher beherrschen lassen und würde nur geringe Einschränkung für den Flexibilitätseinsatz mit sich bringen. Der Netzbetreiber kann bei zu hoher Netzbelastung Ladeleistung begrenzen, muss aber sicherstellen, dass nach einem vereinbarten Zeitraum eine Mindestlademenge gewährleistet wird. In Zeiten geringer Netzbelastung wird die Ladeleistung nicht begrenzt. Voraussetzung hierfür ist die Ertüchtigung des Netzes mit zusätzlicher Netzautomatisierungstechnik. Für den inflexiblen Teil des Verbrauchs, hier der klassische Haushaltsstrom, würde wie bisher eine uneingeschränkte Netznutzung gewährt.
- Will der Netzkunde explizit auch für den flexiblen Verbrauch, hier die Elektromobilität, keine Einschränkungen der Netznutzung, so ist die Frage der Kostentragung für die Bereitstellung der Netzkapazität zu klären, d.h. ob etwaige Netzausbaukosten individualisiert oder sozialisiert werden und ob z. B. ex ante Netzkapazität gegen Entgelt (Einmalzahlung oder laufende Bestelleistung nach pauschalisierten Beträgen oder abhängig von individuell zugerechneten Kosten) zu reservieren wäre.

Das derzeitige Umlagesystem hat keinen steuernden Einfluss auf das Ladeverhalten und muss für die Flexibilisierung der Elektromobilität nicht angepasst werden.

7.1.2 Case II und III: Smart Neighborhood und progressive Eigenoptimierung

Der aktuelle Ordnungsrahmen (entnommene Arbeit ist – zumindest zum großen Teil - Bemessungsgrundlage für Netzentgelte und Umlagen) reizt eine Minimierung der Entnahmemenge aus dem Netz an. Netze werden bei Eigenoptimierung nicht zusätzlich belastet, aber auch nicht wirksam entlastet, denn die planerisch bereitzustellende Leistung wird nicht reduziert. Das derzeitige System mit statischen Arbeitspreisen führt aber dazu, dass eine Entnahme aus dem Netz zwecks Einspeicherung i. d. R. nicht stattfindet und so lastseitige Netzengpässe in den hier betrachteten Fällen vermieden werden. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass bei anderen Parametern als hier betrachtet auch im derzeitigen Ordnungsrahmen lastseitige Netzengpässe auftreten.

Neben den Auswirkungen auf die Netzbelastung wird öffentlich diskutiert, dass dieser Anreiz droht, die Finanzierungsbasis für Netzentgelte und Umlagen zu erodieren. Gleichzeitig erfolgt eine Refinanzierung heutiger privater Heimspeicher häufig über diese Einsparung von Umlagen und Entgelten. Damit könnte durch eine Anpassung des regulatorischen Rahmens zwar das Wegbrechen der Finanzierungsbasis aufgehalten werden, dies hätte jedoch starke Rückwirkungen auf einen Teil der heutigen Geschäftsmodelle von Heimspeichern. Dieser Umstand muss bei einer Anpassung des Rahmens vom Gesetzgeber berücksichtigt werden, dies ist jedoch nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

Werden Speicher und flexible Lasten zum Trading oder für die Regelenergiebereitstellung genutzt, so treten z. T. lastseitig durch die Wärmepumpen und eine Einspeicherung von Strom aus dem Netz, vor allem aber einspeiseseitig Engpässe auf, auch wenn diese von der jährlichen Energiemenge hier nicht bedeutsam sind.

Für einen zukünftigen Ordnungsrahmen gelten lastseitig daher ähnliche Überlegungen wie in Case I: Ein Eingriffsrecht des Netzbetreibers in flexible Lasten würde die Netzprobleme auch ohne Netzausbau sicher beherrschen lassen und würde nur geringe Einschränkung für den Flexibilitätseinsatz mit sich bringen. Wie in Case I müsste ergänzend sichergestellt werden, dass die – täglich oder für andere zu definierende Zeitperio-

den - benötigte Menge für die flexiblen Verbraucher aus dem Netz entnommen werden kann. Für den inflexiblen Teil des Verbrauchs, hier wieder der klassische Haushaltsstrom, sollte wie in Case I und im jetzigen Ordnungsrahmen über eine uneingeschränkte Netznutzung gewährleistet bleiben.

Reine Preissignale über dynamisierte Netzentgelte ohne direktes Eingriffsrecht des Netzbetreibers wären aus ähnlichen Überlegungen wie in Case I voraussichtlich nicht tauglich, eine Netzüberlastung ohne Netzausbau sicher zu vermeiden.

Für die Einspeisung gelten ähnliche Überlegungen wie für die Lastseite: Will man auf Netzausbau verzichten, wird ein Eingriffsrecht des Netzbetreibers benötigt, um Netzüberlastungen sicher zu vermeiden. Wird eine uneingeschränkte Einspeisung gewünscht ist wiederum die Kostentragung für den erforderlichen Netzausbau zu diskutieren, d.h. ob eine Sozialisierung oder Individualisierung erfolgt.

Für die Regelennergiebereitstellung durch einzelne Einheiten ist nach den heutigen Präqualifikationsbedingungen eine uneingeschränkte Netznutzung erforderlich. Eine Alternative stellt die Erbringung von Regelleistung aus einem Pool durch einen Aggregator dar. Dies wird heute bereits durch nur bedingt verfügbare Assets praktiziert, die Kompensation des Ausfalls einzelner Assets obliegt dabei dem Aggregator. Inwieweit sich ein generell bedingter Netzbetrieb von Speichern auf die Erbringung von Regelleistung durch Pools auswirkt, wäre in nachfolgenden Untersuchungen genauer zu betrachten. Wegen der hohen Heterogenität der Netze ist es sehr wahrscheinlich, dass nicht an allen Anschlusspunkten von dezentralen Speichern zeitgleich Netzengpässe auftreten. Wie stark dieser Durchmischungseffekt von engpassbehafteten und engpassfreien Netzen ist, kann nur auf Basis von systematisch erhobenen Erfahrungswerten abgeschätzt werden, die den Umfang der vorliegenden Untersuchung bei weitem sprengen.

Das Umlagesystem stellt – wie beschrieben – den hauptsächlichen Anreiz für die Fremdbezugsoptimierung dar. Eine Anpassung der Umlagesystematik sollte daher vorrangig zwei Ziele verfolgen:

- Anreiz für einen volkswirtschaftlich optimierten Speichereinsatz durch Beseitigung von umlagebedingten Verzerrungen des Marktpreissignals
- Vermeidung der Erosion der Finanzierungsbasis für die durch Umlagen finanzierten Gesetzesziele.

Die stark von der entnommenen Arbeit abhängigen Netzentgelte führen analog zu der Situation bei den Umlagen tendenziell zu einer Erosion der Finanzierungsbasis für die Netze.

7.1.3 Case IV: Konzepte zur Sektorenkopplung

Im aktuellen Ordnungsrahmen kommt dieser Fall nicht ausreichend zum Tragen, obwohl volkswirtschaftlich ein Stromeinsatz hier in mehrfacher Hinsicht oft sinnvoll wäre: Sowohl bei generellem Stromüberschuss als auch bei lokalen Netzproblemen infolge zu hoher dezentraler Einspeisung kann der flexible Verbraucher andere Energieträger (z. B. Gas zur Kesselbefeuerung) einsparen und Abregelungen von Erneuerbaren Energien vermeiden.

Ursache für den Nicht-Einsatz dieser Flexibilitätsoption sind die hohen und zeitlich unflexiblen netzseitigen Leistungspreise und die Umlagen. Da eine Alternativenergie zur Verfügung steht, wird ein Elektrokessel nur bei stark negativen Strompreisen eingesetzt. Die Erlöse aus den Regelenenergiemärkten stellen nur in Ausnahmefällen einen adäquaten Ausgleich hierfür zur Verfügung. In dieser Konstellation aus netzseitigen Leistungspreisen und arbeitsabhängigen Umlagen ist der Stromeinsatz zu Heizzwecken meist nicht wirtschaftlich darstellbar.

Ähnlich gelagerte Fälle sind gewerbliche oder industrielle Flexibilitäten in Hoch- und Mittelspannungsnetzen. Sofern keine Alternativenergie zur Verfügung steht, ist das aktuelle Umlagensystem für die Flexibilisierung unschädlich. Der hohe netzseitige Leistungspreis allein hemmt hier aber bereits den Flexibilitätseinsatz.

Um das Problem der mangelnden Wirtschaftlichkeit trotz niedriger Strompreise zu beheben, müssen die Rahmenbedingungen in zwei Bereiche angepasst werden:

- Die Netznutzung muss ohne die hohen und zeitlich unflexiblen Leistungspreise in den heutigen Standard-Netzentgelten ermöglicht werden, ohne hierbei das Prinzip einer kostenverursachungsgerechten Ausgestaltung zu verletzen. Dies wäre z.B. durch Alternativ-Netztarife mit dynamisierten Leistungspreisen in Abhängigkeit der Lastsituation im Netz oder einer hinsichtlich der Verfügbarkeit eingeschränkten Netznutzung, die gegen geringes Entgelt bereitgestellt werden könnte, möglich. Die Zusatzentnahme in Zeiten geringer Netto-Entnahme (Saldo Entnahme-Einspeisung) bzw. bei ungestörtem Netzbetrieb wäre ohne Netzausbau möglich und könnte daher auch unter dem Aspekt der Kostenverursachungsgerechtigkeit netzseitig niedriger bepreist werden als eine uneingeschränkte Entnahme zu Lastspitzen.
- Für die Fälle von Sektorenkopplung muss zusätzlich auch die Wirkung der Umlagen neutralisiert werden. Letzteres kann entweder durch Abschaffung bzw. ausreichende Reduktion der Umlagen für diese Anwendungsfälle (anwendungsspezifische Gestaltung oder alternativ Dynamisierung) oder eine Angleichung der Umlagen für die zur Disposition stehenden Alternativenergien erreicht werden.

In Zeiten hoher Überspeisung des Netzes wäre ein netzseitiger finanzieller Anreiz für den Einsatz des Elektrokessels wünschenswert, um eine netzengpassbedingte Abregelung dezentraler Einspeisung zu vermeiden. Wenn z. B. der Elektrokessel nicht angeschaltet würde, weil der aktuelle Strompreis höher liegt als der Preis des Ersatzbrennstoffes, könnte ein netzseitiger finanzieller Anreiz ausreichen, den Elektrokessel einzuschalten und das Netz zu entlasten. Der aktuelle Ordnungsrahmen erlaubt jedoch keinen finanziellen Anreiz für eine derartige aktive netzdienliche Nutzung der Flexibilität:

7.1.4 Case V: Verteilnetzbetreiber reduziert Netzausbau

Dieser Anwendungsfall ist bei den derzeitigen und absehbaren Kostenverhältnissen nicht wirtschaftlich. Abregelung bzw. Netzausbau ist generell deutlich kostengünstiger als Speicher, sofern dieser Speicher eigens zum genannten Zweck errichtet werden muss. Die Nutzung eines ohnehin vorhandenen Speichers kann dem zum Trotz eine interessante Lösung darstellen.

Im aktuellen regulatorischen Rahmen sind sowohl der Besitz wie auch der Betrieb eines Stromspeichers durch den Netzbetreiber nicht ausdrücklich vorgesehen. Daher ist es ungeklärt, ob der Stromnetzbetreiber im Sinne der Entflechtung Betreiber eines Stromspeichers sein darf, oder ob der Stromspeicher (auch) als Erzeugungsanlage einzustufen und damit vom Stromnetzbetrieb zu entflechten ist. Weiterhin sind Fragen bei der Einhaltung des Gebotes der Diskriminierungsfreiheit ungeklärt, wie der folgende Gedankengang zeigt: Von der physischen Wirkung ist dieser Fall vergleichbar mit Case IV. Da der Netzbetreiber gleichzeitig auch Besitzer des Speichers ist, ergibt sich regulatorisch jedoch eine andere Situation: Der Netzbetreiber rechnet die Betriebs- und Kapitalkosten des Speichers in seine Netzkosten ein und zieht hiervon umgekehrt Erlöse aus der Speichervermarktung (netz- und marktgetrieben) als kostenmindernde Erlöse ab. Der Netzbetreiber würde daher grundlegend anders behandelt als ein Netzkunde, der den gleichen Speicher in einer gleichen Netzsituation betreibt. Der Netzkunde muss wie auch immer ausgestaltete Netzentgelte bezahlen und erhält Erlöse aus der Vermarktung sowie – nach entsprechender Anpassung des Ordnungsrahmens – über Zahlun-

gen des Netzbetreibers für netzdienlichen Flexibilitätseinsatz. Diese völlig andersartige Struktur der Kosten- und Erlösbehandlung ist nur schwerlich mit dem Gebot der Diskriminierungsfreiheit in Einklang zu bringen.

Vergleichbare physische Wirkungen wie ein Speicher hätte ein Verbraucher, der auf Abruf seitens des Netzbetreibers Strom gezielt aus dem Netz entnimmt. Regulatorisch gelten insofern hier die gleichen Überlegungen wie in Case IV, wenn der Anbieter der Flexibilität nicht der Netzbetreiber selbst ist.

Für den hier beschriebenen Speichereinsatz ist die derzeitige Umlagensystematik unschädlich. Erfolgt alternativ dieselbe physische Wirkung mittels flexibler Verbraucher aus dem Bereich der Sektorenkopplung, so gelten die Aussagen aus Case IV.

7.1.5 Case VI: On-Site-Speicher

Die Nutzung des Speichers zur Maximierung der Spotmarkterlöse ist bei den derzeitigen und absehbaren Kostenverhältnissen im Normalfall nicht wirtschaftlich. Die Verhinderung der Überspeisung durch die PV-Anlage mittels Abregelung bzw. Netzausbau ist generell deutlich kostengünstiger als die Verwendung des Speicher, insbesondere da der in diesem Fall modellierte Speicher für diesen Zweck nicht ausreichend dimensioniert ist. Denkbar hingegen ist der Speicher mit dem Primärnutzen der Regelenergieerbringung. In diesem Fall besteht ggf. ein Konflikt zwischen netzdienlicher Fahrweise einerseits und Regelenergieerbringung andererseits, wie zuvor bereits ausführlich dargestellt. Sofern sich dieser Konflikt, etwa durch eine entsprechende Vermarktung im Pool, lösen lässt, steht der Vermarktung im Regelenergiemarkt technisch nichts im Wege.

Schon im derzeitigen Ordnungsrahmen verschärft oder entspannt er je nach Netz- und Marktsituation die Netzengpässe, soweit er für Zwecke des Trading inkl. Regelenergie genutzt wird.

Für einen zukünftigen Ordnungsrahmen gelten ähnliche Überlegungen wie die Cases II und III. Regelungsbedarf besteht vor allem für die Einspeisesituation. Aus Sicht des Netznutzers stehen hier eine netzseitig einschränkbare Netznutzung ohne Netzausbau oder alternativ ein Netzausbau mit uneingeschränkter Netznutzung gleichwertig gegenüber. Anhand der individuellen Situation und Einschätzung des Netznutzers sollte er zwischen diesen Alternativen wählen können. Auch hier ist wiederum die Frage der Kostentragung, d.h. Sozialisierung versus Individualisierung und deren Form der Ausgestaltung (Einmalzahlung oder laufende Zahlung für eine Bestelleistung (ex ante)) zu diskutieren. Unter dem Gesichtspunkt der Kostenverursachungsgerechtigkeit wäre eine Abrechnung nur nach der ex post gemessenen Leistung oder der eingespeisten Energie nicht sachgerecht.

Für die entnahmeseitige Sicht besteht im untersuchten Netz kein Netzausbaubedarf. Aus grundsätzlichen Erwägungen (Diskriminierungsfreiheit) ist auch hier eine Differenzierung nach teurer uneingeschränkter Netznutzung oder alternativ einer billigeren netzseitig einschränkbaren Netznutzung sachlich gerechtfertigt.

Für reinen Speichereinsatz ist die derzeitige Umlagensystematik unschädlich.

7.1.6 Zusammenfassung der Schlussfolgerungen aus den Cases

Eine erste allgemeine und zugleich zentrale Erkenntnis besteht darin, dass in den untersuchten Fällen häufig lokale und überregionale Effekte miteinander interagieren. Sowohl die Netzprobleme als auch die Anreize können lokal oder überregional ausgeprägt sein. Ein überregionaler Anreiz wäre z. B. der Großhandelspreis, ein lokales Netzproblem z. B. eine Leitungsüberlastung in der Niederspannungsebene. Überregionale Anreize

ergeben sich generell aus einer marktorientierten Fahrweise, wobei verschiedene Marktsegmente hier eine Rolle spielen können.

Lokale und überregionale Effekte sind nicht zwingend korreliert. Der Großhandelspreis lässt z. B. kaum Rückschlüsse darauf zu, ob ein bestimmtes Netzbetriebsmittel in der Niederspannungsebene überlastet ist. In der Regel sind daher überregionale Anreize nicht oder nicht hinreichend geeignet, um lokale Netzprobleme zu adressieren. Überregionale Anreize können vielmehr dazu führen, dass sich flexible Netznutzer sehr stark gleichgerichtet verhalten und sich ihr Verhalten somit anders als die bisher dominierenden unflexiblen Netznutzer wenig durchmischt. Diese durch überregionale Preissignale getriebene hohe Gleichzeitigkeit von Flexibilitäten ist die Hauptursache für lokale Probleme in den Netzen. Überregionale Preissignale können allerdings auch problemlindernd wirken. Im Gegensatz dazu führt die Lösung lokaler Probleme im umgekehrten Fall soweit erkennbar nicht systematisch zu neuen überregionalen Problemen.

Ein zentrales Ergebnis ist weiterhin, dass in den untersuchten Fällen die Netzprobleme zwar auftreten und auch in ihrer Bedeutung durch den Umbau des Systems tendenziell zunehmen, die unproblematischen Situationen im Netz aber bei weitem überwiegen. Anders ausgedrückt: In der übergroßen Vielzahl der Zeitpunkte könnten die Netznutzer agieren, wie sie es wollten, ohne mit dem Netz in Konflikt zu geraten. Da aber für im Rahmen eines sicheren Netzbetriebs Betriebsmittelüberlastungen zwingend vermieden werden müssen, gilt es also, die Minderheiten-Zeiten der Konflikte sachgerecht, zuverlässig und effizient zu lösen.

Die Situation in den Netzen ist überdies außerordentlich heterogen. In vielen Netzkonstellationen treten keinerlei Konflikte zwischen markt- und netzorientierter Fahrweise auf, in andern konzentrieren sich die Konflikte. Um die Konfliktsituationen in den Netzen zu managen, muss die lokale Situation im jeweiligen Netz betrachtet werden. Die einzuführenden Steuerungselemente müssen mit dieser heterogenen Situation umgehen und möglichst flexibel für unterschiedliche Konstellationen anwendbar sein.

Mehr noch: In vielen Situationen sind Flexibilitäten nicht Konfliktverursacher sondern können zur Lösung technischer Überlastzustände u.Ä. beitragen. Auch dies reizt der bestehende Ordnungsrahmen aber nicht explizit an.

Die vorhandenen Anreize zu netzdienlichem Verhalten sind - sofern vorhanden - schwach ausgeprägt, sodass rein netzorientierter Speichereinsatz derzeit i.d.R. nicht wirtschaftlich attraktiv ist.

Die Anforderungen der Netznutzer sind dabei durchaus unterschiedlich und haben z.T. parallele, z.T. unterschiedliche Wirkungen im Netz. Viele flexible Nutzer haben dennoch einen unflexiblen Lastanteil, viele betreiben Eigenbedarfsoptimierung, andere agieren an Spotmarkt oder Regelenergiemarkt, manche bieten schon heute netzdienliche Anwendungen. Die Anforderungen an die Qualität der Netznutzung, d.h. deren Verfügbarkeit bzw. Einschränkbarkeit sind somit heterogen. Wünschenswert ist es, diesen heterogenen Bedürfnissen dadurch Rechnung zu tragen, dass den Netznutzern ein Wahlrecht für verschiedene Optionen der Qualität der Netznutzung zu ermöglichen.

Das bestehende Umlagensystem beinhaltet vor allem im Bereich der Sektorenkopplung erhebliche Verzerrungen und regt zudem zu einer volkswirtschaftlich suboptimalen Eigenbedarfsoptimierung an, die auch die Finanzierungsbasis für Umlagen und Netze zu erodieren droht.

Diverse Einzelregelungen des bestehenden Ordnungsrahmens sind als kritisch oder verbesserungswürdig bekannt, oftmals haben die hier untersuchten Cases diesen Eingangsverdacht bestärkt, die Erkenntnisse stehen damit oft im Einklang mit dem Erfahrungswissen der Gutachter. In anderen Fällen betreffen die gewählten Cases spezielle Regelungen, die kritikwürdig sind, nicht direkt. Z.B. stehen vermiedene Netzentgelte für dezentrale Einspeisungen (steuerbar und nicht steuerbar) derzeit in der Kritik. Die Bundesregierung plant

die ersatzlose Abschaffung. Ähnliches gilt für die Sonderentgelte nach §19.2 StromNEV oder den Umstand, dass Engpässe durch EE-Vorranginspeisung zur Abregelung mit unterschiedlichen Entschädigungsregelungen für verschiedene Einspeisergruppen führen. Diese Aspekte fließen entweder aus den Cases oder aus dem beschriebenen Erfahrungswissen in die Erstellung der Handlungsempfehlung mit ein. Konflikte treten vor allem zwischen markt- und netzorientierter Fahrweise auf. In der Regel sind nur kurze Zeiträume betroffen.

Eine Anpassung des Ordnungsrahmens sollte diese Problemfelder aufgreifen.

Aus den betrachteten Cases ergaben sich insgesamt folgende unterschiedlichen grundsätzlichen Ausgangssituationen und Lösungsansätze für etwaige Konflikte zwischen netz- und marktorientierter Fahrweise der Flexibilitäten:

- Es ist kein Konflikt vorhanden, die uneingeschränkte Netznutzung ist unproblematisch.
- Es treten flexibilitätsbedingte Netzengpässe auf.
 - Netzseitige Preissignale können ohne direktes Durchgriffsrecht des Netzbetreibers diese Engpässe teilweise oder vollständig vermeiden. Sofern der Verteilnetzbetreiber darüber hinaus über eine finale Handlungsoption für den Notfall verfügt (z.B. Abregelung einer Einspeisung), kann diese Situation als gelöst angesehen werden.
 - Besteht diese finale Handlungsoption nicht, stellen die Preissignale alleine aber keine hinreichende Lösung dar!
- Durch eine Netzertüchtigung in Kombination mit Eingriffsmöglichkeiten und –rechten des VNB kann der Netzbetrieb mit ausreichender Sicherheit aufrechterhalten werden.
- Grundsätzlich ist immer der konventionelle Netzausbau ein Mittel, Engpässe zu beseitigen, das jedoch oft mit höheren Kosten als die vorgenannten Optionen einhergeht.

Insbesondere wurden dabei Konstellationen identifiziert, bei denen nicht durch Flexibilitätseinsatz bedingte Netzengpässe vorliegen, die jedoch durch einen netzorientierten Flexibilitätseinsatz entschärft oder beseitigt werden können.

Ähnlich zu der Interaktion mit den Netzen konnten für die Anreizwirkung der Umlagen folgende grundsätzlichen Fallkonstellationen identifiziert werden:

- Umlagen verändern Verhalten der Netznutzer nicht.
- Umlagen behindern einen volkswirtschaftlich sinnvollen Speichereinsatz im Bereich der Sektorenkopplung.
- Umlagen regen Eigenbedarfsoptimierung an und erodieren hierdurch Finanzierungsbasis für Netze und die durch Umlagen finanzierten Gesetzesziele.

Die im Folgenden betrachteten Lösungsansätze greifen diese grundsätzlichen Fallkonstellationen auf und leiten hieraus die Vorschläge für eine Anpassung des Ordnungsrahmens ab.

7.2 Ableitung problemlösender Netznutzungsprodukte

7.2.1 Strukturierung der Lösungsansätze

Lösungsansätze sind auf unterschiedlichen Ebenen ansetzbar. In Frage kommen zunächst

- Allgemeine energiebezogene Rahmenbedingungen wie Umlagen, Abgaben, Steuern u. Ä. oder auch allgemeine Energiemarktregeln. Auf einer anderen (spezielleren) Ebene liegen
- Netzbezogene Rahmenbedingungen, i. B. die Regelungen zu Netzzugang und Netznutzung (Netzentgelte u. Ä.).

Umlagen, Abgaben, Steuern dienen im Wesentlichen der Refinanzierung von gesetzlich definierten Aufgaben oder der nicht zweckgebundenen Befüllung des Staatshaushaltes. Jede Ausgestaltung dieser Elemente hat unvermeidlich Steuerungswirkung. Ungewollte Steuerungswirkungen wie z. B. Behinderung der Sektorenkopplung sind zu vermeiden. Die Ausgestaltung ist aber nicht durch die Spezifika der zu finanzierenden Aufgabe bestimmt, nur insgesamt ist die Finanzierung sicherzustellen.

Die **netzbezogenen Rahmenbedingungen** sind komplexer: Insgesamt sollen Netzentgelte den Netzbetrieb refinanzieren. Um ein volkswirtschaftliches Optimum von Netz und Markt zu erzielen ist aber auch ein Anreiz für effiziente Netznutzung sowie die Einhaltung der oben aufgeführten Kriterien zu gewährleisten. Die Eigenschaften – z. B. der Ausbaugrad – des über Netzentgelte zu finanzierenden Netzes sollten daher bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden.

Beide Bereiche müssen kompatibel ausgestaltet werden, um Ineffizienz zu vermeiden.

Ausgangspunkt der Gestaltung ist daher der komplexere Bereich der netzbezogenen Rahmenbedingungen, in deren Kern wiederum die Netzentgelte stehen. Umlagen, Abgaben und Steuern müssen in einem späteren Schritt dazu passend ausgestaltet werden. Die weiteren Gesichtspunkte außerhalb des Fokus dieser Studie werden als ergänzende Prüfkriterien qualitativ mitbetrachtet.

Der Kern des hier vorgestellten Lösungsansatzes besteht in der Entschärfung des Nutzungskonflikts durch Differenzierung des Bedarfs an Netznutzung.

Grundsätzlich enthalten Netznutzungsentgelte verschiedene Elemente:

■ Einmalzahlungen

Zahlungen der Netznutzer an den Netzbetreiber in Form von Einmalzahlungen.

■ Grundpreis

laufendes Entgelt als Grundpreis, eine extreme Ausprägung eines Grundpreises wäre eine Flatrate.

■ Verhaltensabhängige Preise

üblicherweise Arbeits- und Leistungspreise. Diese können örtlich und zeitlich differenziert werden (ist aber heute die Ausnahme). Eine weitere Unterscheidung den Leistungspreis betreffend ist die zwischen zeitungleichen und zeitgleichen Leistungspreisen. Bei zeitungleichen Leistungspreisen wird die der Abrechnung zugrunde gelegte Leistung je Netznutzer jeweils individuell als Leistung zum Zeitpunkt seiner Höchstlast definiert. Bei zeitgleichen Leistungspreisen wird die der Abrechnung zugrunde gelegte Leistung für alle Netznutzer zu einem Zeitpunkt, vorzugsweise dem Zeitpunkt der Systemhöchstlast ermittelt. Das heutige Netzentgeltsystem sieht zeitungleiche Leistungspreise vor.

■ **Anreizzahlung**

Zahlungen der Netzbetreiber an Netznutzer für freiwillige Anpassungen der Entnahme oder Einspeisung mit dem Charakter eines finanziellen Anreizes.

■ **Entschädigungszahlung**

Zahlungen der Netzbetreiber an Netznutzer für aus Sicht der Netznutzer unfreiwillige Anpassung der Entnahme oder Einspeisung mit dem Charakter einer Entschädigung (Redispatch, Abregelung etc.).

■

Verbraucher		Einspeiser	
Netznutzer			
Netznutzungsentgelte zur Finanzierung der Netzkosten			Zahlung für netzdienstliches Verhalten
Verhaltensabhängige Elemente		Verhaltensunabhängige Elemente	
Arbeitspreis	Leistungspreis zeitgleich / ungleich	Grundpreis	Einmalzahlung
Art der Netznutzung			
Unbedingt		Bedingt	
Statische Preise	Dynamische Preise	Abhängig von der Belastungssituation	Abhängig von Betriebs- mittelverfügbarkeit
		Entschädigung	Anreizzahlung
		Unfreiwillige Anpassung	Lastfluss- angebot
			Lastfluss- zusage

Abb. 96: Elemente der Netzentgelte

Auch bei den **qualitativen Anforderungen der Netznutzer** an die Netznutzung ist zu unterscheiden:

■ **Unbedingte Netznutzung**

Die unbedingte Netznutzung entspricht dem Bedarf des unflexiblen klassischen Verbrauchers. Sie ist die heutige Standardform der Netznutzung und fußt darauf, dass der Netznutzer im Rahmen seiner vereinbarten Netzanschlusskapazität das Netz uneingeschränkt nutzen kann und er insbesondere keinen netzengpassbedingten Einschränkungen unterliegt. Bei der Bepreisung der unbedingten Netznutzung ist zu differenzieren zwischen unterschiedlicher Vorlaufzeit für etwaige Preisänderungen, also statischen Preisen ggf. mit fixen Preiszonen (statische Mehrtarifmodelle) im Gegensatz zu dynamischen Preisen entsprechend der Netzsituation.

■ **Bedingte Netznutzung**

Bedingte Netznutzung ist sachlogisch kostengünstiger als unbedingte Netznutzung, da sie keinen oder nur in geringerem Maße einen Netzausbau verursacht. Sie insofern eine Option für viele flexible Lasten und Einspeiser sowie Speicher, die ihre Netznutzung zeitweise einschränken können und nicht jederzeit auf die uneingeschränkte Verfügbarkeit der Netze angewiesen sind. Bei der Bedingtheit ist wiederum die Art der Einschränkung zu unterscheiden. Maßgebliche Kriterien sind der Vorlauf, mit der die Einschränkung der Netznutzung angekündigt wird und die Intensität der Einschränkung. Z. B. kann nicht-gesicherte Verfügbarkeit von Netzkomponenten in Form einer (n-0)-sicheren Netznutzung an den Kunden weitergegeben

werden und damit den (n-1)-sicheren Netzausbau vermeiden. Eine andere Ausprägung ist eine von der Belastungssituation im Netz abhängige Einschränkung der Netznutzung.

Im Zuge der Umsetzung und Ausgestaltung einer bedingten Netznutzung ist die Frage zu klären, ob günstigere Tarife auf Grund flexiblen Nutzungsverhaltens ein fester Bestandteil eines Netzentgeltsystems sein sollen oder nur in bestimmten Fällen angeboten werden sollen, nämlich wenn in der individuellen Situation ein Netzausbau vermieden wird. Einerseits scheint es naheliegend, eine tarifliche Vergünstigung nur als Weitergabe eines konkret und individuell nachweisbaren Vorteils vermiedener Netzausbaukosten anzusehen. Solange eine Flexibilität also nicht zur Vermeidung von Netzausbau führt, ist auch kein Vorteil weiter zu geben und folglich keine Tarifvergünstigung zu gewähren. Dies hätte den Vorteil einer hohen Zielgenauigkeit des Instruments. Andererseits erhöht diese Ausprägung in mehrfacher Hinsicht die Komplexität, birgt die Gefahr von Diskriminierungen und hat ggf. auch eine geringere langfristige Anreizwirkung. Eine Ausgestaltung in Abhängigkeit von der individuellen Netzsituation hat ggf. wegen der erforderlichen Einzelfallprüfung ein hohes Streitpotential und einen entsprechenden Regulierungsaufwand zur Folge. Auch wäre es komplex, die Diskriminierungsfreiheit sicherzustellen: Wenn z.B. den ersten beiden von drei Emobility-Prosumern in einem Netz keine Vergünstigung gewährt werden, da deren Bedarfe noch vom Status Quo abgedeckt sind, dem dritten aber doch, da sich durch seine Vorgänger die Netzsituation geändert hat, ist dies für die Betroffenen schwer nachvollziehbar und unbefriedigend. Auch unter dem Gesichtspunkt langfristig wirkender Anreize scheint es - wie an diesem Beispiel ersichtlich - sinnvoll, schon den ersten beiden einen Anreiz zu netzverträglichem Verhalten zu geben, da so langfristig Netzausbau vermieden werden kann. Diese Frage sollte daher in der Fachöffentlichkeit noch vertieft diskutiert und abgewogen werden.

7.2.2 Ableitung zielführender Netznutzungsprodukte und deren Anreizwirkung

Auf dem bisherigen theoretischen Rüstzeug aufsetzend kann nun die Festlegung zweckdienlich differenzierter Netznutzungsprodukte mit Fokus auf netzverträglicher Netznutzung erfolgen.

Die nachfolgend erläuterten Netznutzungsprodukte sind als nebeneinander stehende freiwillige Wahloptionen für einen Netznutzer anzusehen. Der Netznutzer kann z. B. einen Teil seiner Netznutzung über eine gesicherte Netznutzung, den Rest über eine bedingte Netznutzung abwickeln. Beide Nutzungsbereiche müssen aber klar voneinander abgrenzbar sein, z. B. über separate Zähler.

7.2.2.1 Unbedingte Netznutzung mit statischen Preisen für Entnehmer

Unbedingte Netznutzung setzt voraus, dass bereits bei der Netzanschlusserstellung bzw. deren Änderung die Unbedingtheit der Netznutzung festgelegt wurde. Ein sparsamer Umgang mit unbedingter Netznutzungskapazität kann durch Einmalzahlungen angereizt werden, wie es heute bereits bei sog. Sonderkunden üblich ist, die für ihre Netzanschlussleistung einen Baukostenzuschuss leisten müssen. Die Einmalzahlung kann pauschalisiert werden. Komplexer, tendenziell problematisch und regulatorisch aufwändiger wäre eine aus dem individuell zurechenbaren Ausbaubedarf abgeleitete Einmalzahlung.

Die laufenden Entgelte für diese unbedingte Netznutzung können als Grund-, Arbeits-, und Leistungspreise bzw. als Kombination dieser Elemente ausgestaltet werden. Bereits heute werden z. T. statische Preiszonen verwendet, z. B. werden im Rahmen der atypischen Netznutzung nur statische Hochlastzeitfenster mit Leistungspreisen beaufschlagt. Inwieweit eine Anpassung des aktuellen Systems aus Grund-, Arbeits- und Leistungspreisen sinnvoll ist, wurde im Rahmen dieser Studie nur am Rande betrachtet. Hohe Grundpreise – im Extremfall eine Flatrate - geben keinerlei Anreiz für eine sparsame Nutzung der Netze, sind nicht kostenverur-

sachungsgerecht und führen zu erheblichen Umverteilungen zwischen Netznutzern mit hoher und niedriger Netzentnahme. Statische zeitunabhängige Leistungspreise regen zu konstanter Netzentnahme an und können insofern den flexiblen Einsatz von Speichern behindern. Arbeitspreise bezogen auf die Netzentnahme begünstigen die Tendenz zur Eigenbedarfsoptimierung mit der Folge einer Erosion der Finanzierungsbasis der Netze. Dieser Erosionswirkung kann auch dadurch begegnet werden, dass die Eigenerzeugung mit Netzentgelten beaufschlagt wird, z.B. über fixe Pauschalen pro installierte Erzeugungsleistung oder Umstellung der Entgeltbasis von der Entnahme auf die verbrauchte Energie (Entnahme aus dem Netz zzgl. Eigenerzeugung). Die Frage der genaueren Ausgestaltung der Preiskomponenten Grund-, Arbeits- und Leistungspreis für unbedingte Netznutzung sprengt den Rahmen dieser Studie und wird daher hier nicht weiter betrachtet.

Anreizwirkung:

Der Grundpreis führt zu keinem Verhaltensanreiz, der Arbeitspreis ist geeignet, generell sparsamen Umgang mit Entnahmen aus dem Netz anzureizen. Ein Leistungspreis (hier typischerweise als zeitgleicher Leistungspreis) reizt gleichmäßige Entnahme aus dem Netz ohne Rücksicht auf die aktuelle Netzsituation an.

Umfang und Komplexität des Anpassungsbedarfs:

Die Ausweitung bzw. Präzisierung der Regelungen für Einmalzahlungen ist regulatorisch wenig komplex hat auch keine erkennbaren störenden Nebeneffekte für das Verhalten der Netznutzer.

Eine Anpassung des Verhältnisses von Grund-Arbeits- und Leistungspreis ist regulatorisch nur mäßig komplex, hat aber erhebliche Umverteilungswirkungen und kann unerwünschte Fehlanreize für das Nutzungsverhalten setzen.

Rückwirkung auf die untersuchten Cases:

Eine unbedingte Netznutzung ist insbesondere bei Nutzern notwendig, die inflexible Lasten aufweisen. Zwar sind alle in der Studie untersuchten Cases flexibel, es ist aber denkbar, dass die Prosumer in Case II und III ihren Hausanschluss in bedingte und unbedingte Nutzungsbereiche aufteilen. So könnte es beispielsweise denkbar sein, dass Speicher und Wärmepumpe bedingt angeschlossen werden, während das Haus generell noch über einen unbedingten Netzanschluss verfügt.



Abb. 97: Darstellung der Cases bei denen ein unbedingter Netzanschluss teilweise berechtigt wäre

Im Sinne der Studie ist es jedoch als kontraproduktiv anzusehen, wenn flexible Prosumer auf einen unbedingten Netzanschluss zurückgreifen. Ein bedingter Netzanschluss sollte derart ausgestaltet sein, dass dem Geschäftsmodell des Betreibers auch im bedingten Betrieb kein signifikanter Nachteil entsteht.

7.2.2.2 Unbedingte Netznutzung mit dynamisierten Preisen für Entnehmer

Auch hier ist Voraussetzung, dass bereits bei der Netzanschlusserstellung bzw. dessen Änderung die Unbedingtheit der Netznutzung festgelegt wurde. Abweichend zu statischen Preisen werden die Preise in Stufen oder als Anpassungsfaktor mit zeitlichem Vorlauf (z.B. ein Tag im Voraus) entsprechend den im Tarif festgelegten Regeln angepasst: Z. B. wird bei erwarteter hoher Netzlast die Entnahme teurer gestaltet. Das Element

kann als dynamisierter Leistungs- oder Arbeitspreis oder als eine Kombination beider Elemente ausgestaltet werden. Dynamisierter Netznutzungspreise können einheitlich für ein gesamtes Netz oder örtlich stark ausdifferenziert ausgestaltet werden.

Anreizwirkung:

Die Anreize sind hier ähnlich wie bei statischen Tarifen, aber enthalten einen finanzieller Anreiz, Hochlastbereiche zu meiden. Um kalkulierbaren Einfluss auf die Netzbelastung zu erzielen, muss sichergestellt sein, dass der Preisanreiz eine gesicherte Mindestwirkung auf das Lastverhalten ausübt. Hierzu bedarf es einer ausreichend großen Anzahl von Netznutzern im betreffenden Netzteil, die diesen Tarif nutzen. Zudem sollten für die sachgerechte Ausgestaltung Erfahrungswerte für die Preisabhängigkeit des Nutzerverhaltens vorliegen.

Umfang und Komplexität des Anpassungsbedarfs:

Die Einführung dynamisierter Entgeltkomponenten führt in mehrfacher Hinsicht zu einer erheblichen Steigerung der Komplexität des Marktes. Für die Abwicklung dynamischer Preissignale müssen entsprechende Marktschnittstellen zwischen Netzbetreibern und den anderen Marktteilnehmern eingeführt werden und auch die Netzbilanzierung erheblich umgestellt werden. Die Netzbetreiber müssen für die sachgerechte Festlegung der Umschaltzeiten für dynamische Preissignale auch die Netzleitsysteme (Prognosesysteme für die Netzbelastung) ertüchtigen und an die Marktschnittstelle ankoppeln. Darüber hinaus müssen auch die Regeln für die Kostenverteilung auf die verschiedenen Netznutzer und der Kostenwälzungsmechanismus zwischen den Netzebenen und angepasst werden. Die Netznutzer bzw. deren Lieferanten / Dienstleister müssen mit den dynamisierten Netzpreisen operativ umgehen können und ihre Abläufe sowie Preiskalkulationen entsprechend anpassen. Der Umfang des Anpassungsbedarfs und die Komplexität des Systems sind umso höher, je stärker die dynamischen Netznutzungspreise örtlich, zeitlich und der Höhe nach ausdifferenziert werden. Es ist offensichtlich, dass die Einführung dynamisierter Netzentgelte einer umfangreichen Pilotphase bedarf, bei der die Wirkung derartiger Preissignale und die Voraussetzungen ihrer Einführung intensiv untersucht werden. Darauf aufbauend ist auch eine Abwägung zwischen dem Nutzen dynamischer Preissignale unter Berücksichtigung der angestrebten örtlichen Differenzierung und des damit verbundenen Transaktionsaufwandes vorzunehmen.

Rückwirkung auf die untersuchten Cases:

Im Zuge der Studie hat sich bei Case IV gezeigt, dass im Bereich der energieintensiven Industrie teilweise flexibler Lastbezug auf ein inflexibles Netzentgeltsystem trifft. So ist in dem modellierten Fall die Power-to-Heat Anlage aus vielen Gründen nicht konkurrenzfähig zum Gaskessel. Eine Hürde stellt dabei der jährlich konstante Leistungspreis dar, der es auch in Stunden mit geringen Strompreisen nicht lukrativ macht, das volle Potential der Anlage auszuschöpfen.



Abb. 98: Darstellung der Cases für die dynamisierte Netzentgelte eine positive Wirkung hätten.

Da die Anlage aufgrund ihrer Ersatzenergiequelle flexibel auf variierende Netzentgelte reagieren kann, könnte sie ihre Fahrweise entsprechend anpassen. Eine sachgerechte Implementierung dieses Produktes kann daher helfen, das aktuelle Ungleichgewicht im Bereich Sektorenkopplung zu verringern.

7.2.2.3 Bedingte Netznutzung für Entnehmer in Abhängigkeit von der Belastungssituation im Netz

Der Netzbetreiber erhält das Recht, die Entnahme oder Einspeisung bei hoher Netzbelastung einzuschränken. Es werden aber Regeln für die garantierte Mindestentnahmemöglichkeit oder Einspeisemöglichkeit vereinbart, z. B. Garantie, dass ein Elektrofahrzeug über eine Zeitspanne gesichert aufgeladen werden darf oder eine Wärmepumpe über einen Tag verteilt die benötigte Energie aus dem Netz entnehmen kann.

Anreizwirkung:

Der Netznutzer überlegt sich, ob er einen Teil seiner Flexibilität dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt und hierfür die Netznutzung günstiger erhält. Diese Vergünstigung kann sich sowohl auf die Einmalzahlung bei Anschlusserrichtung bzw. -änderung beziehen als auch auf die laufenden Entgelte. Die Bedingtheit kann bei Bedarf auch priorisiert werden, d. h. eine Reihenfolge der Einschränkungen der Netznutzung kann von der Höhe der laufenden und der Einmalzahlung abhängig gemacht werden. Es muss sichergestellt werden, dass der Netzbetreiber die Flexibilität des Netznutzers nur soweit nutzt, dass dessen benötigte Anwendung (z.B. geladenes Elektrofahrzeug, Tagesmenge für Wärmepumpenstrom) nicht eingeschränkt wird.

Umfang und Komplexität des Anpassungsbedarfs:

Die Einführung einer bedingten Netznutzung in Abhängigkeit von der Belastungssituation im Netz hat zur Voraussetzung, dass der Netzbetreiber technisch und rechtlich in die Lage versetzt wird, steuernd in den Einsatz von Speichern einzugreifen. Auf Seiten des Netzbetreibers setzt dies technisch eine umfangreiche Ertüchtigung des Netzes zu sog. „smarten Netzen“ mit einer Netzzustandsüberwachung und einer standardisierten automatisierten Umsetzung der Steuerung der flexiblen Netznutzer voraus. Gegebenenfalls müssen auch die Netznutzer bzw. deren Lieferanten / Dienstleister die bedingte Netznutzung abwickeln können, d.h. die Auswirkungen von netzbedingten Einschränkungen für Ihren Bilanzkreis einschätzen können und die technische Abwicklung beim Netznutzer in der Anlage vor Ort sicherstellen.

Regulatorisch müssen die Regeln für die Einschränkung der Netznutzung präzisiert werden. Die bisherigen Regelungen des EnWG für unterbrechbare Netznutzung sind hierfür bei weitem nicht ausreichend. Auch müssen ähnlich wie bei dynamisierten Netzentgelten Regeln für die Kostenverteilung auf die verschiedenen Netznutzer und der Kostenwälzungsmechanismus zwischen den Netzebenen und angepasst werden. Im Rahmen der Netzbilanzierung ist auch eine Nachverfolgung der netzbedingten Eingriffe in die Bilanzkreise der Lieferanten zu etablieren.

Die Anpassungen des Regelwerks und der Marktmechanismen sowie die Standardisierung der technischen Abläufe erfordern eine umfangreiche Pilotierungsphase.

Soll ohne die Einführung eines expliziten Produktes für bedingte Netznutzung dennoch ein umfangreicher Verteilnetzausbau vermieden werden, so kann dies nur geschehen, wenn dem Netzbetreiber eine direkte Eingriffsmöglichkeit in flexible Netznutzungen ermöglicht wird. Dies hat in jedem Fall erheblichen technischen und regulatorischen Anpassungsbedarf zur Folge. Der tatsächliche Anpassungsbedarf für die Einführung eines bedingten Netznutzungsproduktes ist insofern stark zu relativieren.

Rückwirkung auf die untersuchten Cases:

In den untersuchten Cases treten ausschließlich in Case I und Case III lastbedingte Grenzwertverletzungen auf, im Case III wird dies insbesondere bedingt durch die Last der Wärmepumpe. In beiden Cases zeigt sich, dass auch bei einer bedingten Entnahme der primäre Nutzen (Mobilitätsgarantie bzw. Wärmelastdeckung) sichergestellt werden konnte.



Abb. 99: Cases bei denen das Produkt „Bedingte Netznutzung für Entnehmer (Belastungssituation)“ genutzt werden kann

In den Berechnungen wurde keine Vergünstigung für die Wahl einer solchen Netzqualität unterstellt. Es hat sich aber auch ohne eine Vergünstigung gezeigt, dass die finanziellen Auswirkungen für den Netznutzer nur gering waren. Dieses Ergebnis, sowie der Umstand, dass das Produkt bei Technologien angewandt werden kann, welche sich aktuell stark verbreiten (Elektromobilität und Wärmepumpen in Privathaushalten), unterstreicht die Wichtigkeit dieser Maßnahme. Ohne entsprechende Eingriffsmöglichkeiten in die Entnahme, bleibt nur konventioneller Verteilnetzausbau um auf diese neuen Marktteilnehmer zu reagieren.

7.2.2.4 Bedingte Netznutzung für Entnehmer in Abhängigkeit von der Betriebsmittelverfügbarkeit

Der Netzbetreiber erhält das Recht, die Entnahme bei Nicht-Verfügbarkeit von Netzkomponenten einzuschränken (sog. „(n-0)-sichere Netznutzung“). Da hierfür bestehende Netzkapazitäten genutzt werden können, die nur im ungestörten Betrieb zur Verfügung stehen, können ohne Netzausbau erhebliche (n-0)-sichere Kapazitäten bereitgestellt werden. Der Netznutzer muss aber im Störfall schnell seine Leistung reduzieren, um eine Ausweitung der Netzstörung durch Betriebsmittelüberlastung zu vermeiden⁵⁷. Die (n-0)-sichere Netznutzung kann in der Regel nur in der MS-Ebene und darüber zur Verfügung gestellt werden, da NS-Netze im Normalfall selbst nicht (n-1)-sicher ausgelegt sind.

Anreizwirkung:

Der Netznutzer überlegt sich, ob er eine Einschränkung seiner Netznutzung im Störfall in Kauf nehmen kann und hierfür die Netznutzung preisgünstiger erhält. Diese Netzentgeltreduzierung kann sich wiederum sowohl auf die Einmalzahlung bei Anschlusserrstellung bzw. -änderung beziehen als auch auf die laufenden Entgelte beziehen. Konkret könnte der Leistungspreis für ungesicherte Netznutzung deutlich unter dem für gesicherte Netznutzung liegen ohne dass das Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit verletzt wird. Schließlich verursacht eine ungesicherte Netznutzung kaum, im Idealfall keine zusätzlichen Netzausbaukosten. Dies ist für Netznutzer interessant, deren Anwendung jederzeit mit kurzer Vorlaufzeit unterbrochen werden kann, weil entweder die Anwendung nicht zwingend erforderlich ist (z. B. speicherbares Produktionsgut) oder eine Ersatzenergie jederzeit verfügbar ist (z. B. Gaskessel bei Power-to-Heat).

Umfang und Komplexität des Anpassungsbedarfs:

Die Einführung einer bedingten Netznutzung in Abhängigkeit von der Betriebsmittelverfügbarkeit hat ähnlich bei belastungsabhängigen Einschränkungen der Netznutzung zur Voraussetzung, dass der Netzbetreiber technisch und rechtlich in die Lage versetzt wird, steuernd in den Einsatz von Speichern einzugreifen. Das sich dieses Netznutzungsprodukt vornehmlich auf die Mittelspannungsnetze und darüber liegende Netzebenen und entsprechend größere Netznutzer bezieht, sind die technischen Voraussetzungen allerdings mit deutlich geringerem spezifischem Aufwand bezogen auf den betroffene Netznutzungsumfang umzusetzen.

⁵⁷ Die notwendige Geschwindigkeit der Leistungsreduktion kann in der Praxis ein Hemmnis für die Umsetzbarkeit darstellen.

Auch kann die installierte konventionelle Netzleittechnik i.d.R. mit vergleichsweise geringem Änderungsaufwand für diese Anwendungen ertüchtigt werden.

Regulatorisch besteht auch nur geringer Anpassungsaufwand. Die bisher für Niederspannungsnetze vorgesehenen Regelungen für unterbrechbare Netznutzung müssen auf die darüber liegenden Spannungsebenen ausgedehnt und präzisiert werden. Auch müssen wiederum die Regeln für die Kostenverteilung auf die verschiedenen Netznutzer und der Kostenwälzungsmechanismus zwischen den Netzebenen und angepasst werden. Im Rahmen der Netzbilanzierung ist auch eine Nachverfolgung der netzbedingten Eingriffe in die Bilanzkreise der Lieferanten zu etablieren.

Auch für die Einführung einer von der Betriebsmittelverfügbarkeit abhängigen Netznutzung erfordert vor einer flächendeckenden Einführung eine Pilotphase. Wegen der vergleichsweise geringen Komplexität und der weitgehenden Rückwirkungsfreiheit dieses Instruments auf andere Regelungsbereiche, ist die Einführung als verhältnismäßig einfach anzusehen.

Rückwirkung auf die untersuchten Cases:

Die bedingte Netznutzung in Abhängigkeit der Betriebsmittelverfügbarkeit kann ausschließlich von solchen Flexibilitätsanbietern genutzt werden, die eine Ersatzenergiequelle bzw. ein speicherbares Zwischenprodukt besitzen. In den untersuchten Cases trifft dies ausschließlich auf die Power-to-Heat Anlage in Case IV zu, da diese alternativ auf einen Gaskessel zurückgreifen kann. Gleichzeitig hat sich gezeigt, dass der statische Leistungspreis der Netzentgelte einem Einsatz der Anlage erschwert, da er das durch die verzerrende Wirkung der SIP aufgeprägte Kostenungleichgewicht zwischen Gas- und Stromnutzung weiter verschärft.

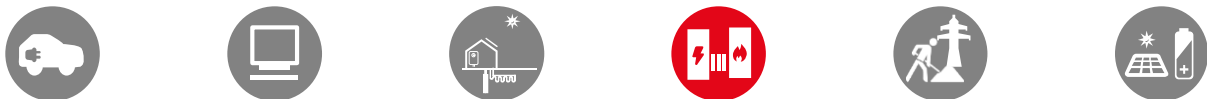


Abb. 100: Cases bei denen das Produkt „Bedingte Netznutzung für Entnehmer (Betriebsmittelverfügbarkeit)“ genutzt werden kann

Generell kann die sachgerechte Nutzung dieses Produktes dazu führen, dass brachliegende Flexibilitätsanwendungen durch reduzierte Leistungspreise erschlossen werden können, ohne dabei das Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit zu verletzen.

7.2.2.5 Bedingte oder unbedingte Netznutzung für Einspeiser

Ähnlich wie für Entnehmer, kann auch für Einspeiser eine Differenzierung in bedingte und unbedingte Netznutzung erfolgen. Ob für die Einspeisung zukünftig laufende Netzentgelte auf Basis der ex-post-festgestellten Nutzung nach gemessener Leistung bzw. Arbeit gefordert werden sollten, wurde im Rahmen dieser Studie nicht näher untersucht. Eine derartige Anpassung (Einführung einer „G-Komponente“) würde die Einsatzreihenfolge der Erzeugungsanlagen und Speicher unmittelbar beeinflussen und ist daher hinsichtlich ihrer Marktrückwirkungen und somit auch regulatorisch äußerst kritisch und komplex.

Denkbar und ohne Einfluss auf die Einsatzreihenfolge von Erzeugungsanlagen wären aber Einmalzahlungen seitens der Einspeiser, wenn bzw. insoweit sie eine unbedingte Netznutzung wünschen. Unbedingte Netznutzung würde dann nur insoweit gewährt, wie eine entsprechende Einmalzahlung für die uneingeschränkt

zugesicherte Einspeiseleistung geleistet wurde. Eine darüber hinausgehende Einspeisung wäre nur bedingt zugesagt, d. h. in Abhängigkeit von der Belastungssituation des Netzes.

Die Einmalzahlung kann wie bei der Entnahme pauschalisiert oder individualisiert werden. Die Bedingtheit kann bei Bedarf auch priorisiert werden, d. h. eine Reihenfolge der Einschränkungen der Netznutzung kann von der Höhe der Einmalzahlung abhängig gemacht werden.

Anreizwirkung:

Insbesondere in Netzen, die aufgrund von dezentralen Einspeisungen ausgebaut werden müssen, würden den anschlusswilligen Einspeisern Allokationssignale gegeben, die die Ausbauerfordernisse kostenverursachungsgerecht an die Nutzer weitergeben und die entnehmenden Netzkunden in diesem Netz entlasten. Alternativ zur Einmalzahlung kommt auch eine ex-ante festgelegte Bestelleistung mit laufender Zahlungsverpflichtung als Ausgestaltungselement in Betracht.

Umfang und Komplexität des Anpassungsbedarfs:

Die Einführung einer bedingten Netznutzung für Einspeiser erfordert nur einen vergleichsweise geringen technischen Anpassungsbedarf bei den Netzbetreibern und Einspeisern, da bereits im heutigen Ordnungsrahmen viele Einspeiser netzbedingten Einschränkungen unterworfen sind.

Ähnliches gilt für den regulatorischen Anpassungsbedarf. Da eine Einmalzahlung für Einspeiser wenig Rückwirkung zu anderen Regelungsbereichen hat, ist ihre die Einführung mit vergleichsweise geringem regulatorischen Aufwand möglich. Zur Überwachung der Angemessenheit der Einmalzahlung sind entsprechende regulatorische Regelungen zu etablieren. Auch bestehen ggf. Rückwirkungen zu den im EEG vorgesehenen Ausschreibungsverfahren

Rückwirkung auf die untersuchten Cases:

Innerhalb der untersuchten Cases treten in Case II, Case III und Case VI einspeisebedingte Grenzwertverletzungen auf. Diese sind dabei eher durch den selbst erzeugten PV-Strom bedingt, als durch den Speicher. Wird jedoch zukünftig das Trading der Speicher durch angepasste Rahmenbedingungen attraktiver, so zeigt sich, dass die Speicher zu zusätzlichen einspeisebedingten Grenzwertverletzungen führen können.

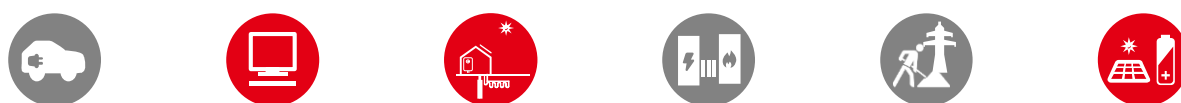


Abb. 101: Darstellung der Cases auf die das Produkt der bedingten bzw. unbedingten Einspeisung Rückwirkung hat.

Bereits heute kann der Verteilnetzbetreiber die Einspeisung von PV-Anlagen bei drohender Netzüberlastung reduzieren, gegebenenfalls muss der Anlagenbetreiber dafür entschädigt werden. Hier stellt die Wahl eines bedingten bzw. unbedingten Anschlusses eine Alternative zur Abregelung mit anschließender Entschädigung dar.

7.2.2.6 Lastflussanreiz/Lastflussangebot: Anreiz für netzdienliche Einspeisung oder Entnahme ohne gesicherte Verfügbarkeit für den Netzbetreiber

In Ergänzung zu den bisherigen Komponenten, die jeweils eine Zahlung des Netznutzers an den Netzbetreiber regelten, können gerade für flexible Netznutzer im Falle eines netzdienlichen (nicht nur vertraglichen) Einsatzes aber auch Zahlungen des Netzbetreibers an den Netznutzer vorgesehen werden.

Typischer Anwendungsfall ist ein durch EE überspeistes Netz wie z.B. in Case IV und V. In diesem Netz könnte eine Zahlung des Netzbetreibers an den Netznutzer den nötigen Anreiz schaffen, für zusätzliche Entnahme im Wirkungsbereich der überlasteten Netzkomponenten zu sorgen. Hierdurch ließe sich die ansonsten erforderliche Abregelung der Erzeugungsanlage vermeiden oder reduzieren. Der Netznutzer kann von Fall zu Fall entscheiden (daher „ohne gesicherte Verfügbarkeit für den NB“), ob er seine Entnahme anpasst oder nicht, muss dies aber dem Netzbetreiber in jedem Einzelfall mitteilen, damit dieser nötigenfalls den Verursacher der Überlastung rechtzeitig einschränkt. Diese Eingriffsmöglichkeit ist zugleich Voraussetzung für die ungesicherte Verfügbarkeit, denn der Netzbetreiber braucht zumindest eine sichere Handlungsoption.

Anreizwirkung:

Der Netznutzer überlegt sich, ob er aufgrund der Zahlung des Netzbetreibers für das Lastflussangebot zusätzliche Entnahme bzw. Einspeisung temporär vornimmt, obwohl er rein marktgetrieben eine andere Entscheidung treffen würde. Diese Option ist für den Netznutzer sehr niedrigschwellig, da er ja keine Dauergarantie für eine Anpassung seiner Netznutzung abgeben muss sondern nur für einen jeweils kurzen Zeitraum entscheidet.

Umfang und Komplexität des Anpassungsbedarfs:

Die Einführung eines Lastflussangebotes hat zur Voraussetzung, dass der Netzbetreiber ähnlich wie bei der bedingten Netznutzung technisch und rechtlich in die Lage versetzt wird, steuernd in den Einsatz von Speichern einzugreifen. Auf Seiten des Netzbetreibers setzt dies technisch eine Ertüchtigung des betroffenen Netzbereiches mit einer Netzzustandsüberwachung und einer standardisierten automatisierten Umsetzung der Steuerung der flexiblen Netznutzer voraus. Da das Instrument des Lastflussangebotes vordringlich in durch Erneuerbare Energien überspeisten Netzbereichen eingesetzt werden dürfte, ist auf Seiten der Einspeiser im Rahmen des Einspeisemanagements ohnehin bereits die notwendige Netzüberwachung etabliert. Auf der anderen Seite müssen auch die Netznutzer bzw. deren Lieferanten / Dienstleister das Lastflussangebot abwickeln können, d.h. die Auswirkungen von netzseitigen Entnahme bzw. Einspeisung für Ihren Bilanzkreis einschätzen können und die technische Abwicklung beim Netznutzer in der Anlage vor Ort sicherstellen.

Regulatorisch müssen die Regelungen zur Höhe der Zahlungen für Lastflussangebote erarbeitet werden. In diese Überlegungen ist auch die Gefahr von Mitnahmeeffekten einzubeziehen. Im Rahmen der Netzbilanzierung ist wiederum eine Nachverfolgung der netzbedingten Lastflussanforderungen zu etablieren.

Die Anpassungen des Regelwerks und der Marktmechanismen sowie die Standardisierung der technischen Abläufe erfordern eine Pilotierungsphase.

Rückwirkung auf die untersuchten Cases:

Das Prinzip des Lastflussangebotes kann in Case IV und V nutzenstiftend eingesetzt werden, da dort ein lokal überspeistes Netz betrachtet wurde. In diesen Fällen konnte gezeigt werden, dass ein netzdienlicher Speichereinsatz prinzipiell die Netzüberlastung vermindern bzw. beheben kann. Dabei entsteht dem Anlagenbetreiber unter Umständen eine Mehrbelastung. Dies liegt daran, dass in den Berechnungen nicht berücksichtigt wurde, dass der Betreiber für sein Verhalten entlohnt wird.



Abb. 102: Darstellung der Cases bei denen das Prinzip des „Lastflussangebot“ angewandt werden kann

Da das Lastflussangebot nicht garantiert werden kann, muss der Verteilnetzbetreiber auf weitere Hilfsmittel zurückgreifen (z.B. dynamisches Einspeisemanagement) falls er konventionellen Netzausbau verhindern möchte.

7.2.2.7 Lastflusszusage: Anreiz für netzdienliche Einspeisung oder Entnahme mit gesicherter Verfügbarkeit für den Netzbetreiber

Abweichend vom Lastflussanreiz/Lastflussangebot muss der Netznutzer für eine gewisse Mindestperiode verbindlich zusagen, seine Entnahme oder Einspeisung auf Anforderung des Netzbetreibers anzupassen. Dies deckt den Fall ab, dass eine ansonsten drohende Netzüberlastung von nicht-flexiblen Verbrauchern verursacht wird. Steuerbare dezentrale Einspeiser könnten z. B. ein Netz, das ohne diese dezentrale Einspeisung nicht ausreichend (n-1)-sicher an das vorgelagerte Netz angebunden ist, mittels einer Lastflusszusage stabilisieren.

Da die Versorgung der nicht-flexiblen Verbraucher netzplanerisch abgesichert sein muss, ist eine verbindliche Zusage des Einspeisers über einen Mindestzeitraum erforderlich, um einen Netzausbau für diesen Zeitraum entbehrlich zu machen. Eine Lastflusszusage durch Einspeiser könnte auch ein Instrument sein, das die vermiedenen Netzentgelte weiterentwickelt / ablöst. Bei den vermiedenen Netzentgelten wird häufig kritisiert, dass diese nicht effektiv zu einer Reduktion des Aufwands für den Netzausbau beitragen, weil ihre Einspeisung zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast nicht verlässlich ist, sondern freiwillig. Mit einer Lastflusszusage wäre die Einspeisung verbindlich abrufbar, wenn der Netzbetreiber sie braucht.

Da Einspeiser in aller Regel ihre Einspeiseleistung flexibel anpassen können, ist umgekehrt eine verbindliche Lastflusszusage von Seiten eines Verbrauchers nicht erforderlich. Dennoch könnte das Instrument einer Lastflusszusage auch für Verbraucher angewandt werden. Zum Beispiel könnte der Netzbetreiber nach gewährter Lastflusszusage eines Verbrauchers im Gegenzug einem dritten Einspeiser unbedingte Netznutzung zusagen, ohne das Netz auszubauen.

Anreizwirkung:

Der Netznutzer überlegt sich, ob er eine Einspeisung auf Anforderung des Netzbetreibers gesichert bereitstellen will, obwohl er rein marktgetrieben eine andere Entscheidung treffen würde. Diese Option ist für den Netznutzer eine hohe Schwelle, da er eine Garantie für eine Anpassung seiner Netznutzung für einen längeren Zeitraum abgeben muss, z.B. durch Mindestvorhaltung einer Einspeiseleistung

Umfang und Komplexität des Anpassungsbedarfs:

Die Einführung einer Lastflusszusage erfordert ähnliche technische und rechtliche Voraussetzungen wie das Lastflussangebot. Auf Seiten des Netzbetreibers setzt dies technisch eine Ertüchtigung des betroffenen Netzbereiches mit einer Netzzustandsüberwachung und einer standardisierten automatisierten Umsetzung der Steuerung der flexiblen Netznutzer voraus. Da das Instrument der Lastflusszusage vordringlich für größere Erzeugungsanlagen ab der Mittelspannungsebene und darüber eingesetzt werden dürfte, ist der technische Zusatzaufwand auf Seiten der Einspeiser überschaubar und die netzseitige Netzzustandsüberwachung viel-

fach bereits vorhanden. Da vor allem dargebotsunabhängige steuerbare Einspeiser für eine Lastflusszusage in Frage kommen, ist auch der Zusatzaufwand für die netznutzerseitige Steuerung relativ gering.

Regulatorisch müssen die Regelungen zur Höhe der Zahlungen für Lastflusszusagen erarbeitet werden. Im Rahmen der Netzbilanzierung ist wiederum eine Nachverfolgung der netzbedingten Lastflussanforderungen zu etablieren.

Die Anpassungen des Regelwerks und der Marktmechanismen sowie die Standardisierung der technischen Abläufe erfordern eine Pilotierungsphase.

Rückwirkung auf die untersuchten Cases:

Analog zum Lastflussangebot kann die Lastflusszusage in den Case IV und V aufgrund der überspeisten Netze sinnvoll eingesetzt werden. In diesen Fällen konnte gezeigt werden, dass ein netzdienlicher Speichereinsatz prinzipiell die Netzüberlastung vermindern, bzw. beheben kann. Generell ist bei der Power-to-Heat Anlage natürlich zu bedenken, dass eine Lastflusszusage mit einer zu deckenden Wärmelast korrespondieren sollte. Produktion von nicht nutzbarer Wärme ist volkswirtschaftlich nicht weniger schädlich als die Abregelung von nicht nutzbarer Erneuerbare Energie.



Abb. 103: Darstellung der Cases bei denen das Prinzip der „Lastflusszusage“ angewandt werden kann

Da die Lastflusszusage garantiert werden kann, kann der Verteilnetzbetreiber die ihm zugesicherten Lasten oder Einspeisungen in seiner Netzplanung berücksichtigen. Auf diese Art kann konventioneller Verteilnetzausbau vermieden werden.

7.2.2.8 Entschädigungen für unfreiwillige Anpassungen der Netznutzung (Notfall)

Bei Anwendung des obigen Regel-Sets bezogen auf Verbraucher ist ein weitergehender Eingriff, der zu wirtschaftlichem Schaden beim Netznutzer führen könnte, auf über das (n-1)-Kriterium nicht abgedeckte Störungsfälle im Netz beschränkt. Diese Situationen stellen mithin den Notfall dar. Wie die Erfahrungen im Rahmen des Redispatch auf Übertragungsnetzebene zeigen, ist die Standardisierung der Entschädigung aufwändig (vgl. auch die Anmerkungen in Abschnitt 5.4)⁵⁸. Diese ist aber bei massenhafter Anwendung auf viele dezentrale Einspeisungen unerlässlich.

7.2.2.9 Verbindungen zum Themenkomplex Umlagen, Abgaben, Steuern

Zur Problematik bei Steuern, Umlagen und Abgaben bestehen starke Verbindungen. Diese Preiskomponenten werden in der Regel auf die aus dem Netz entnommene Arbeit bezogen, also pro kWh, und nicht dynamisiert. Eine Lenkungswirkung besteht dadurch in vielen Fällen nicht.

⁵⁸ Die Höhe einer angemessenen Vergütung wurde durch die BNetzA im Jahre 2012 geregelt (BK8-12-019). Diese Festlegung wurde jedoch in 2015 durch das OLG Düsseldorf aufgehoben, folglich hat die BNetzA ebenfalls die genannte Festlegung rückwirkend aufgehoben.

Erhebliche Steuerungswirkung entfalten Umlagen, die auf die aus dem Netz entnommene Arbeit bezogen werden, in Konstellationen, in denen ein Speicher für die Minimierung der Netzentnahme genutzt wird.

Damit verzerren Umlagen, Abgaben und Steuern im Fall ohne Eigenstromerzeugung grundsätzlich zunächst nicht die Dispositionsentscheidung eines Flexibilitätseinsatzes innerhalb der Stromnutzung, zumindest soweit sie unabhängig vom Zeitpunkt der Entnahme / des Verbrauchs anfallen, lenken diese aber auch nicht. Die neutrale Wirkung hat sich in den quantitativen Teilen dieser Untersuchung dann auch darin niederschlagen, dass die arbeitsfixen Kostenbestandteile in Case I und V ausgeblendet werden konnten.

Im Fall der Eigenstromerzeugung wird der Flexibilitätseinsatz durch den Netznutzer sehr stark dahingehend optimiert, die Belastung mit Umlagen, Abgaben und Steuern zu reduzieren. Volkswirtschaftlich handelt es sich hierbei oft um Optimierungen der Wohlfahrt der Flexibilitätssnutzer zu Lasten der Gesamtwohlfahrt.

Weiterhin verzerren Umlagen, Abgaben und Steuern in vielen Fällen die Einsatzentscheidungen im Zusammenhang mit der Sektorenkopplung, nämlich immer dann, wenn Alternativenergien zur Verfügung stehen. Die Alternativenergie ist nicht bzw. nicht im gleichen Maße von der Umlage betroffen und steht damit in einer verzerrten Konkurrenzsituation zur elektrischen Energie.



Abb. 104: Cases bei denen eine Anpassung der Umlagen, Abgaben und Steuern die grundsätzliche Fahrweise verändert

Optionen für die Änderung von Umlagen, Abgaben und Steuern zur Linderung der dargestellten Ineffizienzen werden zurzeit breit diskutiert. Es handelt sich hierbei um einen sehr komplexen Bereich, da wie in der Regelungslandkarte in Abschnitt 5.2 deutlich wurde, zahlreiche Umlagen, Abgaben und Steuern bestehen, die jeweils in ihrer Höhe nach unterschiedlichsten Kriterien (Größe, Technologie, Brennstoff, wirtschaftliche Belastung etc.) zum Teil stark ausdifferenziert sind. Die Komplexität der zu betrachtenden Regelungen ist sogar noch größer als in der Regelungslandkarte dargestellt, da in diesem Zusammenhang auch Elemente der Klimaschutzpolitik, wie zum Beispiel die Kompensationen für ausgewählte Industrien im Emissionshandel bzw. die kostenlose Zuteilung mit Emissionsrechten zu behandeln wären.

Die Ausarbeitung von Änderungen der Abgaben, Umlagen und Steuern ist nicht Gegenstand dieser Studie. Deswegen beschränken sich die Autoren darauf, grundsätzliche Handlungsoptionen aufzuzeigen und Anforderungen an Änderungen zu formulieren.

- Eine Handlungsoption wäre, die Belastung in ihrer Höhe zu reduzieren bzw. sie abzuschaffen. Die Finanzierung des mit der Umlage verfolgten Gesetzesziels könnte dann auf Bereiche außerhalb des Energieversorgungssystems verschoben werden, z.B. zum Beispiel durch Aufstockung bestehender Steuern. Diese Option würde sowohl den Anreiz für die Eigenbedarfsoptimierung als auch die Verzerrung zwischen den Sektoren verringern.
- Eine zweite Handlungsoption wäre eine Harmonisierung der Umlagen zwischen den verschiedenen Sektoren, d.h. auch eine Ausweitung der bisherigen Umlagen auf weitere Bereiche als das Stromversorgungssystem wie dem Wärmemarkt und den Verkehr. Diese Option könnte insbesondere die Problematik der Sektorenkopplung entschärfen.

- Eine dritte Handlungsoption wäre, energiewirtschaftlich selektiver die Hemmnisse und Verzerrungen zu beseitigen. In diesem Zusammenhang wird oft über die Dynamisierung unter anderem der EEG-Umlage diskutiert. Bei dieser Dynamisierung würde die Höhe einer Umlage nicht mehr über einen längeren Zeitraum festgelegt, sondern in Abhängigkeit von einer energiewirtschaftlichen Größe, z. B. dem Strompreis, schwanken. Derartige Dynamisierungen könnten aber erhebliche Anreizwirkungen, Verteilungswirkungen und Transaktionskosten erzeugen und ihre Einführung ist deswegen nur in stark vereinfachter Form empfehlenswert.⁵⁹

Ergänzend zu den drei grundsätzlichen Handlungsoptionen ist es generell erstrebenswert, die Komplexität der Abgaben, Umlagen und Belastungen zu reduzieren. So könnten zum Beispiel Abgaben, Umlagen oder auch Steuern zusammengefasst bzw. abgeschafft werden. Die Zusammenfassung kann hierbei die gesamte Abgabe, Umlage oder Steuern umfassen oder auch nur Teilelemente (z. B. der fast immer vorhandene Ausgleich für wirtschaftliche Belastungen). Auf diese Art könnte die derzeit bestehende Unüberschaubarkeit der kumulierten Wirkung der Abgaben, Umlagen und Steuern verbessert werden.

Grundsätzliche Anforderungen an alle Änderungen der Abgaben, Umlagen und Steuern wären auf der obersten Ebene die Unterstützung der Energiewende, die Vereinbarkeit mit wirtschafts-, industrie- sowie sozialpolitischen Zielen, die vorhersagbare und verlässliche Generierung des notwendigen Aufkommens und der Erhalt des Wettbewerbs im Energieversorgungssystem. Aus diesen grundsätzlichen Anforderungen können zahlreiche detailliertere Anforderungen abgeleitet werden, die jedoch deutlich über den Umfang dieser Studie hinausgehen.

Die Ausgestaltungsoptionen bezüglich der Umlagen, Abgaben und Steuern sind ansonsten analog zu denen der Netzentgelte. Sie können lenkende Wirkung entfalten, sollten dabei aber das Netzentgelt-Preissignal (sofern eingesetzt) nicht ohne triftigen Grund konterkarieren.

7.3 Zusammenfassung der regulatorischen Anpassungsvorschläge

Aufbauend auf den zuvor abgeleiteten Vorschlägen für die Anpassung des Ordnungsrahmens wird abschließend nochmals zusammenfassen geprüft, inwieweit diese Instrumente die aufgetretenen Konfliktbereiche und Hemmnisse beseitigen und welche Problembereiche ggf. verbleiben. Die Anwendung des Instrumentenbaukastens ist über alle 6 -Cases einheitlich möglich. Zentrales Ergebnis ist hierbei, dass die Wahlfreiheit des Netznutzers einen wesentlichen Beitrag zu einer bedarfsgerechten und volkswirtschaftlich optimierten, weil zwischen Netz- und Marktseite ausgewogenen, Situation leistet.

Abb. 105 gibt einen Überblick über die abgeleiteten Netznutzungsprodukte und ihre Wirkungsweise auf die sechs untersuchten Cases.

⁵⁹ Frontier Economics Ltd. London / BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. „Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage - Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)“, Köln / Aachen (2016)

Unbedingte Netznutzung (statische Preise)						
Unbedingte Netznutzung (dynamische Preise)						
Bedingte Entnahme (Belastungssituation)						
Bedingte Entnahme (Betriebsmittelverfügbarkeit)						
Bedingte oder unbedingte Einspeisung						
Lastflussangebot						
Lastflusszusage						

Abb. 105: Gegenüberstellung der sieben Netznutzungsprodukte und ihrer Wirksamkeit auf die Cases

Die unbedingte Netznutzung mit statischen Preisen ist generell für den unflexiblen Teil des Verbrauchs das passende Netznutzungsprodukt. Dies betrifft den unflexiblen Teil des Verbrauchs in den Cases II und III. Eine unbedingte Netznutzung ist darüber hinaus für flexible Netznutzer sinnvoll, wenn dies für das Geschäftsmodell erforderlich ist oder der Netznutzer dies aus anderen Gründen wünscht. Bei der unbedingten Netznutzung können neben den laufenden Netzentgelten auch Einmalzahlungen als Ausgestaltungselement sinnvoll genutzt werden, insbesondere wenn durch den Wunsch nach unbedingter Netznutzung ein Netzausbau ausgelöst wird.

Eine unbedingte Netznutzung mit dynamisierten Preisen kann dazu beitragen, Hemmnisse für den netzverträglichen Flexibilitätseinsatz in Case IV und verwandten Fällen zu verringern, wobei im Fall der Sektorenkopplung gleichzeitig auch die verzerrende Wirkung der Umlagen beseitigt werden muss. Allerdings kann die Abregelung von Erneuerbaren Energien aufgrund von überspeisten Netzen mit diesem Instrument nur abgemildert, aber nicht vollständig vermieden werden. Eine unbedingte Netznutzung mit dynamisierten Preisen kann auch Verbesserungen für andere Fallkonstellationen bringen, die im Rahmen dieser Studie nicht näher betrachtet wurden aber aus anderen Untersuchungen bekannt sind. So können durch dynamisierte Netznutzungspreise kalkulierbare netzentlastende Wirkungen ausgehen, wenn eine ausreichend große Anzahl von Netznutzern im betreffenden Netzteil diesen Tarif nutzt.

Das Instrument der bedingten Netznutzung in Abhängigkeit von der Netzbelastung für Entnehmer vermeidet sicher die in den Cases I und III beobachteten verbrauchsseitigen Netzüberlastungen, ohne hierbei einen Netzausbau vorzunehmen. Der finanzielle Anreiz, dieses Netznutzungsprodukt zu wählen kann sowohl über geringere laufende Entgelte als auch geringere Einmalzahlungen ausgestaltet werden.

Die bedingte Netznutzung in Abhängigkeit von der Betriebsmittelverfügbarkeit (sog. „(n-0)-sichere Netznutzung“) kann gut für die Beseitigung von Hemmnissen für einen netzverträglichen Flexibilitätseinsatz in Case IV und verwandten Fällen genutzt werden, wobei im Fall der Sektorenkopplung auch gleichzeitig die verzerrende Wirkung der Umlagen beseitigt werden muss. Ähnlich wie bei der unbedingten Netznutzung mit dynamisierten Preisen kann die Abregelung von erneuerbaren Energien in überspeisten Netzen durch dieses Instrument allein nicht vollständig vermieden werden.

Das Instrument der bedingten Netznutzung kann auch für Einspeiser angewandt werden. Die Einspeiseseitigen Netzengpässe in den Cases II, III und VI können hierdurch sicher vermieden werden. Der finanzielle Anreiz für dieses Instrument bezieht sich allerdings nur auf verringerte oder völlig entfallende Einmalbeiträge, da für Einspeiser keine laufenden Netzentgelte erhoben werden.

Lastflussangebote sind geeignet, ergänzend zu dynamisierten Netzentgelten oder bedingter Netznutzung in Abhängigkeit von Betriebsmittelverfügbarkeit die in Case IV beobachtete Abregelung von erneuerbaren Energien weiter zu reduzieren. Allerdings kann auch durch dieses Instrument voraussichtlich die Abregelung von Erneuerbaren Energien nicht vollständig vermieden werden.

Die Lastflusszusage könnte einen sachgerechten Ersatz für die zurzeit in der Diskussion stehenden vermiedenen Netzentgelte darstellen, da sie geeignet ist, durch steuerbare Einspeiser gesicherte Netzanschlusskapazität einzusparen. Sie sind prinzipiell auch lastseitig einsetzbar und können dann ohne Netzausbau zusätzliche gesicherte Einspeisekapazität bereitstellen.

Der in Case V betrachtete Einsatz eines durch den Netzbetreiber neuerrichteten Speichers stellt sich als unwirtschaftlich dar. Diese mangelnde Wirtschaftlichkeit kann auch nicht durch eine sachgerechte Umgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen beseitigt werden. Wenn Speicher oder sonstige lastseitige Flexibilität ohnehin zur Verfügung stehen, können aber analog zu Case IV durch Lastflussangebote und Lastflusszusagen bestehende Netzengpässe abgemildert bzw. beseitigt werden.

In keinem der hier analysierten Cases oder verwandten Fällen ist ein zusätzlicher Rückgriff auf entschädigungspflichtiges Redispatch erforderlich. Es werden lediglich zum Teil nicht alle heute bereits praktizierten Fälle der netzbedingten Abregelung von dezentralen Einspeisungen beseitigt. Durch das Wahlrecht für den Einspeiser, unbedingte oder bedingte Netznutzung auch für die Einspeisung zu realisieren, werden Konflikte zwischen Netzbetreiber und Netznutzer entschärft und die Notwendigkeit für aus Sicht der Netznutzer ungewollte Eingriffe des Netzbetreibers reduziert.

Es wird mit den differenzierten Netznutzungsprodukten darüber hinaus eine Rollenklärung vorgenommen. Die Zugriffsrechte werden für die verschiedenen Nutzungsarten klar definiert und Nutzungskonflikte entschärft. Letztendlich entscheidet der Netznutzer, welche Form der Netznutzung er realisieren möchte und muss abschätzen, ob er die - kalkulierbaren - Einschränkungen einer bedingten Netznutzung mit reduzierten Netzentgelten hinnimmt oder eine unbedingte Netznutzung mit höheren Entgelten bevorzugt. Durch die Standardisierung der Netznutzungsprodukte werden auch deren Abwicklungsvorgänge standardisiert und die Transaktionskosten minimiert.

Umlagen können synchron zu den hier beschriebenen Netznutzungsprodukten ausgestaltet werden. Generell ist hier zu unterscheiden zwischen Anwendungen aus dem Bereich der Sektorenkopplung und einer flexiblen reinen Stromanwendung. Die heute weit überwiegenden arbeitsbezogenen Umlagen, Abgaben und Steuern haben keine oder nur geringe Auswirkungen auf rein strombezogene Flexibilitäten. Arbeitsbezogene Abgaben, Steuern und Umlagen beeinflussen aber in hohem Maße die Sektorenkopplung.

Nicht untersuchte Fälle:

Betrachtet wurde in den Simulationen jeweils nur die Netzanschlussebene, nicht die vorgelagerten Netze. Dies hat zu der thesehaften Aussage geführt, dass aufgrund der geringen Anzahl der betroffenen Netznutzer nicht sicher abgeschätzt werden kann, ob reine dynamische Preissignale eine ausreichend kalkulierbare Veränderung des Nutzungsverhaltens zur Folge haben, die in der Netzauslegung berücksichtigt werden können. In vorgelagerten Netzebenen ist die Anzahl gleichartiger Netznutzer erheblich größer. Insofern ist dort die Wahrscheinlichkeit, dass dynamische Preissignale eine für die Netzauslegung statistisch abgesicherte und somit kalkulierbare Verhaltensänderung zur Folge haben können, erheblich größer. Diese Fragestellung wurde in der vorliegenden Studie nicht untersucht. Zur Klärung dieser Frage müssten Pilotprojekte durchgeführt werden, die gesicherte Erfahrungswerte für eine Änderung des Nutzerverhaltens auf Basis dynamischer Preissignale liefern könnten.

Nicht untersucht sind auch Schwarmeffekte im Bereich der Primärenergieleistung: Hierunter fällt zum einen die Frage, welche Auswirkung die bedingte Netznutzung auf die statistisch abgesicherten Mindestbereitstellungen hat, wenn die Einzelanlagen in vielen unterschiedlichen Netzen verteilt installiert sind. Zum anderen ist offen, ob die stark und kurzzeitig oszillierende Primärenergieleistung in gleichem Maße Netzkapazität wie länger anhaltende Einspeisung oder Entnahme bei gewöhnlicher Netznutzung binden, oder ob kurzzeitige Überlastungen der Betriebsmittel hier ggf. einen Teil der Lösung beitragen können.

Nicht untersucht wurden ferner Netze, in denen steuerbare dezentrale Einspeisungen netzentlastend wirken können. Hierzu wurde im derzeitigen Ordnungsrahmen das Instrument der vermiedenen Netzentgelte implementiert, das derzeit stark in der Diskussion steht. Das hier beschriebene Instrument der Lastflusszusage kann auch auf steuerbare Einspeisungen angewandt werden und dann einen sachgerechten Ersatz für die vermiedenen Netzentgelte darstellen: Verbindliche Lastflusszusagen von Einspeisern könnten in der Netzdimensionierung genutzt werden, dabei Netzkapazität aus dem vorgelagerten Netz ersetzen. Anders als bei den derzeit praktizierten vermiedenen Netzentgelten, bei denen lediglich ex post geprüft wird, ob der Einspeiser die Entnahme aus dem vorgelagerten Netz reduziert hat ohne hierzu verpflichtet zu sein, müssten die Einspeiser aber im Voraus verbindliche Lastflusszusagen geben und einhalten, um die entsprechende Vergütung zu erhalten

8 Ableitung einer Roadmap

8.1 Ziele, Bewertungskriterien und Gewichtung

Flexibilitäten und Speicher sind kein Selbstzweck. Ihre Förderung und die Beseitigung von Hindernissen sind teilweise aufwändig. Für die Ableitung eines Handlungsplans ist daher diesem Aufwand der zu erwartende Nutzen gegenüberzustellen. Die im Folgenden vorgeschlagenen Schritte der Roadmap verfolgen daher folgende Ziele:

- **Vorhandene Flexibilität** in den Systemen soll genutzt werden.
Flexibilität besteht schon heute, liegt aber teilweise brach. Diese Brachlieger sind verschenkte "quick wins", die gehoben werden sollten.
- **Netzausbau** soll vermieden werden, wo er ineffizient wäre.
Flexibilität kann helfen Verteilnetzausbau zu vermeiden. Dazu muss der Netzbetreiber als treibende Kraft eingebunden und befähigt werden Alternativen zum konventionellen Netzausbau anwenden zu können.
- **Innovative und volkswirtschaftlich sinnvolle Geschäftsmodelle** sollen ermöglicht werden.

Flexibilitäten können und sollen mehreren Zwecken zugleich dienen. Diese Dynamik wird für die Umsetzung der Energiewende benötigt und soll ohne Behinderung möglich sein. Derartige Geschäftsmodelle müssen nicht vorgegeben werden, sondern entwickeln sich in einem Marktumfeld, das dies nicht verhindert.

- **Neue Flexibilität** soll zusätzlich angereizt werden, wo sie sich nicht ohnehin entwickelt, aber aus System-sicht benötigt wird. Wenn diese Voraussetzungen geschaffen sind, kann auch mehr Flexibilität mehr helfen.

Um aus der Vielzahl der Veränderungsbedarfe, also einer in vielen Aspekten zu kritisierenden Situation, in eine nennenswert verbesserte Lage zu gelangen, wäre ein methodischer Weg, „auf der grünen Wiese“ eine Regelungssystematik zu entwerfen, die allen erkannten Belangen genügt. Da dieser große Wurf aber nur von geringen Umsetzungschancen gekennzeichnet ist, soll im Rahmen dieser Studie ein anderer Weg beschritten werden. Die erkannten Defizite werden nach Einschätzung der Gutachter einer Gewichtung unterzogen und schrittweise abgebaut. Hierbei ist von Belang,

- wie **dringend** ein Änderungsbedarf besteht
 - Wie akut ist es heute bereits und wie schnell nimmt die Problematik zu
- wie **wichtig** (im Sinne der Relevanzeinschätzung) diese Änderung ist
 - Umfang des Fehlanreizes, d. h. wieviel ist wie stark betroffen
 - Erwartete zukünftige Bedeutung (konstantes Niveau, abnehmend, zunehmend)
- wie **leicht umsetzbar** sie erscheint
 - Geringe Änderungstiefe
 - Wenig Rückkopplung zu anderen Regelungsbereichen
 - Transaktionsaufwand

Diese Kriterien sind Richtschnur für eine pragmatische Roadmap der Maßnahmenanpassungen. Zugleich sind sie nicht oder nicht mit angemessenem Aufwand quantifizier- und messbar, sodass jede Reihenfolge Gegenstand kontroverser Diskussion zwischen den Marktteilnehmern werden kann. Das hier dargestellte

Vorschlag ist mithin ein fundierter Diskussionsbeitrag in diesem Themenfeld, ohne dabei den Anspruch auf abschließende Vollständigkeit und Richtigkeit zu erheben.

Zentrale Fragestellungen der Studie sind:

■ **Behinderungen für marktdienlichen Einsatz**

Wo kann der Nutzer der Flexibilität nicht agieren, wie er es aus betriebswirtschaftlichem Kalkül im Energiemarkt heraus möchte? Wo hindern ihn Regeln oder technische Aspekte?

■ **Netzverträglichkeit**

Wie kann die freie Fahrweise der Flexibilitäts-Nutzer an die technischen Belange der Netze angepasst werden? Um welchen Preis? Wie umfangreich sind die Einschränkungen?

■ **Netzdienlichkeit**

In welchen Fällen kann die Flexibilität dazu genutzt werden, anderweitig verursachte Netzengpässe zu entschärfen und damit zusätzlich zu ihren ohnehin vorhandenen Einsatzzwecken weiteren Nutzen generieren?

Jede Änderung der Netzentgeltsystematik sollte überdies dem Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit genügen. Wer für seine Belange einen hohen Netzausbaubedarf erzeugt, sollte angemessen an den Kosten beteiligt werden.

Wichtige Bereiche außerhalb des Kernfokus dieser Studie

■ **Verteilungswirkung der Umlagesystematik**

Die Umlagesystematik ist ein Verteilungsmechanismus. Jede Änderung, jeder Ausnahmetatbestand hat zwingend Verteilungswirkung und erzeugt „Gewinner“ und „Verlierer“. Jede Änderung interagiert mit den übrigen Marktgegebenheiten.

■ **Erosion der Finanzierungsbasis** für die Umlagen und Netze durch zunehmende Eigenerzeugung

Der Trend zur Eigenversorgung z. B. durch Aufdach-PV-Anlagen mindert die Verteilungsbasis für Umlagen, das führt zu deren Steigerung. Diese wiederum fördert den Vermeidungstrend. Dies ist eine Aufwärtsspirale.

■ **Behinderung der Sektorenkopplung**

Hier nur in einem Case mitbetrachtet, tatsächlich aber in vielen anderen Fällen von hoher Bedeutung ist die Behinderung der Sektorenkopplung durch Umlagen.

Auch die im zweiten Teil genannten Themen sind wichtig und z. T. auch dringliche (Erosion der Finanzierungsbasis) Aspekte, aber wegen der vielen Rückwirkungen auf andere Bereiche und der Verteilungswirkungen teilweise komplex. Die Komplexität wird gut sichtbar am Beispiel der Eigenverbrauchs-Hausspeicher: In diesem Segment hat in den vergangenen Jahren eine Vielzahl von privaten Investitionen stattgefunden, deren primärer Businesscase in der Vermeidung von Umlagen besteht. Sofern man die bestehende Umlagesystematik aber als Fehlanreiz identifizieren und anpassen würde, wäre der genannte primäre Businesscase dieser User gefährdet, die Investitionen würden möglicherweise zu „stranded investments“. Ob dieser Nebeneffekt in Kauf genommen werden sollte um dem Hauptziel einer effizienten Beanreizung durch Umlagen gerecht zu werden, wurde in dieser Studie nicht bewertet. Auch wurde nicht untersucht, inwieweit hier Übergangsregelungen zur Abmilderung oder Beseitigung diese Nebeneffekte implementiert werden sollten. Hier werden die Umlagen daher nur insoweit betrachtet, wie der Flexibilitätseinsatz durch diese beeinflusst wird.

8.2 „Roadmap“- Konkrete (kurzfristige) Maßnahmen

Die folgenden Schritte sind aus der Gesamtschau der möglichen Handlungsoptionen und der Notwendigkeit eines sachlogischen Ablaufs abgeleitet. Sie führen nach Ansicht der Gutachter auf einem effizienten Weg - rasch und aufwandsarm - zu einer möglichst guten Verbesserung der Lage im Sinne der Zielerreichung.

8.2.1 Schaffung eines formalen Rahmens

Der Wandel braucht ein „Vehikel“. Regelungen und Definitionen sollten in einem **"Flex-Gesetz"** geregelt werden. Dieses wird auch Änderungen in anderen Gesetzen und Verordnungen umfassen. Zentral ist dabei die **Definition und Abgrenzung des "flexiblen Netznutzers"**, der anders als ein unflexibler Netznutzer behandelt werden kann, da er sein Verhalten so anpassen kann, dass er systemdienlich ist. Weiterhin stellt die **Definition und Abgrenzung von bedingter und unbedingter Netznutzung** einen wesentlichen Bestandteil des „Flex-Gesetzes“ dar.

Differenzierung von unbedingter und bedingter Netznutzung für Entnahme

Dieses Instrument ist für den Netznutzer ungewohnt. Erfahrungen müssen daher erst noch aufgebaut werden; Regeln und Abläufe müssen in Pilotverfahren erprobt werden. So sind z. B. nicht vernachlässigbare Rückwirkungen auf den marktorientierten Flexibilitätseinsatz möglich. Insgesamt wird die Komplexität als mittelmäßig, die Dringlichkeit (z.B. wegen Elektromobilität) als eher hoch, die Wichtigkeit - zumindest in langer Frist - als hoch eingeschätzt.

Je nach Ausprägung bedarf es zudem einer Differenzierung bzw. Abgrenzung unterschiedlicher Nutzungsbereiche eines Nutzers: Unbedingte Netznutzung ist regelmäßig für die inflexiblen Teile der Entnahme notwendig, bedingte Netznutzung kann für die flexiblen Teile sinnvoll sein.

Das Prinzip der Freiwilligkeit aus Sicht des Netznutzers muss klar definiert werden; Der Netznutzer wählt bedingte oder unbedingte Netznutzung; er kann unbedingte Netznutzung auch verlangen, muss dies aber dann auch bezahlen. In diesem Zusammenhang kommt dem Entgeltelement der Einmalzahlung besonderes Gewicht zu.

Entwicklungsbedarf besteht zudem in einer stärkeren Ausdifferenzierung der Regelungen für bedingte Netznutzung; „Einfach nur abschaltbar“ wie heute reicht nicht, vielmehr müssen die Zugriffsrechte und Handlungsbedingungen definiert und festgelegt werden.

Eine Voraussetzung für die Differenzierung ist die Netzzustandserfassung (hierzu vergleiche 8.2.3). Diese muss intensiviert werden, mögliche technologische Weiterentwicklungen wie z. B. die IKT-basierte Netzüberwachung kann ergänzend zur klassischen Technik eine wachsende Rolle spielen.

Differenzierung von unbedingter und bedingter Netznutzung für Einspeiser

Der gesetzliche Rahmen müsste hierfür angepasst werden. Da nach jetzigem Ordnungsrahmen der Einspeiser schlechterdings keine Netzentgelte zahlt (§ 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV), ist hier eine monetäre Differenzierung nach jetzigem Ordnungsrahmen nicht möglich.

Der Grundbefund dieser Option ist bereits mit Hinblick auf die Entnehmer beschrieben. Hinzu kommt im Falle einer Anwendung auf die Einspeiser, dass eine Rückwirkung auf Förderung von EE-Anlagen wahrscheinlich ist. Diese müsste sorgfältig untersucht und abgewogen werden. Die Komplexität wird somit als zumindest mittel, die Dringlichkeit als teilweise hoch eingeschätzt, zum Beispiel in Netzen mit schon heute hoher EE-Durchdringung. Die Wichtigkeit ist ebenfalls als hoch einzustufen.

8.2.2 Schaffung der Wahlfreiheit für Netznutzer zwischen bedingter und unbedingter Netznutzung

Wie in 8.2.1 bereits angelegt kann inhaltlich zwischen bedingter und unbedingter Netznutzung sachgerecht differenziert werden. Der konkrete Verbesserungsschritt besteht jedoch in der Wahlfreiheit für den Netznutzer: Netznutzer erhalten die **Wahl zwischen unbedingter und bedingter Netznutzung**. Diese Wahlfreiheit – auch mit Teilen ihres Bezuges - ist die Basis für eine netzverträgliche und auch netzdienliche Einsatzweise der Flexibilität und für die sachgerechte Kostenzuordnung im Falle einer unbedingten Netznutzung.

Der Netzbetreiber muss in der Lage sein, **unbedingter Netznutzung mit Netzausbau** zu begegnen, um dem Wunsch und der Wahl des Nutzers gerecht zu werden. Zur verursachungsgerechten Kostenzuordnung muss er diese Kosten auf geeignete Weise auf die Gruppe der Nutznießer zuordnen, statt auf die Allgemeinheit der Netznutzer.

Die bedingte Netznutzung muss über das Einsparpotenzial für den Netznutzer attraktiv sein. Hierfür wiederum ist Voraussetzung, dass dem Netzbetreiber aus der bedingten Netznutzung ein Vorteil erwächst, den er weiter reichen kann, typischer Weise die Vermeidung von Netzausbau.

8.2.3 Etablierung einer Netzzustandsüberwachung

Ein Bündel von Maßnahmen betrifft den Netzbetreiber, der den sachgerechten Einsatz von Flexibilität erkennen, ggf. steuern und honorieren muss. Hierzu muss der Netzbetreiber seine Netze ertüchtigen (smarte Verteilnetze), also eine **Netzzustandsüberwachung etablieren**, um Flexibilitäten überhaupt nutzen zu können. Der smarte Netzausbau darf gegenüber dem konventionellen Netzausbau regulatorisch nicht benachteiligt werden.

8.2.4 Etablierung eines steuernden Zugriffsrecht auf flexible Netznutzer

Der Netzbetreiber muss auf die flexiblen Netznutzer mit bedingter Netznutzung zugreifen können ("Überschreibrecht" / "Buzzer"). Dies muss technisch und rechtlich etabliert werden. Die technische Seite ist Gegenstand der Netzertüchtigung. Die rechtlichen Fragen sind, wie unter 8.2.1 bereits angerissen, zunächst definitorisch anzugehen. Beide Bedingungen, rechtlich und technische Ertüchtigung, sind aber Voraussetzung für die Vermeidung konventionellen Netzausbaus durch Nutzung der Flexibilität.

8.2.5 Aktivierung brachliegender Flexibilität durch Einführung neuer Netznutzungsprodukte

Ad hoc sollten die heute brachliegenden flexiblen Netznutzer aktiviert werden. Eine Eingrenzung auf Bestandsanlagen kann der Beschleunigung und Umsetzbarkeit dienen. Hierzu sollen für die flexiblen Netznutzer z.B. Optionen erschlossen werden, anstelle des heutigen starren keinen bzw. nur einen stark reduzierten Leistungspreis zu zahlen, ohne das Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit zu verletzen. Dies hebt vor allem brachliegende industrielle Flexibilität. Eine Möglichkeit sich diesem Ziel zu nähern stellt die folgenden Maßnahmen dar.

Dynamisierung der Netzentgelte für Entnahme

Das Instrument wurde hier zwar am Rande betrachtet, da diese Studie sich auf die Wirkung in der jeweiligen Netzansehlussebene fokussiert hat. Die Dynamisierung ist jedoch grundsätzlich ein optionaler Bestandteil

der unbedingten Netznutzung und kann dort ein sinnvolles Element für die Beanreizung der Entlastung der der Entnahmeebene vorgelagerten Netze darstellen. Für die Entlastung der jeweiligen Netzanschlussenebene zeigt sie im Einzelfall vermutlich keine für die Berücksichtigung dieser Netzanschlussenebene ausreichend sichere Anreizwirkung, bringt aber ggf. eine netzplanerisch berücksichtigungsfähige Entlastung vorgelagerter Netzebenen und einen wichtigen zusätzlichen Deckungsbeitrag für Geschäftsmodelle der Bewirtschaftung dezentraler Flexibilitäten.

Für eine Umsetzung wären umfangreiche Umstellungen der Marktschnittstellen erforderlich. Dies legt eine intensive Erprobungsphase nahe, denn die Komplexität der Maßnahme wird als hoch eingeschätzt. Allerdings ist die Dringlichkeit ebenfalls teilweise hoch, ebenso wie die langfristige Wichtigkeit.

Ungesicherte „(n-0)-sichere“ Netznutzung.

Der ungesicherte Netzzugang betrifft insbesondere große industrielle und gewerbliche Flexibilitäten im MS-Netz und höheren Spannungsebenen und ist daher aus systemischer Sicht sehr interessant. Er ist in vielen Fällen mit relativ wenig Umsetzungsaufwand verbunden, da im Einzelfall große Potenziale betroffen sind, ist Transaktionsaufwand im Verhältnis zum Nutzen klein. Auch besteht relativ wenig Rückwirkung auf andere Regelungsbereiche.

Es wäre zu prüfen, ob der ungesicherte Netzzugang als Pilotverfahren auch kurzfristig im bestehenden Ordnungsrahmen umsetzbar wäre. Dies könnte ggf. durch Festlegungen der BNetzA „sachgerechter Entgelte in Abweichung von § 17 Abs. 8“ gem. § 30 Abs. 2 Nr. 6 StromNEV erfolgen.

Der ungesicherte Netzzugang verbessert durch den daraus folgenden weitgehenden Wegfall der starren Leistungspreise auch in manchen Fällen die Möglichkeiten für Sektorenkopplung z. B. für große Power-to-Heat-Anlagen, wäre allerdings nicht allein ausreichend, da auch die Umlagen eine massive Fehlsteuerung bewirken. Insgesamt wird die Komplexität als niedrig, die Wichtigkeit mittel und die Dringlichkeit hoch eingeschätzt, da nennenswerte Teile des großen gewerblich bzw. industriellen Flexibilitätspotenzials auf diese Weise kurzfristig aktivierbar sind.

Lastflussangebot (Last- und Erzeugungsseitig)

Das Lastflussangebot hat nur wenige Rückwirkungen auf andere Regelungsbereiche, was die Handhabung grundsätzlich vereinfacht. Der Grundgedanke von Lastflussangeboten bieten vielfältige Ansatzpunkte für einen kosteneffizienten Einsatz von netzdienlichen Flexibilitäten (z. B. die wettbewerbliche Einsatzkoordination in Form eines regionalen Flexibilitätsmarktes (hier ist kein Ersatz der heutigen Regelenergie-Märkte gemeint sondern vielmehr ein neuer Marktplatz für z.B. Spannungshaltung oder Betriebsmittelauslastung)). Eine Pilotphase zum Einüben und Ausdifferenzieren der Mechanismen wäre allerdings erforderlich, da hier Neuland betreten wird.

Der gesetzliche Rahmen müsste zudem hierfür angepasst werden. Derzeit ist vornehmlich der Zwangseingriff des Netzbetreibers in die Netznutzung (Redispatch) als Ausnahmeregelung mit Entschädigungspflicht vorgesehen. Es müssen darüber hinaus standardisierte Netzdienstleistungsprodukte definiert und regulatorisch überwacht werden, sonst wäre der Transaktionsaufwand zu hoch. Bei der Umgestaltung ist darauf zu achten, dass Mitnahmeeffekte begrenzt werden. Damit ist die Komplexität niedrig, die Dringlichkeit und Wichtigkeit hoch.

Lastflusszusage (Last- und Erzeugungsseitig)

Die Lastflusszusage unterscheidet sich vom Lastflussangebot in ihrer höheren Verbindlichkeit. Einmal kontrahiert hat der Netzbetreiber das Recht, auf diese Last / Erzeugung zuzugreifen. Eine alternative Handlungsoption ist daher nicht zwingend.

Das Element der Lastflusszusage ist auch für Entnahme möglich, um dann umgekehrt gesicherte Einspeisekapazität für Einspeiser ohne Netzausbau zu ermöglichen. Dies ist aber nicht so dringlich wie eine Ersatzregelung für vermiedene Netzentgelte. Das Instrument hat hohe Dringlichkeit und Wichtigkeit als denkbarer Ersatz für vermiedene Netzentgelte für dezentrale Einspeiser⁶⁰; allerdings ist es relativ komplex, da ggf. der komplette Mechanismus der Kostenwälzung angepasst werden muss.

8.2.6 Abmilderung der Verzerrung durch SIP

Für flexible Nutzer im Bereich der Sektorkopplung muss die verzerrende Wirkung der staatlich induzierten Preisbestandteile (SIP)⁶¹ abgemildert werden. Eine Option ist, die SIP durch eine Umstellung der Finanzierungsbasis z.B. auf allgemeine Steuerfinanzierung generell abzusenken. Als weitere Optionen können die betreffenden Nutzer von den SIP (teilweise) befreit oder diese SIP zwischen den Energieträgern so harmonisiert werden, dass die verzerrende Wirkung aufgehoben wird. Eine lokale Differenzierung ggf. auch über Zeitfenster kann zusätzliche lokale Steuerungswirkung entfalten, sofern das Steuerungssignal lokalen Bezug hat (mit Berücksichtigung des Netzzustands), allerdings darf die Komplexität nicht zu sehr steigen. Dies hilft Power-to-Heat-Anlagen, Elektromobilitätsanwendungen etc. Die Kompensation der entgangenen Einnahmen durch Verbreiterung der Umlagebasis, z. B. der EEG-Umlage muss sachgerecht ausgestaltet werden. Letztlich untermauert dies einen Teilaspekt des **Reformbedarfes im heutigen Umlagensystem**.

Die Anpassung der Umlagensystematik für flexible Netznutzer ist als wichtig und teilweise dringend, aber auch komplex einzustufen. Eine umfassende Anpassung würde diese Komplexität nochmals erheblich erhöhen.

Zurzeit besteht eine starke Fokussierung des Speichereinsatzes in unteren Spannungsebenen auf die Maximierung der Eigenversorgung, um Umlagen und Netzentgelte einzusparen. Dies führt zur Erosion der Finanzierungsbasis der zu finanzierenden Umlagenzwecke.

Ein volkswirtschaftlich optimierter Einsatz inklusive Trading an großräumigen Märkten wird durch die derzeit niedrige Spreizung der Preise nicht (ausreichend) stark beanreizt. Eine Spreizung der Umlagen zur Stützung des Anreizes ist aber als komplex und nicht rückwirkungsfrei anzusehen und muss daher mit Vorsicht betrieben werden, um keine Kollateralschäden zu verursachen.

8.2.7 Erleichterung der Erbringung von Regelenergie aus dem Verteilnetz

Der Zugang verteilter Flexibilität auf europaweite bzw. nationale Märkte sollte erleichtert werden, da die alten Akteure teilweise verschwinden. Z. B. wird **Regelenergie** aus konventionellen Kraftwerken rückläufig sein, Flexibilität kann helfen, die Lücke zu füllen. Dazu kann es sinnvoll sein, Teilnehmer am Regelenergiemarkt lokal bzw. temporär von Leistungspreisen der Netzentgelte sowie der SIP zu befreien, soweit dies un-

⁶⁰ Der aktuelle Regierungsentwurf löst das Problem nicht, sondern schafft neue Verzerrungen: Es werden zwar weniger vermiedene Netzentgelte gezahlt, aber die zentrale Schräglage in den vorgelagerten Netzen wird nicht beseitigt, da der Mechanismus der Kostenwälzung (Nettomethode) nicht angepasst wird.

⁶¹ Im Rahmen dieser Studie wird die Formulierung staatlich induzierte Preisbestandteile als Oberbegriff für Steuern, Umlagen, und Abgaben im Zusammenhang mit dem Strommarkt verwendet

ter Beachtung des Prinzips der Kostenverursachungsgerechtigkeit sachgerecht ist. Der Trigger hierfür ist die Anforderung des ÜNB (denn dieser sieht, wenn das Angebot am Regelenergiemarkt knapp wird). Eine Teilnahme am Regelenergiemarkt ohne diesen Sonderstatus ist natürlich schon vorher möglich.

Die Komplexität ist mittel bis hoch, allerdings ist die Umsetzung nicht dringlich, da zum einen der Regelenergiemarkt bisher noch ausreichend liquide ist, zum anderen schon heute flexible Akteure aus dem Verteilnetz an diesem Markt agieren. Die Wichtigkeit kann langfristig deutlich steigen.

8.3 Ausblick auf weitere Maßnahmen

Weitere Maßnahmen können mittel- bis langfristig von Interesse sein. Hierzu zählen z. B.

- Überlegungen zur Ausgestaltung der SIP nach lokaler Vorgabe, um die Effekte z. B. aus dem Vorteil einer bedingten Netznutzung zu verstärken,
- das verstärkte Einbringen des Elementes der Einmalzahlung (für Entnehmer mit besonderen Anforderungen an den Netzzugang oder auch für Einspeiser)
- oder sogar die Einführung einer G-Komponente⁶² für überspeiste Netze.

Diese zu diskutieren wäre allerdings nachrangig zu den oben beschriebenen Schritten der Roadmap.

Allgemein ist zu konstatieren, dass eine höhere Ausdifferenzierung der Regelungen in der Regel zwei Effekte nach sich zieht. Zum einen wächst die Passgenauigkeit, die Effektivität der Regelung. Zum anderen wächst aber meist über die höhere Komplexität auch der Transaktions- und Transformationsaufwand. Hieraus resultiert ein Zielkonflikt, der sorgsam abzuwägen ist, um eine möglichst hohe Effizienz zu gewährleisten.

Das Fernziel ist ein harmonisches Gesamtsystem aus Netzentgelten und SIP, das dem System dient, lokal wie überregional, auch durch die Beanreizung von Flexibilität, die Handlungsfreiheit des Einzelnen nur soweit nötig einschränkt und zugleich den stabilen Netzbetrieb sicherstellt.

8.4 Kurzfassung der Roadmap

Zusammengefasst enthält die Roadmap damit folgende Vorschläge:

- Schaffung eines **formalen Rahmens**, darin
 - Definition und Abgrenzung des "**flexiblen Netznutzers**"
 - Differenzierung von **unbedingter und bedingter Netznutzung** für **Entnahme**
 - Differenzierung von **unbedingter und bedingter Netznutzung** für **Einspeiser**
- Schaffung der **Wahlfreiheit für Netznutzer** zwischen bedingter und unbedingter Netznutzung
- Etablierung einer Netzzustandsüberwachung
- **Etablierung eines steuernden Zugriffsrechts** des Netzbetreibers auf flexible Netznutzer

⁶² G-Komponente: Generation-Komponente, Einspeiser zahlt Netzentgelte

- **Aktivierung brachliegender Flexibilität** durch Abbau der prohibitiven Wirkung starrer Leistungspreise, umsetzbar durch
 - Dynamisierung der Netzentgelte für Entnahme
 - Ungesicherte „(n-0)-sichere“ Netznutzung
 - Lastflussangebot (Last- und Erzeugungsseitig)
 - Lastflusszusage (Last- und Erzeugungsseitig)
- **Abmilderung der Verzerrung** durch SIP im Rahmen einer Reform der Umlagensystematik
- Erleichterung der **Erbringung von Regelernergie** aus dem Verteilnetz

Die aufgeführten Ansätze und unterstützenden konkreten Maßnahmen können die Aktivierung bestehender und neuer Flexibilitäten fördern bzw. sind notwendige Voraussetzungen hierfür.

8.5 Weiterer Untersuchungsbedarf

Wie im Text an mehreren Stellen angemerkt, werfen die untersuchten Fragen teilweise weitere Fragen auf. Einige dieser als Untersuchungsbedarf klassifizierten Fragen sind:

- Die **Umlagensystematik**, denn sie wurde hier ausschließlich unter dem Aspekt der Nutzungskonkurrenz betrachtet. Tatsächlich stehen in diesem Themenfeld aber oft andere Aspekte im Vordergrund, wie Verteilungswirkung sowie Finanzierungseffekte etwa für die Erneuerbaren Energien oder den Offshore-Netzausbau. So ist also die Extrapolierbarkeit der Ergebnisse hinsichtlich anderer Anwendungsfälle auch bzgl. der Umlagensystematik zwar gegeben, aber wesentliche Aspekte der Umlagensystematik selbst werden nicht in dieser Studie behandelt.
- Bedingte Netznutzung erfordert eine **Netzzustandsüberwachung** mit unterlagerter Sensorik. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf, um zu erforschen wie die Kostensenkung der Sensorik generell ablaufen könnte sowie ob und – wenn ja - in welchen Fällen und in welchem Umfang der Einsatz IKT-basierte Zustandsüberwachung ergänzend / ersetzend zu konventioneller Technik denkbar wäre. Weithin stellt sich die Frage wie dabei Synergien mit weiterer Entwicklung der Digitalisierung in der Energieversorgung (Smart-Meter-Rollout, Poolungskonzepte etc.) erschlossen werden können.
- Ein weiteres Feld sind Pilotprojekte und eine breit angelegte Branchendiskussion zu **Marktschnittstellen** und zur genaueren Definition der **Rollen und Abläufe** im Falle beschränkten Netzzugangs und knapper Kapazitäten. Hierzu zählen die genauere Produktdefinition mit Schnittstellen und Zugriffsrechten sowie die Frage der Transparenz der Netzsituation gegenüber Netznutzern.
- Mehrfach adressiert wurde das Thema des **Regelenergieeinsatz in unterlagerten Netzen**. Auch wenn die bedingte Netznutzung derzeit im Konflikt mit Präqualifikationsbedingungen steht, fehlen noch Erfahrungswerte für Pooleffekte (Teilnehmer aus sehr unterschiedlichen Netzen), die es zu gewinnen gälte. Ggf. wäre das Regelwerk für Präqualifikationsbedingungen anzupassen.
- Außerdem ist die Idee der kurzzeitigen **Betriebsmittelüberlastung** durch – oszillierende – Regelernergie (Primär- und Sekundärregelenergie) noch tiefer zu erforschen.
- Ebenfalls nicht behandelt wurde die Idee einer **Anpassung der Netzentgelthöhenregulierung** hinsichtlich der Anreize für Netzbetreiber, anstelle von Netzausbau (Capex) lieber Opex-intensive Maßnahmen wie Lastflusszusagen und Lastflussangebote anzuwenden.

Es besteht also ein weiterer erheblicher Forschungsbedarf auf dem Wege der Anpassung und Umgestaltung des Energieversorgungssystems.

9 Anhang

9.1 Eingangsdaten und Annahmen für die Kostenbewertung

Die nachfolgend aufgeführten Annahmen und Eingangsdaten für die Kostenbewertung der Netzausbauoptionen basieren auf dem Planungsleitfaden der Bergischen Universität Wuppertal und wurden im Rahmen der Studie mit der Projektsteuergruppe abgestimmt.

Inflation

Als Annahme für die allgemeine Inflation wird der Durchschnitt der Jahre 1992 bis 2013 angesetzt⁶³. Dieser beträgt gerundet 2,0 %. Alle nachfolgenden Angaben sind um die allgemeine Inflation bereinigt.

Preisentwicklung

Bei den meisten konventionellen Betriebsmitteln wird angenommen, dass deren spezifische Preissteigerung aufgrund des durch die Regulierung verursachten Kostendrucks, den die VNB teilweise an die Hersteller weitergeben, geringer ausfällt als die allgemeine Inflation. Daher ergeben sich inflationsbereinigt (d. h. allgemeine Inflation herausgerechnet) teilweise sogar sinkende Preise. Bei innovativen Betriebsmitteln wird mehrheitlich von sinkenden Preisen aufgrund der Steigerung der Stückzahl und aufgrund von Technologiesprüngen ausgegangen. Inflationsbereinigt fällt diese dann umso deutlicher aus. Beim rONT wurde ein umfangreiches technisch-ökonomisches Modell entwickelt. Insbesondere bei den Komponenten des DNA-Systems sind Technologiesprünge zu erwarten, die beispielsweise die kommunikationstechnische Anbindung von NS-DEA an ein DNA-System stark vergünstigt, indem zukünftige Wechselrichter von PVA entsprechende Funktionalitäten ab Werk bereitstellen.

Zinssatz

In Anlehnung an § 7 Absatz 1 der StromNEV wird eine wirksame Eigenkapitalquote von 40 % angesetzt. Dieser Teil wird gemäß dem Beschluss der Bundesnetzagentur vom 05.10.2016 mit 5,64 % für Neuanlagen verzinst (nach Abzug von Körperschaft- und Gewerbesteuer). Für das Fremdkapital wird auf Basis des von der Bundesnetzagentur verwendeten Wertes für die Umlaufrendite von 2,49 % ein Zinssatz von 3,5 % angesetzt. Daraus ergibt sich insgesamt rechnerisch ein Zinssatz von 4,4 % der für alle Betrachtungen verwendet wird.

⁶³ Statista. (2014). Inflationsrate in Deutschland von 1992 bis 2013 (Veränderung des Verbraucherpreisindex gegenüber Vorjahr). Abgerufen am 08. 05 2014 von <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1046/umfrage/inflationsrate-veraenderung-des-verbraucherpreisindex-zum-vorjahr/>

Preise von Betriebsmitteln und Systemen

Größe	Einheit	Wert 2018	Wert 2023	Wert 2028
NS-Kabel				
Nutzungsdauer	Jahre	45		
Grundbetrag (Inbetriebnahme und Muffung)	EUR/Stück	640	624	609
Verlegung (Mischwert: 30 % unbefestigter Untergrund)	EUR/m	64	62	61
Kabel: NAYY 240 mm ²	EUR/m	20	19	19
ONT				
Nutzungsdauer	Jahre	40		
Sockelpreis	EUR/Stück	3.940	3.843	3.748
Leistungspreis	EUR/kW	14	14	14
rONT				
Nutzungsdauer	Jahre	30		
250 kVA	EUR/Stück	14.280	12.321	11.338
400 kVA	EUR/Stück	17.069	15.017	14.055
630 kVA	EUR/Stück	21.242	19.105	18.141
800 kVA	EUR/Stück	24.184	22.073	21.148
Dezentrales Netzautomatisierungssystem für Niederspannungsnetze				
Nutzungsdauer	Jahre	20		
Grundbetrag	EUR/Stück	9.527	7.272	6.223
Messeinrichtung ⁶⁴ (Mischwert)	EUR/Stück	4.945	3.270	2.210
Aktor-Einheit ⁶⁴ (Mischwert)	EUR/Stück	6.813	3.632	2.006
Entschädigungszahlungen-NS⁶⁵				
Vergütung Energie PVA	EUR/kWh	0,255	0,201	0,147

Größe	Einheit	Wert 2018	Wert 2023	Wert 2028
MS-Kabel				
Nutzungsdauer	Jahre	45		
Grundbetrag	EUR/Stück	3.940	3.843	3.748
Verlegung (Mischwert: 70 % unbefestigter Untergrund)	EUR/km	57.134	55.720	54.341
Kabel: VPE 300 mm ²	EUR/km	34.478	33.624	32.792
MS-LS-Schaltfeld (inkl. Sekundärtechnik für neue Halbringe)				
Nutzungsdauer	Jahre	35		
20 kV-Schaltfeld	EUR/Stück	73.881	72.052	70.269
MS-Trennschalter				
Nutzungsdauer	Jahre	40		
Trennschalter	EUR/kW	3.940	3.843	3.748

⁶⁴ Wechselrichter besitzen zunehmend bereits eine Mess-, Aktor- und Kommunikationsfunktionalitäten. Daher muss ein immer geringerer Teil mit Separaten ausgerüstet werden. Der Mischwert sinkt daher.

⁶⁵ Mischwert für strategische Planungen: In den ersten Stützjahren sind viele PVA noch nach dem EEG gefördert. Der Errichtungszeitpunkt und Anlagenleistung bestimmt maßgeblich die individuelle Vergütung.

Dezentrales Netzautomatisierungssystem für Mittelspannungsnetze				
Nutzungsdauer	Jahre	20		
Grundbetrag	EUR/Stück	26.045	17.370	12.895
Messeinrichtung (MS-Ebene)	EUR/Stück	8.076	6.236	5.397
Messeinrichtung (ONS)	EUR/Stück	4.946	3.556	2.940
Einbindung von DEA ⁶⁶	EUR/Stück	968	598	383
Entschädigungszahlungen-MS-Ebene⁶⁷				
Vergütung Energie WEA	EUR/kWh	0,077	0,076	0,075
Vergütung Energie PVA	EUR/kWh	0,224	0,167	0,109
Vergütung Energie BMA	EUR/kWh	0,084	0,086	0,088
Energiespeicher (Li-Ionen)				
Nutzungsdauer	Jahre	16		
Grundbetrag	EUR/Stück	46.000	46.000	46.000
Leistungspreis	EUR/kW	50	50	50
Speicherkapazität (zusätzlich zum Leistungspreis)	EUR/kWh	629	523	435

Größe	Einheit	Wert 2018	Wert 2023	Wert 2028
HS-Hochtemperaturleiterseil				
Nutzungsdauer	Jahre	40		
Hochtemperaturleiterseil (nur Austausch der Seile durch Typ: 264-TAL1/34-A20SA)	EUR/km	246.269	240.173	234.229
110 kV/20 kV-Transformator				
Nutzungsdauer	Jahre	40		
Transformator (40 MVA) inkl. Transport und Installation	EUR/UW	660.000	643.664	627.733
IKT und Schutzanpassungen für Leistungsreduktion im Fehlerfall (LiF)				
Nutzungsdauer	Jahre	10		
Investition Kommunikation	EUR/Stück	985.075	960.693	936.915
Entschädigungszahlungen HS-Ebene⁶⁸				
Vergütung Energie WEA	EUR/kWh	0,077	0,076	0,075
Vergütung Energie PVA	EUR/kWh	0,224	0,167	0,109
Vergütung Energie BMA	EUR/kWh	0,084	0,086	0,088

⁶⁶ MS-DEA verfügen bereits über Mess- und Steuer-Funktionalität sowie eine Kommunikationsmöglichkeit. Sie müssen daher i.d.R. lediglich in das System eingebunden werden.

⁶⁷ Mischwert für strategische Planungen: In den ersten Stützjahren sind viele DEA noch nach dem EEG gefördert. Der Errichtungszeitpunkt der DEA bestimmt maßgeblich die individuelle Vergütung.

⁶⁸ Mischwert für strategische Planungen: In den ersten Stützjahren sind viele DEA noch nach dem EEG gefördert. Der Errichtungszeitpunkt der DEA bestimmt maßgeblich die individuelle Vergütung.

9.2 Detaillierte Ergebnisse aus Case I

Im Folgenden findet sich die tabellarische Aufführung der Ergebnisse des Ladeverhaltens des Elektrofahrzeuges im blauen Abgang in Case I.

2020	Anzahl Ladevorgänge				Ø Ladeleistung [kW]			
	Quadrant A	Quadrant B	Quadrant C	Quadrant D	Quadrant A	Quadrant B	Quadrant C	Quadrant D
0:00-1:00	36	34	33	33	8,58	8,41	10,42	10,42
1:00-2:00	7	7	48	48	9,58	9,49	8,24	8,24
2:00-3:00	9	9	290	290	8,02	8,72	9,32	9,33
3:00-4:00	5	6	289	289	5,50	4,33	9,17	9,17
4:00-5:00	0	0	47	47	0,00	0,00	9,29	9,29
5:00-6:00	5	5	54	54	8,53	8,53	7,61	7,61
6:00-7:00	1	1	125	125	2,75	2,75	9,11	9,11
7:00-8:00	1	1	18	18	2,75	2,75	4,64	4,64
8:00-9:00	2	1	4	4	3,95	2,75	3,89	3,89
9:00-10:00	3	3	2	2	8,25	8,25	3,56	3,56
10:00-11:00	1	1	3	3	2,75	2,75	3,83	3,83
11:00-12:00	10	10	0	0	8,93	8,93	0,00	0,00
12:00-13:00	10	8	5	5	6,88	7,39	4,35	4,35
13:00-14:00	10	10	19	19	7,60	7,60	9,62	9,62
14:00-15:00	12	12	23	23	10,67	10,07	6,58	6,58
15:00-16:00	40	38	9	9	9,65	10,19	8,89	8,89
16:00-17:00	117	116	10	10	10,35	10,39	9,28	9,28
17:00-18:00	301	291	9	9	10,07	10,26	8,63	8,63
18:00-19:00	240	249	0	0	9,80	9,80	0,00	0,00
19:00-20:00	46	46	0	0	9,58	9,79	0,00	0,00
20:00-21:00	18	18	0	0	9,96	10,00	0,00	0,00
21:00-22:00	20	20	2	2	9,84	9,43	5,34	5,34
22:00-23:00	10	11	0	0	10,96	10,52	0,00	0,00
23:00-0:00	8	9	4	4	10,62	10,62	6,81	6,81

2025	Anzahl Ladevorgänge				Ø Ladeleistung [kW]			
	Quadrant A	Quadrant B	Quadrant C	Quadrant D	Quadrant A	Quadrant B	Quadrant C	Quadrant D
0:00-1:00	34	34	31	31	8,69	8,41	9,97	9,97
1:00-2:00	7	7	55	55	9,58	9,49	9,23	9,12
2:00-3:00	10	9	262	262	8,33	8,72	9,19	9,19
3:00-4:00	6	6	298	298	4,30	4,33	9,13	9,13
4:00-5:00	0	0	46	46	0,00	0,00	8,95	8,95
5:00-6:00	5	5	58	58	9,34	8,53	8,26	8,26
6:00-7:00	1	1	110	110	2,75	2,75	8,95	8,95
7:00-8:00	1	1	19	19	2,75	2,75	4,21	4,21
8:00-9:00	2	1	2	2	5,20	2,75	4,80	4,80
9:00-10:00	3	3	2	2	8,25	8,25	5,50	5,50
10:00-11:00	1	1	1	1	2,75	2,75	0,81	0,81
11:00-12:00	10	10	2	2	8,93	8,93	4,80	4,80
12:00-13:00	10	8	7	7	6,54	7,39	4,86	4,86
13:00-14:00	10	10	21	21	7,60	7,60	10,16	10,16
14:00-15:00	12	12	20	20	10,67	10,07	5,50	5,50
15:00-16:00	41	38	9	9	9,95	10,19	8,89	8,89
16:00-17:00	115	116	11	11	10,48	10,39	9,60	9,60
17:00-18:00	298	291	11	11	10,18	10,26	8,83	8,83
18:00-19:00	248	249	2	2	9,46	9,80	5,08	5,08
19:00-20:00	49	46	0	0	9,44	9,79	0,00	0,00
20:00-21:00	19	18	2	2	8,94	10,00	4,56	4,56
21:00-22:00	20	20	4	4	9,66	9,43	10,24	10,24
22:00-23:00	11	11	1	1	10,81	10,52	0,36	0,36
23:00-0:00	8	9	22	22	10,69	10,62	10,57	10,80

2030	Anzahl Ladevorgänge				Ø Ladeleistung [kW]			
	Quadrant A	Quadrant B	Quadrant C	Quadrant D	Quadrant A	Quadrant B	Quadrant C	Quadrant D
0:00-1:00	42	34	31	27	7,78	8,41	8,56	8,96
1:00-2:00	9	7	35	35	8,92	9,49	8,76	8,55
2:00-3:00	10	9	258	253	9,22	8,72	9,24	9,30
3:00-4:00	6	6	286	285	4,33	4,33	9,18	9,25
4:00-5:00	0	0	52	52	0,00	0,00	9,05	9,01
5:00-6:00	5	5	59	58	9,34	8,53	8,50	8,43
6:00-7:00	1	1	98	99	2,50	2,75	8,88	9,01
7:00-8:00	1	1	18	17	2,50	2,75	3,93	3,96
8:00-9:00	2	1	2	2	4,45	2,75	4,80	4,80
9:00-10:00	5	3	4	4	10,38	8,25	8,36	8,36
10:00-11:00	1	1	1	1	2,25	2,75	0,81	0,81
11:00-12:00	10	10	0	0	9,69	8,93	0,00	0,00
12:00-13:00	13	8	7	6	6,17	7,39	4,03	4,08
13:00-14:00	10	10	18	16	7,58	7,60	9,00	10,28
14:00-15:00	16	12	24	23	9,48	10,07	5,01	5,21
15:00-16:00	48	38	11	10	9,15	10,19	7,81	8,33
16:00-17:00	131	116	10	10	9,65	10,39	9,43	10,08
17:00-18:00	347	291	15	13	8,31	10,26	7,61	9,26
18:00-19:00	351	249	7	5	6,28	9,80	5,79	10,37
19:00-20:00	84	46	14	12	7,02	9,79	7,01	8,56
20:00-21:00	26	18	19	15	6,90	10,00	7,59	10,41
21:00-22:00	23	20	29	22	7,00	9,43	7,46	9,50
22:00-23:00	16	11	24	18	7,79	10,52	7,79	9,88
23:00-0:00	9	9	17	12	8,81	10,62	8,01	10,44

9.3 Detaillierte Ergebnisse aus Case II

An dieser Stelle finden sich die in Abschnitt 6.3.2 dargestellten Informationen in tabellarischer Form.

Quadrant A	2020	2025	2030
PV Erzeugung [kWh]	94.982	94.982	94.982
davon direkt verwendet [kWh]	24.448	24.448	24.448
davon verkauft [kWh]	49.182	49.182	49.182
davon eingespeichert [kWh]	21.351	21.351	21.351
davon abgeregelt [kWh]	0	0	0
Nachbarschaftslast [kWh]	72.112	72.112	72.112
davon direkter PV-Strom [kWh]	24.448	24.448	24.448
davon Deckung Speicher [kWh]	20.297	20.297	20.297
davon Deckung Netz direkt [kWh]	27.367	27.367	27.367
Netzbezug [kWh]	27.367	27.367	27.367
davon direkte Lastdeckung [kWh]	27.367	27.367	27.367
davon Speicher [kWh]	0	0	0
Netzeinspeisung SN [kWh]	49.182	49.182	49.182
davon direkter PV-Strom [kWh]	49.182	49.182	49.182
davon Speicher [kWh]			
Quadrant B	2020	2025	2030
PV Erzeugung [kWh]	94.982	94.982	94.982
davon direkt verwendet [kWh]	24.448	24.448	24.448
davon verkauft [kWh]	49.182	49.182	49.182
davon eingespeichert [kWh]	21.351	21.351	21.351
davon abgeregelt [kWh]	0	0	0
Nachbarschaftslast [kWh]	72.112	72.112	72.112
davon direkter PV-Strom [kWh]	24.448	24.448	24.448
davon Deckung Speicher [kWh]	20.297	20.297	20.297
davon Deckung Netz direkt [kWh]	27.367	27.367	27.367
Netzbezug [kWh]	27.367	27.367	27.367
davon direkte Lastdeckung [kWh]	27.367	27.367	27.367
davon Speicher [kWh]	0	0	0
Netzeinspeisung SN [kWh]	49.182	49.182	49.182
davon direkter PV-Strom [kWh]	49.182	49.182	49.182
davon Speicher [kWh]			

Quadrant C	2020	2025	2030
PV Erzeugung [kWh]	94.982	94.982	94.982
davon direkt verwendet [kWh]	20.931	20.787	19.971
davon verkauft [kWh]	62.383	61.811	60.532
davon eingespeichert [kWh]	10.978	10.838	10.507
davon abgeregelt [kWh]	690	1.546	3.971

Nachbarschaftslast [kWh]	72.112	72.112	72.112
davon direkter PV-Strom [kWh]	20.931	20.787	19.971
davon Deckung Speicher [kWh]	7.100	6.964	6.852
davon Deckung Netz direkt [kWh]	44.081	44.362	45.289

Netzbezug [kWh]	101.388	100.436	100.759
davon direkte Lastdeckung [kWh]	44.081	44.362	45.289
davon Speicher [kWh]	57.307	56.075	55.469

Netzeinspeisung SN [kWh]	120.196	118.456	116.399
davon direkter PV-Strom [kWh]	62.383	61.811	60.532
davon Speicher [kWh]	57.814	56.645	55.867

Quadrant D	2020	2025	2030
PV Erzeugung [kWh]	94.982	94.982	94.982
davon direkt verwendet [kWh]	21.131	21.039	20.251
davon verkauft [kWh]	62.605	63.130	64.139
davon eingespeichert [kWh]	11.246	10.813	10.592
davon abgeregelt [kWh]	0	0	0

Nachbarschaftslast [kWh]	72.112	72.112	72.112
davon direkter PV-Strom [kWh]	21.131	21.039	20.251
davon Deckung Speicher [kWh]	6.785	6.592	6.462
davon Deckung Netz direkt [kWh]	44.196	44.482	45.399

Netzbezug [kWh]	102.059	101.134	101.553
davon direkte Lastdeckung [kWh]	44.196	44.482	45.399
davon Speicher [kWh]	57.863	56.653	56.154

Netzeinspeisung SN [kWh]	121.516	120.673	121.126
davon direkter PV-Strom [kWh]	62.605	63.130	64.139
davon Speicher [kWh]	58.911	57.543	56.988

Quadrant A	2020	2025	2030
Wert des Netzbezugs	626 €	1.115 €	1.683 €
davon direkte Lastdeckung	626 €	1.115 €	1.683 €
davon Speicher	0 €	0 €	0 €

Wert der Einspeisung	1.147 €	1.897 €	2.871 €
davon direkter PV-Strom	1.147 €	1.897 €	2.871 €
davon Speicher			

Selbstversorgungsanteil	62,0%	62,0%	62,0%
-------------------------	-------	-------	-------

Quadrant B	2020	2025	2030
Wert des Netzbezugs	626 €	1.121 €	1.684 €
davon direkte Lastdeckung	626 €	1.121 €	1.684 €
davon Speicher	0 €	0 €	0 €
Wert der Einspeisung	1.147 €	1.891 €	2.865 €
davon direkter PV-Strom	1.147 €	1.891 €	2.865 €
davon Speicher			
Selbstversorgungsanteil	62,0%	62,0%	62,0%
Quadrant C	2020	2025	2030
Wert des Netzbezugs	2.016 €	3.520 €	5.408 €
davon direkte Lastdeckung	987 €	1.741 €	2.675 €
davon Speicher	1.029 €	1.779 €	2.733 €
Wert der Einspeisung	3.204 €	5.286 €	8.217 €
davon direkter PV-Strom	1.709 €	2.804 €	4.433 €
davon Speicher	1.495 €	2.481 €	3.784 €
Selbstversorgungsanteil	38,9%	38,5%	37,2%
Quadrant D	2020	2025	2030
Wert des Netzbezugs	2.028 €	3.543 €	5.443 €
davon direkte Lastdeckung	1.031 €	1.783 €	2.739 €
davon Speicher	997 €	1.760 €	2.704 €
Wert der Einspeisung	3.218 €	5.311 €	8.256 €
davon direkter PV-Strom	1.485 €	2.473 €	3.767 €
davon Speicher	1.733 €	2.838 €	4.489 €
Selbstversorgungsanteil	38,7%	38,3%	37,0%

9.4 Detaillierte Ergebnisse aus Case III

Im Folgenden die detaillierte Darstellung der Fahrweise aller Häuser im Case III, die Farbe des Hauses in der Überschrift gibt hierbei die Zugehörigkeit zum jeweiligen Abgang an.

9.4.1 Entwicklung im Jahr 2020

2020 Quadrant A	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	6906	3698	5158	4031	3911	4024	5263	5383	5637
Verkauf direkt [kWh]	17625	1061	3679	1032	1153	1039	9024	7214	6964
Summe Last [kWh]	11666	8068	10329	9758	3363	4414	8487	9301	9877
davon Wärmepumpe [kWh]	4925	3494	4057	3351	3363	4414	3705	4017	3910
Verkauf Speicher [kWh]	0	0	0	0	0	0	1	1	0
Netzbezug Haus [kWh]	4871	4450	5271	5810	5270	6183	3330	4018	4346

2020 Quadrant B	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	6906	3698	5147	4031	3911	4024	5230	5373	5627
Verkauf direkt [kWh]	17625	1062	3714	1032	1153	1039	9251	7285	7030
Summe Last [kWh]	11666	8068	10320	9758	9098	10129	8456	9292	9868
davon Wärmepumpe [kWh]	4925	3494	4047	3351	3363	4414	3675	4008	3901
Verkauf Speicher [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Netzbezug Haus [kWh]	4871	4450	5271	5810	5269	6183	3330	4018	4346
2020 Quadrant C	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	5722	2533	4029	2788	2696	2849	4554	4494	4598
Verkauf direkt [kWh]	18809	2227	4832	2275	2367	2214	9902	8164	8060
Summe Last [kWh]	11666	8346	10601	10037	3363	4414	8888	9598	10174
davon Wärmepumpe [kWh]	5135	3773	4329	3630	3642	4676	4107	4314	4207
Verkauf Speicher [kWh]	2176	2666	2375	2368	2457	2319	2713	2602	2434
Netzbezug Haus [kWh]	8536	8684	9156	9823	9344	10068	7256	7916	8219
2020 Quadrant D	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	5945	2570	4017	2827	2764	2918	4351	4474	4594
Verkauf direkt [kWh]	18587	2190	4844	2236	2300	2145	10130	8184	8064
Summe Last [kWh]	11876	8346	10569	10037	9377	10392	8705	9535	10112
davon Wärmepumpe [kWh]	5135	3773	4297	3630	3642	4676	3924	4251	4145
Verkauf Speicher [kWh]	2399	2399	2399	2399	2399	2399	2399	2399	2399
Netzbezug Haus [kWh]	8537	8537	8537	8537	8537	8537	8537	8537	8537

9.4.2 Entwicklung im Jahr 2025

2025 Quadrant A	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	6994	3719	5199	4054	3935	4048	5320	5445	5700
Verkauf direkt [kWh]	17537	1040	3662	1009	1129	1016	9029	7194	6938
Summe Last [kWh]	11714	8079	10348	9770	3376	4427	8515	9332	9910
davon Wärmepumpe [kWh]	4973	3506	4075	3363	3376	4427	3734	4048	3942
Verkauf Speicher [kWh]	0	0	0	0	0	0	1	2	1
Netzbezug Haus [kWh]	4831	4441	5248	5800	5259	6172	3302	3989	4316
2025 Quadrant A	Haus 10	Haus 11	Haus 12	Haus 13	Haus 14	Haus 15	Haus 16	Haus 17	Haus 18
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	8861	5063	12658	12658	12658	12658	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	4090	5398	4008	5229	5831	6108	5460	4057	5746
Verkauf direkt [kWh]	973	3463	1055	7195	6644	6383	7198	1006	6890
Summe Last [kWh]	10605	11214	9688	8614	10654	11717	3829	3913	10375
davon Wärmepumpe [kWh]	4979	4157	3795	3532	4303	5240	3829	3913	4263
Verkauf Speicher [kWh]	0	0	0	3	0	1	0	0	1
Netzbezug Haus [kWh]	6590	5912	5759	3493	4926	5713	4220	6317	4735

2025 Quadrant B	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	6994	3719	5199	4054	3935	4048	5290	5438	5693
Verkauf direkt [kWh]	17537	1040	3662	1010	1129	1016	9191	7220	6965
Summe Last [kWh]	11666	8079	10348	9770	9111	10142	8489	9327	9904
davon Wärmepumpe [kWh]	4973	3506	4075	3363	3376	4427	3708	4043	3937
Verkauf Speicher [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Netzbezug Haus [kWh]	4831	4441	5248	5800	5259	6172	3303	3989	4316
2025 Quadrant B	Haus 10	Haus 11	Haus 12	Haus 13	Haus 14	Haus 15	Haus 16	Haus 17	Haus 18
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	8861	5063	12658	12658	12658	12658	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	4090	5398	4008	5170	5769	6044	5460	4057	5739
Verkauf direkt [kWh]	973	3463	1055	7488	6889	6614	7198	1006	6919
Summe Last [kWh]	10605	11214	9688	8562	10596	11657	9578	10295	10370
davon Wärmepumpe [kWh]	4979	4157	3795	3480	4246	5180	3829	3913	4258
Verkauf Speicher [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Netzbezug Haus [kWh]	6590	5912	5759	3495	4929	5715	4220	6317	4735
2025 Quadrant C	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	5704	2530	3927	2782	2700	2839	4532	4447	4553
Verkauf direkt [kWh]	18827	2230	4934	2282	2364	2224	9945	8210	8105
Summe Last [kWh]	12095	8587	10800	10291	3376	4427	9091	9788	10371
davon Wärmepumpe [kWh]	5354	4014	4528	3884	3895	4888	4310	4504	4404
Verkauf Speicher [kWh]	2110	2617	2257	2317	2383	2251	2664	2533	2386
Netzbezug Haus [kWh]	8703	8877	9333	10027	9517	10217	7432	8078	8409
2025 Quadrant C	Haus 10	Haus 11	Haus 12	Haus 13	Haus 14	Haus 15	Haus 16	Haus 17	Haus 18
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	8861	5063	12658	12658	12658	12658	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	2920	4082	2821	4514	4949	5127	4335	2821	4763
Verkauf direkt [kWh]	2144	4779	2242	8136	7705	7528	8323	2243	7895
Summe Last [kWh]	10605	11214	10192	9292	11251	12258	3829	3913	11280
davon Wärmepumpe [kWh]	5429	4607	4299	4209	4900	5781	4277	4412	5168
Verkauf Speicher [kWh]	2197	2167	2346	2602	2316	2144	2403	2270	2197
Netzbezug Haus [kWh]	10534	9950	9919	7589	8826	9484	8296	10445	9225
2025 Quadrant D	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	5967	2580	4019	2846	2758	2917	4362	4489	4597
Verkauf direkt [kWh]	18564	2180	4842	2217	2305	2147	10119	8169	8061
Summe Last [kWh]	12092	8594	10806	10284	9627	10621	8950	9773	10355
davon Wärmepumpe [kWh]	5351	4021	4534	3877	3891	4906	4169	4489	4387
Verkauf Speicher [kWh]	2373	2674	2379	2388	2442	2327	2683	2618	2478
Netzbezug Haus [kWh]	8699	8890	9368	10027	9512	10234	7474	8103	8437

2025 Quadrant D	Haus 10	Haus 11	Haus 12	Haus 13	Haus 14	Haus 15	Haus 16	Haus 17	Haus 18
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	8861	5063	12658	12658	12658	12658	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	3005	4200	2881	4201	4734	4921	4494	2899	4629
Verkauf direkt [kWh]	2059	4661	2182	8457	7924	7737	8164	2164	8029
Summe Last [kWh]	11062	11655	10187	9031	11024	12038	10035	10794	10803
davon Wärmepumpe [kWh]	5436	4598	4294	3948	4673	5560	4286	4412	4691
Verkauf Speicher [kWh]	2282	2283	2413	2632	2410	2242	2556	2348	2338
Netzbezug Haus [kWh]	10541	9941	9921	7664	8902	9561	8300	10444	8715

9.4.3 Entwicklung im Jahr 2030

2030 Quadrant A	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	7105	3746	5266	4084	3967	4079	5456	5537	5789
Verkauf direkt [kWh]	17426	1014	3595	980	1097	984	8736	7073	6829
Summe Last [kWh]	11784	8096	10390	9789	3397	4447	8619	9392	9969
davon Wärmepumpe [kWh]	5043	3523	4118	3382	3397	4447	3837	4108	4002
Verkauf Speicher [kWh]	4	3	3	3	3	3	6	7	4
Netzbezug Haus [kWh]	4794	4434	5227	5792	5250	6164	3276	3963	4290

2030 Quadrant A	Haus 10	Haus 11	Haus 12	Haus 13	Haus 14	Haus 15	Haus 16	Haus 17	Haus 18
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	8861	5063	12658	12658	12658	12658	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	4121	5461	4040	5359	5970	6247	5540	4086	5838
Verkauf direkt [kWh]	943	3400	1023	6941	6418	6164	7118	977	6781
Summe Last [kWh]	10624	11254	9708	8710	10756	11819	3880	3931	10436
davon Wärmepumpe [kWh]	4999	4197	3815	3627	4406	5341	3880	3931	4323
Verkauf Speicher [kWh]	3	3	3	10	5	4	5	3	7
Netzbezug Haus [kWh]	6582	5893	5750	3466	4894	5680	4196	6310	4709

2030 Quadrant A	Haus 19	Haus 20	Haus 21	Haus 22	Haus 23	Haus 24	Haus 25	Haus 26	Haus 27
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	12658	12658	5063	12658	8861	12911	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	3720	5642	5912	3989	5819	5092	5675	4100	5571
Verkauf direkt [kWh]	1344	6707	6464	1074	6839	3769	7172	963	7043
Summe Last [kWh]	7539	9013	10630	9433	4606	9608	10004	10030	9489
davon Wärmepumpe [kWh]	3320	3658	4783	4007	4606	3409	5488	3833	4319
Verkauf Speicher [kWh]	3	5	5	3	4	3	5	3	6
Netzbezug Haus [kWh]	3900	3483	4828	5526	4637	4620	4435	6011	4024

2030 Quadrant B	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	7107	3746	5266	4084	3967	4079	5366	5521	5776
Verkauf direkt [kWh]	17424	1014	3595	980	1097	984	9115	7137	6882
Summe Last [kWh]	11666	8096	10390	9789	9132	10162	8538	9378	9957
davon Wärmepumpe [kWh]	5043	3523	4118	3382	3397	4447	3756	4094	3989
Verkauf Speicher [kWh]	6	3	3	3	3	3	4	6	4
Netzbezug Haus [kWh]	4795	4434	5227	5792	5250	6164	3280	3963	4290

2030 Quadrant B	Haus 10	Haus 11	Haus 12	Haus 13	Haus 14	Haus 15	Haus 16	Haus 17	Haus 18
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	8861	5063	12658	12658	12658	12658	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	4120	5461	4040	5246	5855	6134	5540	4086	5819
Verkauf direkt [kWh]	943	3400	1023	7412	6803	6524	7118	977	6838
Summe Last [kWh]	10624	11254	9708	8611	10651	11713	9629	10313	10421
davon Wärmepumpe [kWh]	4999	4197	3815	3528	4300	5236	3880	3931	4309
Verkauf Speicher [kWh]	3	3	3	5	4	4	5	3	4
Netzbezug Haus [kWh]	6582	5893	5750	3472	4901	5687	4196	6310	4710
2030 Quadrant B	Haus 19	Haus 20	Haus 21	Haus 22	Haus 23	Haus 24	Haus 25	Haus 26	Haus 27
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	12658	12658	5063	12658	8861	12911	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	3720	5531	5796	3990	5819	5092	5652	4101	5557
Verkauf direkt [kWh]	1344	7127	6862	1074	6838	3769	7259	963	7101
Summe Last [kWh]	7539	8911	10525	9433	10351	9608	9985	10030	9476
davon Wärmepumpe [kWh]	3320	3556	4678	4007	4606	3409	5468	3833	4307
Verkauf Speicher [kWh]	3	4	4	3	4	3	4	3	5
Netzbezug Haus [kWh]	3900	3489	4835	5526	4637	4620	4435	6011	4023
2030 Quadrant C	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	5781	2553	3927	2799	2719	2850	4825	4534	4628
Verkauf direkt [kWh]	18750	2206	4934	2264	2344	2213	9644	8123	8030
Summe Last [kWh]	12503	9013	11196	10715	3397	4447	9745	10261	10798
davon Wärmepumpe [kWh]	5762	4440	4923	4308	4340	5329	4964	4977	4831
Verkauf Speicher [kWh]	2084	2586	2171	2279	2382	2236	2583	2450	2312
Netzbezug Haus [kWh]	9003	9243	9637	10393	9936	10628	7733	8392	8688
2030 Quadrant C	Haus 10	Haus 11	Haus 12	Haus 13	Haus 14	Haus 15	Haus 16	Haus 17	Haus 18
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	8861	5063	12658	12658	12658	12658	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	2945	4137	2855	4788	5190	5355	4373	2844	4672
Verkauf direkt [kWh]	2119	4724	2209	7858	7459	7297	8285	2219	7985
Summe Last [kWh]	10624	11254	10594	9899	11815	12778	3880	3931	11280
davon Wärmepumpe [kWh]	5833	5023	4700	4816	5465	6300	4716	4845	5168
Verkauf Speicher [kWh]	2190	2152	2326	2518	2273	2103	2363	2244	2197
Netzbezug Haus [kWh]	10902	10293	10262	7854	9127	9754	8653	10823	9021
2030 Quadrant C	Haus 19	Haus 20	Haus 21	Haus 22	Haus 23	Haus 24	Haus 25	Haus 26	Haus 27
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	12658	12658	5063	12658	8861	12911	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	2641	4963	5130	2762	4603	3769	4695	2881	4578
Verkauf direkt [kWh]	2422	7684	7516	2302	8055	5092	8215	2182	8079
Summe Last [kWh]	8474	10161	11664	10306	4606	10491	10799	10935	10327
davon Wärmepumpe [kWh]	4255	4806	5817	4880	5396	4292	6282	4738	5157
Verkauf Speicher [kWh]	2679	2577	2344	2309	2295	2289	2343	2241	2399
Netzbezug Haus [kWh]	8709	8008	9104	10050	9030	9207	8657	10493	8363

2030 Quadrant D	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9
Summe Erzeugung PV [kWh]	24531	4760	8861	5063	5063	5063	14481	12658	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	6036	2592	4047	2861	2782	2918	4426	4526	4642
Verkauf direkt [kWh]	18495	2167	4814	2203	2281	2146	10055	8132	8015
Summe Last [kWh]	12493	9048	11220	10731	10096	11079	9409	10172	10761
davon Wärmepumpe [kWh]	5752	4474	4948	4324	4361	5364	4628	4888	4793
Verkauf Speicher [kWh]	2329	2639	2351	2358	2444	2302	2634	2560	2426
Netzbezug Haus [kWh]	8984	9293	9722	10426	9956	10661	7815	8405	8742
2030 Quadrant D	Haus 10	Haus 11	Haus 12	Haus 13	Haus 14	Haus 15	Haus 16	Haus 17	Haus 18
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	8861	5063	12658	12658	12658	12658	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	3027	4252	2915	4245	4770	4973	4500	2906	4677
Verkauf direkt [kWh]	2036	4609	2149	8413	7887	7685	8158	2157	7981
Summe Last [kWh]	11452	12104	10633	9429	11421	12459	10492	11237	11227
davon Wärmepumpe [kWh]	5827	5047	4739	4346	5070	5982	4743	4855	5115
Verkauf Speicher [kWh]	2271	2259	2399	2581	2394	2222	2481	2306	2319
Netzbezug Haus [kWh]	10894	10309	10315	7963	9242	9906	8671	10834	9068
2030 Quadrant D	Haus 19	Haus 20	Haus 21	Haus 22	Haus 23	Haus 24	Haus 25	Haus 26	Haus 27
Summe Erzeugung PV [kWh]	5063	12658	12658	5063	12658	8861	12911	5063	12658
Verfügbar im Haus [kWh]	2700	4465	4704	2832	4749	3876	4650	2951	4581
Verkauf direkt [kWh]	2363	8193	7954	2232	7909	4985	8261	2113	8077
Summe Last [kWh]	8526	9742	11305	10344	11159	10474	10690	10938	10271
davon Wärmepumpe [kWh]	4307	4387	5458	4919	5415	4275	6173	4742	5101
Verkauf Speicher [kWh]	2749	2629	2434	2393	2422	2406	2456	2310	2517
Netzbezug Haus [kWh]	8773	8103	9233	10103	9030	9202	8694	10496	8405

9.4.4 Darstellung des Spotmarktwertes der Strommengen bei Haus 8

Quadrant A	2020	2025	2030
Wert des Netzbezugs	95 €	163 €	251 €
Wert der Einspeisung	175 €	291 €	439 €
davon direkter PV-Strom	174 €	291 €	438 €
davon Speicher	0 €	0 €	2 €
Quadrant B	2020	2025	2030
Wert des Netzbezugs	94 €	163 €	249 €
Wert der Einspeisung	176 €	292 €	443 €
davon direkter PV-Strom	176 €	292 €	441 €
davon Speicher	0 €	0 €	2 €
Quadrant C	2020	2025	2030
Wert des Netzbezugs	154 €	269 €	408 €
Wert der Einspeisung	278 €	463 €	711 €
davon direkter PV-Strom	201 €	339 €	519 €
davon Speicher	76 €	124 €	192 €

Quadrant D	2020	2025	2030
Wert des Netzbezugs	154 €	271 €	412 €
Wert der Einspeisung	281 €	466 €	720 €
davon direkter PV-Strom	203 €	339 €	522 €
davon Speicher	78 €	127 €	198 €

9.5 Detaillierte Ergebnisse aus Case IV

Quadrant A	2020	2025	2030
Bezugskosten Strom [€]	807 €	3.096 €	9.287 €
Vermiedene Bezugskosten Gas [€]	233.685 €	352.537 €	499.908 €
Erlöse SRL pos Vermarktung [€]	- €	- €	- €
Erlöse SRL neg Vermarktung [€]	279.511 €	210.365 €	184.276 €

Quadrant B	2020	2025	2030
Bezugskosten Strom [€]	807 €	1.502 €	2.381 €
Vermiedene Bezugskosten Gas [€]	233.685 €	354.663 €	507.805 €
Erlöse SRL pos Vermarktung [€]	- €	- €	- €
Erlöse SRL neg Vermarktung [€]	279.511 €	210.365 €	184.276 €

Quadrant D	2020	2025	2030
Bezugskosten Strom [€]	1.187.577 €	438.247 €	421.231 €
Vermiedene Bezugskosten Gas [€]	1.209.359 €	929.100 €	1.358.855 €
Erlöse SRL pos Vermarktung [€]	421.936 €	36.294 €	- €
Erlöse SRL neg Vermarktung [€]	194.461 €	153.625 €	112.710 €

Quadrant C	2020	2025	2030
Bezugskosten Strom [€]	1.187.577 €	441.066 €	432.803 €
Vermiedene Bezugskosten Gas [€]	1.209.359 €	929.236 €	1.359.532 €
Erlöse SRL pos Vermarktung [€]	421.936 €	36.294 €	- €
Erlöse SRL neg Vermarktung [€]	194.461 €	153.625 €	112.710 €

9.6 Detaillierte Ergebnisse aus Case V

Quadrant A		2020	2025	2030
Einkauf Strom [€]	Strang rot	115 €	546 €	2.328 €
Einkauf Strom [MWh]	Strang rot	5,9	14,9	40,2
Verkauf Strom [€]	Strang rot	103 €	501 €	2.298 €
Einkauf Strom [€]	Strang blau	2.091 €	3.735 €	21.660 €
Einkauf Strom [MWh]	Strang blau	91,5	95,2	333,8
Verkauf Strom [€]	Strang blau	2.158 €	3.863 €	20.687 €
Einkauf Strom [€]	Strang grün	1.949 €	6.467 €	12.829 €
Einkauf Strom [MWh]	Strang grün	90,3	172,2	221,9
Verkauf Strom [€]	Strang grün	1.886 €	6.437 €	13.100 €
Summe Erlöse		- 8 €	52 € -	733 €
Quadrant C		2020	2025	2030
Einkauf Strom [€]	Strang rot	30.077 €	82.656 €	245.355 €
Einkauf Strom [MWh]	Strang rot	1.690,4	2.594,7	4.991,8
Verkauf Strom [€]	Strang rot	47.470 €	122.382 €	377.847 €
Einkauf Strom [€]	Strang blau	85.671 €	162.135 €	422.753 €
Einkauf Strom [MWh]	Strang blau	4.991,2	5.251,6	9.163,9
Verkauf Strom [€]	Strang blau	138.726 €	244.892 €	674.266 €
Einkauf Strom [€]	Strang grün	112.874 €	301.570 €	536.107 €
Einkauf Strom [MWh]	Strang grün	6.331,8	9.552,4	11.073,4
Verkauf Strom [€]	Strang grün	178.853 €	450.449 €	834.466 €
Summe Erlöse		136.428 €	271.362 €	682.364 €

9.7 Detaillierte Ergebnisse aus Case VI

Fahrweise ohne Speicher		2020	2025	2030
Erzeugung PV-Anlage [MWh]		6.784	6.784	6.784
davon sofortige Einspeisung [%]		99,98%	99,91%	99,90%
davon Einspeisung Speicher [%]		0,00%	0,00%	0,00%
davon abgeregelt [%]		0,02%	0,09%	0,10%
Erlöse PV-Direktvermarktung [€]		496.019 €	496.152 €	499.784 €
Quadrant A		2020	2025	2030
Erzeugung PV-Anlage [MWh]		6.784	6.784	6.784
davon sofortige Einspeisung [%]		94,71%	94,44%	93,68%
davon Einspeisung Speicher [%]		5,15%	5,39%	6,12%
davon abgeregelt [%]		0,01%	0,03%	0,04%
Erlöse PV-Direktvermarktung [€]		499.526 €	502.002 €	510.948 €

Quadrant B	2020	2025	2030
Erzeugung PV-Anlage [MWh]	6.784	6.784	6.784
davon sofortige Einspeisung [%]	94,72%	94,48%	93,73%
davon Einspeisung Speicher [%]	5,15%	5,39%	6,11%
davon abgeregelt [%]	0,00%	0,00%	0,00%
Erlöse PV-Direktvermarktung [€]	499.575 €	502.187 €	511.177 €
Quadrant C	2020	2025	2030
Erzeugung PV-Anlage [MWh]	6.784	6.784	6.784
davon sofortige Einspeisung [%]	94,10%	93,77%	93,11%
davon Einspeisung Speicher [%]	5,74%	6,04%	6,68%
davon abgeregelt [%]	0,01%	0,03%	0,04%
Erlöse PV-Direktvermarktung [€]	498.804 €	501.040 €	509.308 €
Einkauf Graustrom [MWh]	81,79	77,42	75,48
Erlöse Graustromtrading [€]	82 €	163 €	341 €
Erlöse Summe [€]	498.886 €	501.203 €	509.649 €
Quadrant D	2020	2025	2030
Erzeugung PV-Anlage [MWh]	6.784	6.784	6.784
davon sofortige Einspeisung [%]	94,11%	93,81%	93,15%
davon Einspeisung Speicher [%]	5,74%	6,04%	6,68%
davon abgeregelt [%]	0,00%	0,00%	0,00%
Erlöse PV-Direktvermarktung [€]	498.852 €	501.225 €	509.536 €
Einkauf Graustrom [MWh]	81,79	77,42	75,48
Erlöse Graustromtrading [€]	82 €	163 €	341 €
Erlöse Summe [€]	498.934 €	501.387 €	509.878 €

10 Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Kurzbeschreibung der sechs in der Studie betrachteten Cases	X
Abb. 2: Die zwei unterschiedlichen Kategorien von Flexibilitätstechnologien	XI
Abb. 3: Überblick über unterschiedliche Anwendungsarten	XIII
Abb. 4: Kombinationsmöglichkeiten der unterschiedlichen Anwendungsarten	XIV
Abb. 5: Jahresanteil kritischer Netzsituationen, die eine Anpassung der Flexibilität erfordern	XVI
Abb. 6: Wirtschaftliche Auswirkungen für Anlagenbetreiber bei netzdienlicher Fahrweise in Prozent	XVII
Abb. 7: Regelungslandkarte – Themenfelder der relevanten Regularien	XVII
Abb. 8: Arbeitspakete der Netzflexstudie.....	19
Abb. 9: Auszug aus dem morphologischen Kasten inklusive Darstellung von Case III	20
Abb. 10: Modellierungsrahmen und Modellschnittstelle	22
Abb. 11: Beispiel des parametrisierten Netzmodells	22
Abb. 12: Schematischer Netzkapazitätskorridor.....	23
Abb. 13: Methodik zur Bestimmung von knotenspezifischen Last- und Erzeugungszeitreihen	26
Abb. 14: Exemplarische Aufteilung des Spannungsbandes zwischen MS- und NS-Ebene (ohne regelbare ONT).....	29
Abb.15: Darstellung der vier in der Studie untersuchten Quadranten	31
Abb. 16: Schema der Kostenmethodik	34
Abb. 17: Dimensionen des morphologischen Kastens.....	39
Abb. 18: Ausprägungen der Dimensionen "Akteur" und "Netzsituation"	40
Abb. 19: Ausprägungen der Dimensionen „Technologie“ und „Anwendung“	41
Abb. 20: Für diese Studie relevante Ausprägungen des morphologischen Kastens	42
Abb. 21: Auflistung der in der Studie untersuchten Cases	43
Abb. 22: Kategorien der betrachteten Flexibilitätsoptionen.....	47
Abb. 23: Aufbau der Regelungslandkarte zur Darstellung des regulatorischen Status quo	48
Abb. 24: Schema der Regelenergie-Erbringung (Quelle: Regelleistung.net)	56
Abb. 25: Schematisch vereinfachte Darstellung von Konflikten und netztechnischen Lösungen.....	58
Abb. 26: Preisentwicklung Primärregelleistung, rot: 2015, orange 2016.....	60
Abb. 27: Darstellung der im Zuge der Einsatzoptimierung berücksichtigten Multi-Use Ansätze	66
Abb. 28: Darstellung des in Case I zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes	71
Abb. 29: Darstellung der prozentualen Verfügbarkeit des Fahrzeuges.....	73

Abb. 30: Netzübersichtplan Case I	74
Abb. 31: Netzkapazitätskorridor je Elektrofahrzeug für die Stützjahre 2020,2025 und 2030 in Case I, Abgang blau (exemplarisch)	75
Abb. 32: Ladeverhalten der Nutzer im alternativen Ordnungszahmen ohne Netzrestriktionen.....	76
Abb. 33: Zeitpunkte und Jahresanteil der Netzrestriktionen im Abgang blau, bei Ladeverhalten im Quadrant D	77
Abb. 34: Ladeverhalten im Abgang blau im Jahr 2030 im alternativen Rahmen mit und ohne Netzrestriktionen.....	78
Abb. 35: Ladeverhalten der Nutzer im Abgang blau im heutigen Ordnungszahmen mit Restriktionen des Netzbereibers	79
Abb. 36: Zeitpunkte und Jahresanteil der Netzrestriktionen im Abgang blau, bei Ladeverhalten im Quadrant B	80
Abb. 37: Ladeverhalten im Abgang blau im Jahr 2030 im heutigen Rahmen mit und ohne Restriktionen des Netzbetreibers.....	81
Abb. 38: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreibers in Case I.....	82
Abb. 39: Darstellung der Spotmarktwerte der im Jahre 2030 im blauen Abgang vom Fahrzeug bezogenen Strommengen.....	83
Abb. 40: Darstellung des in Case II zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes	86
Abb. 41: Darstellung der anfallenden Entgelte im angenommenen Rahmen	88
Abb. 42: Netzübersichtplan Case II	90
Abb. 43: Netzkapazitätskorridor am NVP des Smart-Neighborhood für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030.....	91
Abb. 44: Verwendung des erzeugten PV-Stroms und Lastdeckung der Nachbarschaft im Quadrant D	92
Abb. 45: Netzbezug und Netzeinspeisung der Nachbarschaft im Quadrant D	93
Abb. 46: Darstellung des Sportmarktwertes der verschiedenen auftretenden Strommengen im Quadrant D	94
Abb. 47: Zeitpunkte und Jahresanteil der Netzrestriktionen am NVP, bei Betriebsverhalten im Quadrant D	95
Abb. 48: Verwendung des erzeugten PV-Stroms und Lastdeckung der Nachbarschaft im Quadrant C	96
Abb. 49: Netzbezug und Netzeinspeisung der Nachbarschaft im Quadrant C	96
Abb. 50: Verwendung des erzeugten PV-Stroms und Lastdeckung der Nachbarschaft im Quadrant A	97
Abb. 51: Darstellung des Sportmarktwertes der verschiedenen auftretenden Strommengen im Quadrant A.....	98
Abb. 52: Zeitpunkte und Jahresanteil der Netzrestriktionen am NVP, bei Betriebsverhalten im Quadrant B	99
Abb. 53: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreiber (Case II).....	100

Abb. 54: Vergleich der Deckung der Nachbarschaftslast im Jahr 2020 in den vier untersuchen Quadranten.....	101
Abb. 55: Darstellung des in Case III zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes	103
Abb. 56: Netzübersichtplan Case III	107
Abb. 57: Netzkapazitätskorridor je Prosumer für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030 in Case III, Abgang orange (exemplarisch).....	108
Abb. 58: Verwendung der PV-Eigenerzeugung und Darstellung der Netzeinspeisung von Haus 8 im Quadrant D	109
Abb. 59: Darstellung der benötigten Energiemengen zur Lastdeckung und deren Verwendung in Haus 8 im Quadrant D	109
Abb. 60: Zeitpunkte und Jahresanteil für der Netzrestriktionen für Haus 8 im Abgang orange, bei Ladeverhalten im Quadrant D.....	111
Abb. 61: Darstellung des Sportmarktwertes der verschiedenen auftretenden Strommengen im Quadrant D	111
Abb. 62: Verwendung der PV-Eigenerzeugung und Darstellung der Netzeinspeisung von Haus 8 im Quadrant C.....	112
Abb. 63: Darstellung der benötigten Energiemengen zur Lastdeckung und deren Verwendung in Haus 8 im Quadrant C	112
Abb. 64: Verwendung der PV-Eigenerzeugung und Darstellung der Netzeinspeisung von Haus 8 im Quadrant A.....	113
Abb. 65: Darstellung der benötigten Energiemengen zur Lastdeckung und deren Verwendung in Haus 8 im Quadrant A.....	113
Abb. 66: Darstellung des Sportmarktwertes der verschiedenen auftretenden Strommengen in Quadrant A.....	114
Abb. 67: Verwendung der PV-Eigenerzeugung und Darstellung der Netzeinspeisung von Haus 8 im Quadrant B	115
Abb. 68: Darstellung der benötigten Energiemengen zur Lastdeckung und deren Verwendung in Haus 8 im Quadrant B	116
Abb. 69: Zeitpunkte und Jahresanteil der Netzrestriktionen für Haus 8 im Abgang orange, bei Ladeverhalten im Quadrant B.....	117
Abb. 70: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreiber (Case III).....	118
Abb. 71: Gegenüberstellung der benötigten Energiemengen zur Lastdeckung und deren Verwendung in Haus 8 im Jahr 2030	119
Abb.72: Ergebnis der optimalen Fahrweise von Haus 8 im Jahr 2030 in Quadranten A und C ohne installierten Speicher	119
Abb. 73: Darstellung des in Case IV zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes	122
Abb. 74: Netzübersichtplan Case IV	124

Abb. 75: Netzkapazitätskorridor der Power-to-Heat-Anlage für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030 in Case IV.....	125
Abb. 76: Zeitpunkte und Jahresanteil der einspeisebedingten Netzrestriktionen	126
Abb. 77: Ergebnisse der optimalen Fahrweise im Quadrant D.....	127
Abb. 78: Ergebnisse der optimalen Fahrweise im Quadrant A.....	128
Abb. 79: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreiber (Case IV).....	130
Abb. 80: Darstellung des in Case V zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes	133
Abb. 81: Netzübersichtplan Case V	135
Abb.82: Netzkapazitätskorridor des stationären Batteriespeichers für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030 in Case V, Abgang blau (exemplarisch).....	136
Abb. 83: Zeitpunkte und Jahresanteil der einspeisebedingten Netzrestriktionen	137
Abb. 84: Erlöse für die Fahrweise der Speicher in Quadrant C.....	138
Abb. 85: Gegenüberstellung der gehandelten Energiemengen in Quadrant C (links) und Quadrant A (rechts).....	139
Abb. 86: Erlöse für die Fahrweise der Speicher in Quadrant A.....	139
Abb. 87: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreiber (Case V).....	141
Abb. 88: Darstellung des in Case VI zukünftig vorstellbaren Multi-Use Konzeptes	143
Abb. 89: Netzübersichtplan Case VI	145
Abb. 90: Netzkapazitätskorridor der PV-Anlage mit On-site Speicher für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030 in Case VI	146
Abb. 91: Durch den Speicher zwischengespeicherte Energiemengen im Case VI	147
Abb. 92: Zusätzlich erwirtschaftete Erlöse durch den Speicher im Case VI.....	148
Abb. 93: Zeitpunkt und Jahresanteil der Grenzwertverletzungen in Quadrant D	149
Abb. 94: Zeitpunkt und Jahresanteil der Grenzwertverletzung (Quadrant B).....	150
Abb. 95: Kostenvergleich Handlungsoptionen des Netzbetreiber (Case VI).....	151
Abb. 96: Elemente der Netzentgelte	162
Abb. 97: Darstellung der Cases bei denen ein unbedingter Netzanschluss teilweise berechtigt wäre	164
Abbildung 98: Darstellung der Cases für die dynamisierte Netzentgelte eine positive Wirkung hätten.	165
Abb. 99: Cases bei denen das Produkt „Bedingte Netznutzung für Entnehmer (Belastungssituation)“ genutzt werden kann	167
Abb. 100: Cases bei denen das Produkt „Bedingte Netznutzung für Entnehmer (Betriebsmittelverfügbarkeit)“ genutzt werden kann.....	168
Abb. 101: Darstellung der Cases auf die das Produkt der bedingten bzw. unbedingten Einspeisung Rückwirkung hat.	169

Abb. 102: Darstellung der Cases bei denen das Prinzip des „Lastflussangebot“ angewandt werden kann ...	171
Abb. 103: Darstellung der Cases bei denen das Prinzip der „Lastflusszusage“ angewandt werden kann	172
Abb. 104: Cases bei denen eine Anpassung der Umlagen, Abgaben und Steuern die grundsätzliche Fahrweise verändert.....	173
Abb. 105: Gegenüberstellung der sieben Netznutzungsprodukte und ihrer Wirksamkeit auf die Cases	175

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Basis der verwendeten Last- und Entnahmezeitreihen	27
Tabelle 2: Darstellung berücksichtigter Technologien und ihre Konkurrenzfähigkeit in Anwendungsgebieten.....	39
Tabelle 3: Modellannahmen bezüglich der Entwicklung der Erneuerbaren Energien, basierend auf dem Energiekonzept.....	45
Tabelle 4: Szenario für die Entwicklung der Anzahl an Elektrofahrzeugen und PKW in Deutschland	45
Tabelle 5: Entwicklung der Strom- und Commoditypreise	45
Tabelle 6: Case I – Netzparameter.....	74
Tabelle 7: Gegenüberstellung der jeweiligen jährlichen Sportmarktwerte des im Abgang blau bezogenen Stroms.....	79
Tabelle 8: Case II – Netzparameter	90
Tabelle 9: Vergleich der Sportmarktwerte in den verschiedenen Quadranten in Case II	98
Tabelle 10: Case III – Netzparameter	106
Tabelle 11: Vergleich der Sportmarktwerte in den verschiedenen Quadranten in Case III	115
Tabelle 12: Case IV – Netzparameter	124
Tabelle 13: Darstellung der Differenz aus Bezugskosten für Strom und Gas, ohne Berücksichtigung von Erlösen des SRL Marktes.....	129
Tabelle 14: Ausgestaltung der Speicher in Case V.....	134
Tabelle 15: Case V – Netzparameter.....	135
Tabelle 16: Case VI – Netzparameter	145

12 Abkürzungen

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
Al	Aluminium
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
B E T	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Investitionskosten („Capital expenditure“)
COP	Coefficient of Performance, Effizienzmaß einer Wärmepumpe
DEA	dezentrale Erzeugungsanlage
DEM	dynamisches Einspeisemanagement
DANN	dezentrale Netzautomatisierung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el	elektrisch
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ePKW	Elektrofahrzeug
FL	Freileitung
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
HA	Hausanschluss
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HTL	Hochtemperaturleiterseile
IKT	Hochtemperaturleiterseile
K	Kabel
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

LiF	Leistungsreduktion im Fehlerfall
MS	Mittelspannung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NetzResV	Netzreserveverordnung
NS	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONS	Ortsnetzstation
OPEX	Betriebskosten („Operational expenditure“)
P	Leistung
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
(r)ONT	(regelbarer) Ortsnetztransformator
SDLWindV	Systemdienstleistungsverordnung
SIP	staatlich induzierten Preiskomponenten
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelleistung
SS	Sammelschiene
St	Stahl
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
therm	thermisch
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
WE	Wohneinheiten

