

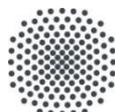
ERGEBNISDOKUMENT

VIELFALT ERMÖGLICHEN UND OPTIMAL NUTZEN

Über die Nutzbarmachung und Vermarktung von Flexibilität auf parallel existierenden Märkten

High-Level-Use-Case 050L, TP5, AP 5.2
C/Sells-Blaupause: Grün

Autoren:	Kraft, Emil	Karlsruher Institut für Technologie, IIP Kontakt: emil.kraft@kit.edu
	Lehmann, Nico	Karlsruher Institut für Technologie, IIP
	Klemp, Nikolai	Universität Stuttgart, IER
	Huber, Julian	FZI Forschungszentrum Informatik
	Hijjo, Mohammed	Universität Stuttgart, IAT
	Göhler, Georg	Fraunhofer IAO
	Beitsch, Dimitri	TransnetBW GmbH
	Heising, Svenja	TransnetBW GmbH
	Kießling, Andreas	Energy Design im Auftrag MVV Energie AG
	Lachmann, Yasmin	MVV Energie AG



Juni 2021

Fördervermerk

Die Autoren bedanken sich für die finanzielle Unterstützung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03SIN120 (C/sells, im Rahmen des SINTEG-Programms).

The authors acknowledge the financial support of the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy under grant number 03SIN120 (C/sells, in the scope of the SINTEG programme).

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	iii
1 Einleitung	1
2 Einordnung in TP5 und AP5.2 [KIT, IER]	2
3 Vielfalt ermöglichen	4
3.1 Heutiges Marktdesign und ökonomische Rahmenbedingungen [KIT].....	4
3.2 Anforderungen an Flexibilitäten zur Teilnahme an Regelleistungsmärkten [KIT]	5
3.3 Neue Prozesse für die Integration von kleinen Anlagen [TBW]	6
3.3.1 PQ-Bedingungen für die Erbringung von Regelreserve aus dezentralen Energieanlagen.....	6
3.3.2 Auszug aus den Ergebnissen.....	8
3.3.3 Optimierter PQ-Prozess.....	9
3.3.4 Flexibilitätpotenziale aus gesamtwirtschaftlicher und Aggregatoren-Perspektive	10
3.3.5 Regelleistungsmonitoring.....	11
3.3.6 Ausgangssituation.....	11
3.3.7 Methodik	11
3.3.8 Ergebnisse.....	13
3.4 Neue Technologien entern den Markt (1): Portfoliobildung mit Kleinstflexibilitäten [FZI]	14
3.5 Neue Technologien entern den Markt (2): Flexibilitätsbereitstellung durch batterieelektrische Fahrzeuge [IAT, IAO]	15
3.5.1 Einleitung.....	15
3.5.2 Metastudie E-Mob	16
3.5.3 Fehler/Mangel/Defizit/Kritik/Kommentare bei bestehenden Verfahren.....	18
3.5.4 Entwickelte Methodik für Quantifizierung und stoch. Simulation	19
3.5.5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen	21
3.6 Bereitstellung von Flexibilität an parallel existierenden Märkten durch Quartierszellen [MVV] 23	
3.7 So ermöglichen wir Vielfalt [KIT]	27
4 Vielfalt optimal nutzen	28
4.1 Untersuchte Anwendungsfälle und Marktsegmente für Flexibilität [KIT]	28
4.2 Wechselwirkungen der Marktsegmente des zentralen Handels und des marktbasierten Netzengpassmanagements [IER].....	29
4.3 Modellierung des Marktes für Regelleistung: Untersuchung von Bietstrategien [KIT] ..	31
4.4 Untersuchung von Marktdesignkonzepten für Sekundär- und Minutenreserve [KIT] ..	33
4.5 Preisvorhersagen als Voraussetzung für fundierte Gebote an Märkten [KIT]	34

4.6	Modellierung des Marktes für Primärregelleistung mittels Methoden aus Ökonometrie und künstlicher Intelligenz [KIT]	35
4.7	Vermarktung von Flexibilität und Energie an parallel existierenden Märkten [KIT].....	37
4.8	Bereitstellung von Flexibilität durch Quartierszellen an parallel existierenden Märkten [MVV] 40	
4.9	So nutzen wir die Vielfalt auf optimale Weise [KIT]	40
5	Wesentliche Schlussfolgerungen aus den Arbeiten im HLUC050L [KIT]	42
6	Literatur	44
7	Partnerspezifische Use Cases.....	48
7.1	KIT: Bietstrategien zur Vermarktung von Flexibilität auf parallel existierenden Märkten 48	
7.2	KIT: Modellierung von Regelleistungsmärkten	49
7.3	KIT: Über das Design von Märkten für Regelleistung und Regelenergie – das Mischpreisverfahren und die Einführung des Regelarbeitsmarktes.....	50
7.4	KIT-IIP: Vermarktung von Flexibilität auf parallel existierenden Märkten.....	50
	Literatur	56
7.5	FZI: Erfassung von Anforderungen an Flexibilitätsprodukte (insbesondere im Kontext von Liegenschaften/Prosumenten).....	57
	Abkürzungsverzeichnis	57
7.5.1	Einführung	58
7.5.2	Akteure im Energiemarkt	61
7.5.3	Tarife zur Flexibilisierung der Liegenschaften	63
7.5.4	Bewertung der Tarifstrukturen.....	69
7.5.5	Fazit	76
7.6	FZI: Optimierung von Kundenportfolios zu einer gegebenen Flexibilitätsklasse	79
7.6.1	Use Case Einführung und Ziele	80
7.6.2	Prototyp.....	84
7.6.3	Literaturverzeichnis	86

1 Einleitung

Eine zentrale Voraussetzung für das erfolgreiche Gelingen von dezentralen zellulären Strukturen im deutschen Energiesystem ist die Vereinbarkeit mit dem bereits vorhandenen Marktsystem. Um neue Konzepte wie bidirektionalen Handel zwischen Zellen (siehe HLUC050K) oder netzdienliche Flexplattformen (siehe HLUC050J) etablieren zu können und um dezentrale kleinteilige Erzeugung und Flexibilität systemweit optimal einsetzen zu können, müssen zudem auch die zentralen Märkte weiterentwickelt werden. Die optimale Allokation der vorhandenen technischen Einheiten im Energiesystem und die Preisfindung für Strom und (System-)Dienstleistungen wird durch Handelsplätze (in diesem Dokument synonym mit *Märkte* verwendet) erreicht, an dem die Marktteilnehmer handeln.

Der vorliegende HLUC widmet sich daher *im ersten Schritt* der Erschließung und Quantifizierung von (dezentraler) Flexibilität aus neuen Technologien (bspw. Elektromobilität) oder neuen Organisationsformen (bspw. Quartierszellen oder Portfolios zahlreicher kleiner Flexibilitäten) und deren Einbindung in Vermarktungsprozesse. Hierfür werden neben den Untersuchungen auf der Angebotsseite Untersuchungen im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Nachfrageseite nach Systemdienstleistungen durchgeführt, also insbesondere dem Regelleistungsmarkt. Diese umfassen neue Präqualifikations- und Monitoringverfahren für die Integration einer Vielzahl von Kleinstflexibilitäten, um im Energiesystem der Zukunft **Vielfalt zu ermöglichen**.

Im zweiten Schritt widmet sich der HLUC der optimalen Vermarktung von Flexibilität und Energie in einem Marktdesign, in dem verschiedene Segmente parallel existieren und um ähnliche Produkte konkurrieren. Dem individuellen Marktteilnehmer stellt sich also zwangsläufig die Frage nach der optimalen Vermarktung seiner vorhandenen Möglichkeiten. Nachdem zunächst Bietstrategien am Regelleistungsmarkt analysiert werden und der Regelleistungsmarkt isoliert betrachtet modelliert wird, werden Wechselwirkungen zwischen den Marktsegmenten untersucht. So wird ein Verständnis für die Vermarktung auf parallel existierenden Märkten erlangt. Abschließend werden die Vermarktung unter Unsicherheit untersucht und Bietstrategien zur Entscheidungsunterstützung für Marktteilnehmer abgeleitet, um **die Vielfalt optimal zu nutzen**.

2 Einordnung in TP5 und AP5.2 [KIT, IER]

Im TP5 von C/sells werden Methoden für intelligente Liegenschaften und Märkte auf verschiedenen Ebenen untersucht. Während sich das AP5.5 (HLUC050I) auf die Anlagenebene und Kommunikationskanäle im zellularen Energiesystem fokussiert, wird im AP5.4 (HLUC050E, HLUC050F, HLUC050G und HLUC050H) die Liegenschaftsebene mit den methodischen und organisatorischen Herausforderungen beleuchtet. Eine der Herausforderungen – sofern eine Teilnahme von Liegenschaften an Strom- und insb. Regelleistungsmärkten angestrebt wird – besteht darin, die Schnittstelle zwischen Liegenschaft bzw. Energiemanagementsystem und den Märkten auszugestalten. Beispielsweise der HLUC050F untersucht die Bereitstellung von Flexibilität aus der Zelle heraus, der HLUC050E kann mittels entsprechender Optimierungsansätze Kosten für die Bereitstellung aus Liegenschaften heraus quantifizieren. Im vorliegenden HLUC werden daran anknüpfend Arbeiten durchgeführt, um den Marktzutritt für neue Technologien zu ermöglichen bzw. zu vereinfachen.

In direktem Bezug zum HLUC050H stehen die Arbeiten, die im vorliegenden HLUC zum Potenzial von Elektromobilität als mögliche Technologie für den Regelleistungsmarkt durchgeführt wurden. Technologisch weniger auf die Elektromobilität fokussiert befassen sich HLUC050B und HLUC050C mit der Quantifizierung, Bereitstellung und Visualisierung von Energie- und Flexibilitätsdaten. Auf diesen Arbeiten bauen die im vorliegenden HLUC vorgestellten Arbeiten zur Portfoliobildung von Flexibilitäten mit dem Ziel der Erfüllung von bestimmten Produkten auf und streben somit an, die Brücke vom Endkunden zur Vermarktung zu schlagen. Am Beispiel des Quartiers Franklin (AP7.8) wird in diesem HLUC zudem dargestellt, wie die Prozesse zum lokalen Energiemanagement sowie zur Marktintegration von Energieflüssen und Flexibilität in großen Liegenschaften im Rahmen der umfangreichen Themen zur Entwicklung von Energieinfrastruktur berücksichtigt werden können.

Von besonderem Interesse für die Arbeiten zur Vermarktung in diesem HLUC sind schließlich die HLUCs zu Prognosen sowie zur Aggregation. Insb. durch die Ermittlung der vermarktbaren Potenziale aus dezentralen Anlagenverbänden (HLUC050D) sowie durch Prognosen (HLUC050A), die der Charakterisierung von Preis- und Mengenunsicherheit als stochastischem Prozess dienen, ergänzt der vorliegende HLUC andere Arbeiten in TP5 bzw. baut auf ihnen auf.

Die HLUCs, die neben dem vorliegenden im AP5.2 angesiedelt sind, befassen sich mit lokalem Peer-to-Peer-Handel (HLUC050K) sowie mit der Entwicklung von regionalen Flexplattformen für

System- bzw. Netzdienstleistungen (HLUC050J). Zur Einordnung dienen an dieser Stelle die drei C/Sells-Handelsplätze (siehe auch Abbildung 2-1 und vgl. C/sells-Buch). Der erstgenannte konzeptioniert eine mögliche Ergänzung zum zentralen Handel mit Energie und Flexibilität, die im Wesentlichen auf Präferenzen der Marktteilnehmer basiert – stark ausgeprägte Wechselwirkungen mit dem zentralen Stromhandel sind zunächst nicht zu erwarten. Der zweitgenannte befasst sich mit dem netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten und entwickelt regionale Flexplattformen, auf denen sich Netzbetreiber Flexibilität für die Entlastung der Stromnetze beschaffen können. Die definierten Produkte weisen große Schnittmengen mit den zentral gehandelten Produkten, insb. mit denen für Regelleistung, auf. Auf die Wechselwirkungen zwischen den Flexplattformen und dem zentralen Handel mit Flexibilität und Energie wird im vorliegenden HLUC daher gesondert eingegangen.

Schließlich wird in diesem HLUC besonderer Wert auf die Analyse und Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte gelegt, worin er über die anderen HLUCs in TP5 hinausgeht. Die durch die Weiterentwicklung entstehenden Möglichkeiten sowie das Verständnis der Märkte werden dazu genutzt, Vielfalt in einem ersten Schritt zu ermöglichen und in einem zweiten Schritt optimal zu nutzen.

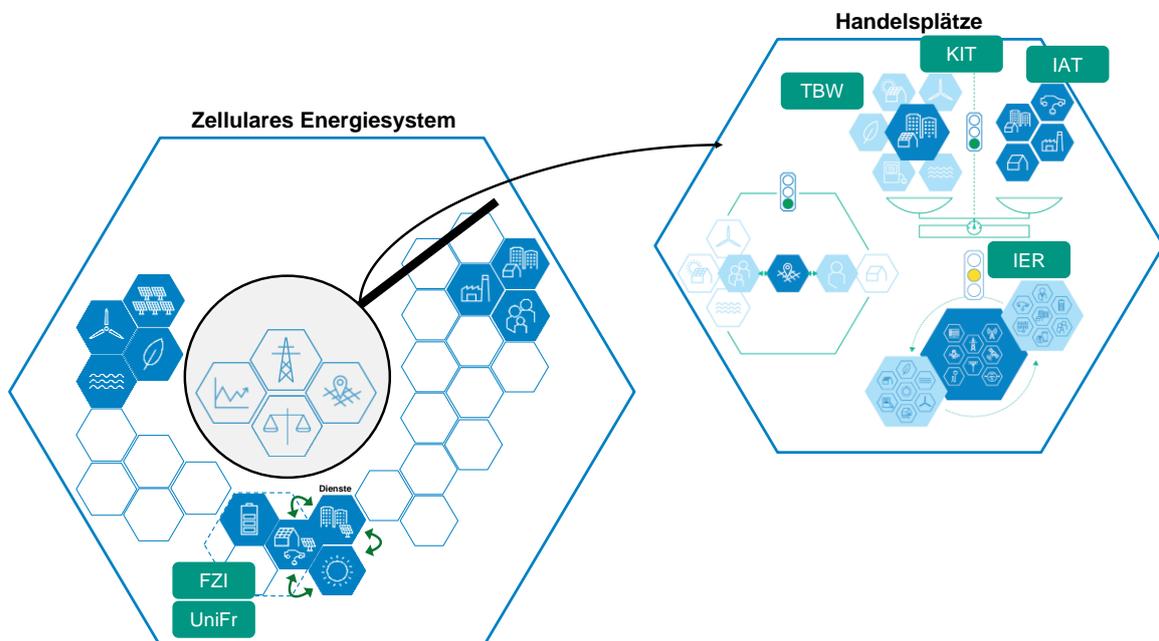


Abbildung 2-1: Einordnung des HLUC050L in das TP5 und AP5.2.

3 Vielfalt ermöglichen

3.1 Heutiges Marktdesign und ökonomische Rahmenbedingungen [KIT]

Wie in Abbildung 3-1 dargestellt, lässt sich das heutige Strommarktdesign beim zentralen Stromhandel in die drei Kategorien Kapazitätsmechanismen (gelb), Regelleistungsmärkte (blau) und den Strommarkt im engen Sinne (grün) unterteilen. In den im Rahmen des HLUC durchgeführten Arbeiten werden Kapazitätsmechanismen ebenso wie langfristige Termingeschäfte und OTC-Handel nicht betrachtet, bieten jedoch für Marktteilnehmer potenziell zusätzliche Erlösquellen. Der vorliegende HLUC fokussiert sich auf die Regelleistungsmärkte, wo die Produktqualitäten Primär-, Sekundär- und Minutenreserve unterschieden werden. Für eine detaillierte Beschreibung der Anforderungen und Produktausgestaltungen sei auf die Marktbeschreibungen in [1] und [2] sowie auf den HLUC050D verwiesen.

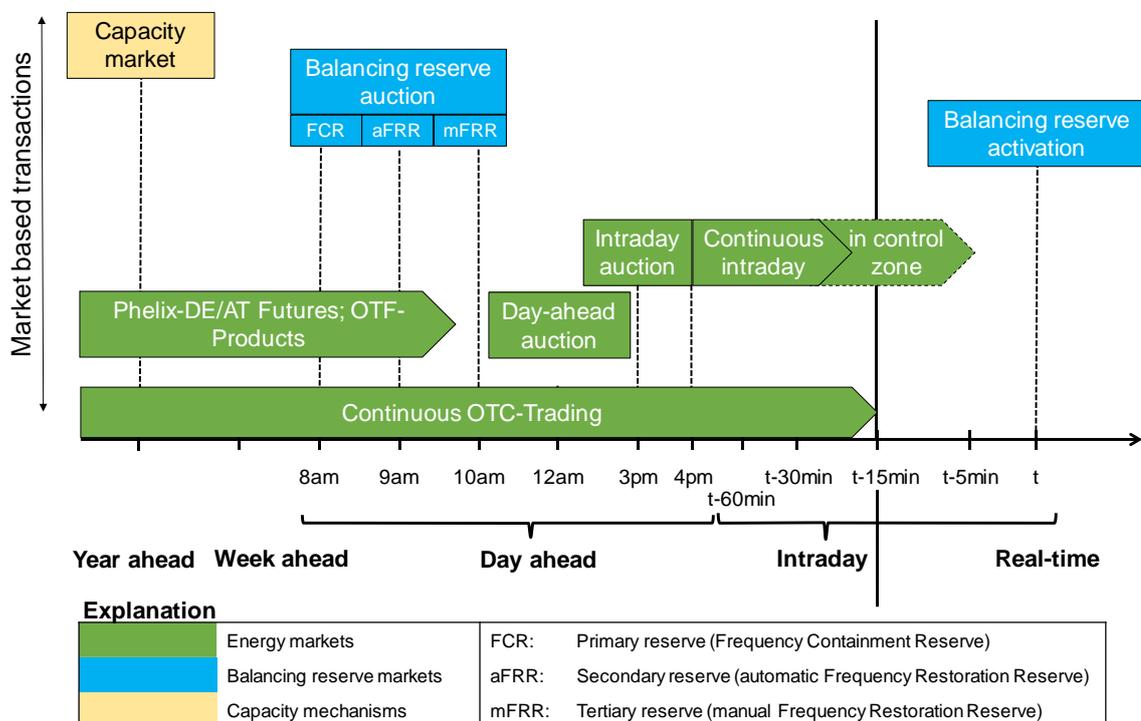


Abbildung 3-1: Sequenz der Marktsegmente im Strommarktdesign (Quelle: KIT, vgl. [30]).

Wenn in diesem HLUC von der Weiterentwicklung des Regelleistungsmarktes des Regelleistungsmarktes die Rede ist, muss zwischen der Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Weiterentwicklung der Marktprozesse unterschieden werden. Ersteres beinhaltet im

Wesentlichen kürzere Produktzeitscheiben, kürzere Vorlaufzeiten, kleinere Losgrößen und Kooperationen zwischen Netzbetreibern, um den Wettbewerb und das Funktionieren des Marktes zu verbessern. Auf diese wird im Kapitel 4 eingegangen. Letzteres umfasst unter anderem die Präqualifikation von Anlagen, das Monitoring und die Abrechnung, also die Prozesse, die beim Netzbetreiber stattfinden. Diese werden in den nachfolgenden Abschnitten betrachtet.

3.2 Anforderungen an Flexibilitäten zur Teilnahme an Regelleistungsmärkten [KIT]

Für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten müssen bestimmte Anforderungen erfüllt werden. Neben den durch die Produktdefinition in der Ausschreibung definierten Anforderungen, wie bspw. die Reaktionszeit, die zeitliche Verfügbarkeit, die Aktivierungszeit oder die Dauer der Leistungserbringung, umfassen die Anforderungen an Flexibilitäten zur Teilnahme an den Regelleistungsmärkten weitere Punkte, die für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht verzichtbar sind. Hierzu zählen im Rahmen der Präqualifikation, bspw. für aFRR, neben dem technischen Nachweis, dass die technische Einheit flexibel einsetzbar ist (*Betriebsfahrt, Doppelhöckerkurve*), unter anderem die informationstechnische Einbindung und Ansteuerbarkeit durch den Systemverantwortlichen sowie die Möglichkeit die Erbringung zu messen und zu monitoren. Eine ausführlichere Beschreibung der genannten Anforderungen wird im HLUC050D zum Thema Aggregation bereitgestellt.

Der Präqualifikationsprozess ist heute jedoch mit einem derartigen Aufwand verbunden, dass er trotz gegebener Möglichkeiten zum Pooling von Anlagen eine Markteintrittsbarriere für kleine Anlagen darstellt. Der Projektpartner Next Kraftwerke nannte 2018 eine Leistungsgrenze von 100kW, unterhalb derer eine Einbindung mit einem unverhältnismäßigen Aufwand verbunden ist. Zudem sind heutige Prozesse zur Monitoring der Erbringung größtenteils manuell. Um mit der steigenden Komplexität Schritt zu halten, wird in einer Zukunft mit einer deutlich größeren Anzahl an regelleistungserbringenden Anlagen ein automatischer Prozess zum Monitoren und Bewerten der Erbringungsqualität benötigt.

3.3 Neue Prozesse für die Integration von kleinen Anlagen [TBW]

3.3.1 PQ-Bedingungen für die Erbringung von Regelreserve aus dezentralen Energieanlagen

Im Teilvorhaben „Präqualifikations-Bedingungen für die Erbringung von Regelreserve aus dezentralen Energieanlagen“ untersuchen TransnetBW und Fraunhofer IEE gemeinsam die Möglichkeiten der Integration von dezentralen Kleinanlagen in die Bereitstellung und Erbringung von Regelreserve (FCR, FRR). Im Fokus steht bei dem Vorhaben der Präqualifikationsprozess (PQ) sowie kleine technische Einheiten (TE) aus dem Haushaltsbereich, wie PV-Speichersysteme, E-Kfz und Wärmepumpen, welche im zukünftigen Energiesystem eine relevante Rolle für die Systemdienstleistungen spielen können.

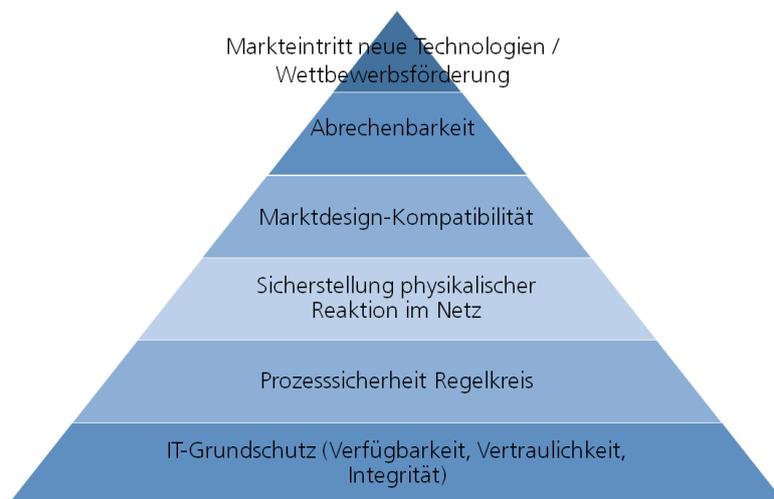


Abbildung 3-2: Zielstellungen des PQ-Prozesses.

Das gemeinsame Vorhaben startete Anfang 2019 mit einer Analyse der Anforderungen des „Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland (PQ-Bedingungen)“ [3]. Daneben wurden die PQ-Bedingungen von sechs weiteren europäischen Ländern untersucht, mit dem Ziel unterschiedliche Ansätze zu identifizieren.

Zur Ermittlung der Herausforderungen und Bewertung der Aufwände hinter den einzelnen PQ-Prozessschritten seitens Regelreserveanbieter sowie Regelreservenachfrager (ÜNB), fanden Experteninterviews mit 17 Regelreserveanbietern (RR-Anbieter), einem Verband und zwei ÜNB statt. Der Fokus der Experteninterviews lag auf den 6 übergeordneten Anforderungskategorien des aktuellen PQ-Prozesses:

Tabelle 3.3-1: Anforderungskategorien des PQ-Prozesses

informationstechnologisch	technisch	prozessual
energiewirtschaftlich	administrativ-organisatorisch	regulatorisch

Ein weiterer wesentlicher Bestandteil der vorbereitenden Analysen des Projektes war die Betrachtung aktueller und zukünftiger technischer, wirtschaftlicher und normativer Entwicklungen und Trends, die Einfluss auf die Regelreserve haben können. Dabei wurden IKT-seitig relevante Initiativen, wie die Standardisierung der Smart Meter Gateway-Infrastruktur nach der Strategie des BMWi & BSI [4] berücksichtigt. Weiterhin wurden Synergiepotenziale der PQ-Bedingungen mit den Netzanschlussrichtlinien untersucht. Hierbei wurden sowohl nationale¹ [5], als auch europäische regulatorische Anforderungen der Netzkodizes² [6] einbezogen.

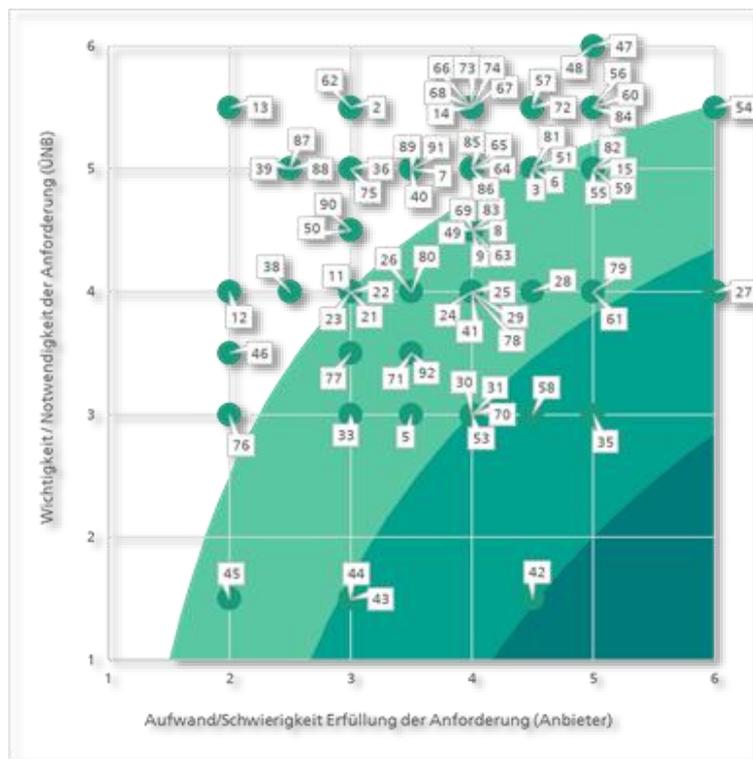


Abbildung 3-3: Auswertung Experteninterviews

¹ Technischen Anschlussregeln (TAR).

² System Operation Guideline (SOGL), Electricity Balancing Guideline (EBGL), Requirements for Generators (RfG), Establishing a network code on demand connection (DCC).

3.3.2 Auszug aus den Ergebnissen

In der Post-Analyse der Experteninterviews wurden die Einschätzungen der Wichtigkeit der Anforderungen seitens der ÜNB mit den Aufwänden auf RR-Anbieter-Seite gegenübergestellt, wie in Abbildung 02 dargestellt ist, und eine Priorisierung des Überarbeitungsbedarfs abgeleitet. Die größten Überarbeitungsbedarfe werden in den Bestätigungserklärungen¹ gesehen. Weiterhin sind auch das Erbringungs- und IT-Konzept sowie der IT-Grundschatz mit hohen Aufwänden verbunden und die Bedeutung der aktuellen Form der Anforderungen weist auf das Potenzial für eine Überarbeitung hin.

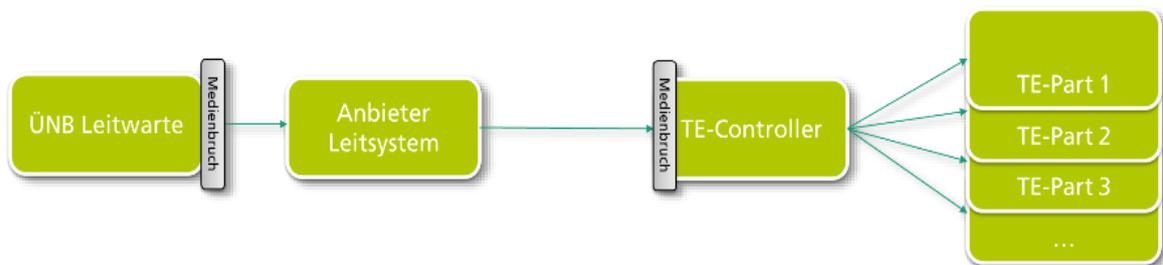


Abbildung 3-4: Verlagerung des Medienbruchs.

Aus den Analysen der IKT-Infrastruktur und deren Wirtschaftlichkeit haben sich im Verlauf des Projektes signifikante Markteintrittshürden ergeben. Hierzu wurde ein Vorschlag der Überarbeitung der IT-Anforderungen eingebracht (vgl. Abb. 03). Die IT-Anforderungen der PQ-Bedingungen wurden im Dezember 2019 bereits verändert und ermöglichen nun die Verschiebung des Medienbruchs von jeder TE hin zu einer Reserveeinheit oder -gruppe bis 2 MW („Bündelung von Kleinstanlagen“, TE mit maximal 25 kW installierter Leistung), wodurch sich eine signifikante Kostenreduktion für Kleinstanlagenpools ergibt.

¹ Anschlussnetzbetreiber-, Lieferanten- und BKV-Bestätigung.

3.3.3 Optimierter PQ-Prozess



Abbildung 3-5: Bausteine eines möglichen optimierten PQ-Prozesses.

Für die nähere Zukunft wird empfohlen, dass der aktuelle Prozess nicht grundlegend neu aufgesetzt wird, sondern in Teilen eine Überarbeitung, Ergänzung und Anpassung erfährt, um somit die Markteintrittshürden insbesondere für Kleinanlagen sowie neue RR-Anbieter zu reduzieren. Dies ist darin begründet, dass die aktuellen PQ-Anforderungen zu einem großen Teil wichtig für die prioritäre Systemsicherheit sind und, zumindest in der kurzen Frist, als unabdingbar angesehen werden. Im Projekt wurde darüber hinaus ein Zukunfts-Szenario betrachtet, in dem es eine Verlagerung der Prüfung der Anforderungen von dem Zeitpunkt vor dem Markteintritt stärker hin zu Echtzeitmonitoring und -prüfung geht. Für Letzteres sind wichtige Vorabschritte der Entwicklung der IKT-Infrastruktur sowie Standardisierung Voraussetzung.

Im Ergebnis werden für den optimierten PQ-Prozess vier Bausteine vorgeschlagen, wie in Abbildung 04 dargestellt. Die Handlungsempfehlungen bewegen sich im Kontext der stärkeren Standardisierung, weiteren Digitalisierung, erhöhten Automatisierung sowie Reduktion der Komplexität des aktuellen Prozesses.

Beispielsweise wird eine Teilstandardisierung der IT- und Erbringungskonzepte sowie eine digitale und automatisierte Bearbeitung der Bestätigungserklärungen über das PQ-Portal empfohlen. Für

die standardisierten Konzepte wird zudem die Möglichkeit einer Online-Schulung vorgeschlagen, um die komplexen Inhalte der PQ-Prozessanforderungen strukturiert zu vermitteln und den Einstieg in die Thematik zu vereinfachen.

3.3.4 Flexibilitätspotenziale aus gesamtwirtschaftlicher und Aggregatoren-Perspektive

Die Potenziale von Kleinanlagen werden derzeit im Vorhaben aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive betrachtet, unter Berücksichtigung der Netzentwicklungspläne 2025 und 2030 [7, 8]. Die Ergebnisse weisen signifikante potentielle Flexibilitätspotenziale aus Kleinanlagen in Ein- und Zweifamilienhaushalten auf. In einem beispielhaften Szenario für 2030, wurden 1,4 Mio. Haushalte mit Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Haushaltswärmepumpen und E-KfZ betrachtet. Das Flexibilitätspotenzial liegt darin in negativer Richtung (Stromentnahme) bei 15 bis 34 GW und 2 bis 15 GW in positive Richtung (Stromeinspeisung).¹ Dabei ist das verfügbare Potenzial jedoch stark von der Tages- und Jahreszeit sowie dem betrachteten Szenario abhängig.²

Als Ergänzung werden auf Basis eines umfangreichen Datensatzes eines RR-Anbieters mit Informationen zu PV-Speichersystemen ebenfalls die Potenziale für Kleinanlagenpools aus der RR-Anbieter-Perspektive analysiert. Hierbei steht im Fokus die vermarktbare prognostizierte Leistung der Systeme, unter Berücksichtigung der Grundlast der Haushalte. Neben der Leistung werden die verfügbaren Speicherkapazitäten berücksichtigt, zur Bestimmung der möglichen Angebote (Leistung + Arbeit). Von den Prognosen sollen zudem Gütekriterien abgeleitet werden, welche später zur Bewertung von RR-Anbieter-Prognosen durch die ÜNB verwendet werden können.

¹ Als Referenzwert: im NEP werden bis 2030 1,4 Mio. Batteriespeicher und bis zu 10 Millionen Elektrofahrzeuge erwartet.

² Eine Publikation der Ergebnisse – einschließlich Informationen zur Modellbildung, den betrachteten Szenarien und den Eingangsdaten – wird nach Projektabschluss veröffentlicht.

3.3.5 Regelleistungsmonitoring

Eine weitere notwendige Weiterentwicklung des Regelleistungsmarktes besteht in der Entwicklung eines automatischen Verfahrens zum Monitoring der Erbringungsqualität von Regelleistung, sowohl von traditionellen Erbringern wie Großkraftwerken als auch von neuen und kleinteiligeren Erbringern.

In diesem Abschnitt werden die Ausgangssituation, die gewählte Methodik und die Ergebnisse aus dem Teilvorhaben „*Regelleistungsmonitoring*“ zusammengefasst. Die Projektergebnisse wurden vom 01.01.2019 bis 31.07.2020 durch die Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik des IFK, Uni Stuttgart, erarbeitet. Eine ausführlichere Beschreibung kann dem entsprechenden Projektabschlussbericht entnommen werden.

3.3.6 Ausgangssituation

Bislang erfolgte der größte Teil der Regelleistungserbringung durch wenige konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Hierdurch war es für die Übertragungsnetzbetreiber möglich, die Erbringungsqualität manuell zu prüfen. Durch die Energiewende und regulatorische Änderungen, u.a. verkürzte Produktzeiträume, ist die Anzahl der Einheiten in der Regelleistungserbringung deutlich angestiegen. Hierdurch entsteht der Bedarf für ein automatisches Verfahren zum Monitoring der Erbringungsqualität, da ein manuelles Monitoringverfahren zukünftig nicht mehr praktikabel ist. Ziel des Projekts ist die Erarbeitung eines sachgerechten Monitoringverfahrens mit aussagekräftigen Kennzahlen zur Erbringungsqualität.

3.3.7 Methodik

Für das Monitoring der drei Regelleistungsprodukte (Frequency Containment Reserve (FCR), automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) und manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)) werden anhand der Frequenz und des hieraus berechneten Sollwertes (FCR) bzw. des aktuellen übermittelten Sollwertes (aFRR und mFRR) Toleranzkanäle für die korrekte Leistungserbringung aufgespannt. Der Toleranzkanal besteht hierbei aus einer schnellen und einer langsamen Grenze (für positive Sollwertänderungen ist die obere Grenze die schnelle Grenze und die untere Grenze die langsame – für negative Sollwertänderungen umgekehrt). Die schnelle Grenze folgt dem Sollwert unverzüglich, da es keine Vorgaben für eine zu schnelle Erbringung der Regelleistung gibt. Zur Bildung der langsamen Grenze wird der Verlauf des Sollwertes verzögert, um die Vorgaben aus der System Operation Guideline (SO-GL) bzw. der

Präqualifikationsbedingungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (PQ-Bedingungen) angenähert wiederzugeben. Hierzu wird für die FCR eine Übertragungsfunktion dritter Ordnung, für die aFRR eine Verrampung des Sollwertes mit anschließender Übertragungsfunktion dritter Ordnung und für die mFRR, aufgrund der geringen dynamischen Anforderungen, der Maximalwert (obere Grenze) bzw. der Minimalwert (untere Grenze) der letzten 15 Minuten verwendet.

Da die Toleranzkanäle durch die gewählten Verzögerungsglieder für konstante Sollwerte bzw. nur kleine Sollwertänderungen sehr klein werden, wird zusätzlich ein Mindesttoleranzband eingeführt, da reale Erzeuger aufgrund des Leistungsrauschens dem Sollwert nicht exakt folgen können. Dieses gibt den Mindestabstand der Grenzen, bezogen auf die insgesamt in diesem Regelleistungsprodukt angebotene Leistung, zum aktuellen Sollwert und zum Mittelwert des Toleranzkanals ohne Mindesttoleranzband an. Für die FCR beträgt das Toleranzband, abgeleitet aus Vorgaben der SO-GL, 5 % und für die aFRR und mFRR, abgeleitet aus Abrechnungsmodellen der beiden Produkte, 5 % bzw. 20 %. Die Größe des Toleranzbandes kann jedoch angepasst werden. Die optimale Mindesttoleranzkanalgröße kann somit im Betrieb bestimmt werden.

Anhand der Toleranzkanäle kann die Erbringungsqualität des jeweiligen Regelleistungsproduktes in jedem Zeitschritt bestimmt werden. Zur Auswertung der Ergebnisse ist diese Form der Darstellung jedoch nicht praktikabel, da über längere Zeiträume die Auswertung sehr unübersichtlich wird. Daher wird in einem weiteren Schritt eine grafische und rechnerische Auswertung der Daten durchgeführt. Zur visuellen Auswertung wird die Abweichung der tatsächlichen Leistungseinspeisung P_{act} vom Mittelwert des Toleranzkanals $P_{MV,final}$ auf die halbe Toleranzkanalbreite ($P_{MV,final} - P_{LB,final}$) normiert:

$$d_{norm} = \frac{P_{act} - P_{MV,final}}{P_{MV,final} - P_{LB,final}}$$

Über die normierte Abweichung d_{norm} kann für jeden Zeitschritt bestimmt werden, ob dieser innerhalb (zwischen -1 und 1) oder außerhalb des Toleranzkanals liegt. Diese normierte Abweichung wird anschließend in einem Koordinatensystem über dem zugehörigen Mittelwert des Toleranzkanals aufgetragen. Dieses Schaubild ermöglicht eine Einschätzung über den Anteil der Toleranzkanalverletzungen und eine Identifikation des Fehlverhaltens (z.B. zu späte Erbringung, begrenzte Erbringung, unvollständige Erbringung).

Zur rechnerischen Auswertung werden verschiedene Möglichkeiten vorgeschlagen. Der Anteil der Zeitschritte die den Toleranzkanal verletzen ($|d_{norm}| > 1$) bezogen auf die Gesamtanzahl der Zeitschritte ist die einfachste Möglichkeit für eine Berechnung der Erbringungsqualität. Um die

Schwere der Abweichungen miteinzubeziehen, kann die durchschnittliche Abweichung vom Toleranzkanal für Toleranzkanalverletzungen bestimmt werden und diese auf die angebotene Leistung bezogen werden.

Da bei aFRR und mFRR Gebote unterschiedlicher Größe erlaubt sind, ist die Auswertung bei stark unterschiedlichen Angeboten und einem sehr kleinen kleineren Angebot mit den bisherigen Methoden nicht eindeutig möglich. Da in diesem Fall das Rauschen des Erbringers größer ist als das Mindesttoleranzband, ist es nicht möglich mit den bisherigen Methoden zwischen systematischem Fehlverhalten und Rauschen zu unterscheiden. Daher wird für die Erbringung in Richtung des kleineren Angebotes eine weitere Auswertungsmöglichkeit verwendet. Hierbei wird für Zeitschritte, in denen der Toleranzkanal eine Erbringung fordert (untere Grenze größer 0 für positive Regelleistung bzw. obere Grenze kleiner 0 für negative Regelleistung), die tatsächlich erbrachte Regelenergie bestimmt und auf die Mindestenergie, die der Toleranzkanal fordert (integrierte Leistung der unteren (positiv) / oberen (negativ) Grenze), in diesen Zeitschritten bezogen. Hierdurch kann bestimmt werden, ob der Erzeuger die geforderte Mindestregelenergie erbringt. Eine Benachrichtigung aufgrund der Toleranzkanalverletzungen sollte jedoch trotzdem erfolgen.

In einem weiteren Arbeitspaket wurde eine Methode zur Aufteilung der Gesamtleistung auf die verschiedenen Produkte Fahrplan, FCR, aFRR und mFRR entwickelt. Eine Aufteilung auf die Produkte ist bei der gleichzeitigen Erbringung mehrerer Regelleistungsarten für die oben vorgestellten Monitoringverfahren notwendig. Der häufig gewählte Ansatz, alle Abweichungen einer Regelleistungsart zuzuordnen, wäre nicht sachgerecht, da dann die Erbringung aller anderen Regelleistungsarten zu Unrecht als perfekt eingeordnet würde. Die entwickelte Methode verwendet Zeiträume mit konstanten Sollwerten der noch nicht berechneten Produkte zur Bestimmung der Erbringungsdynamik der verschiedenen Produkte. Die Erbringungsdynamik wird als Übertragungsfunktion dritter Ordnung (FCR) bzw. einer Verrampung des Sollwertes mit anschließender Übertragungsfunktion dritter Ordnung (Fahrplan, aFRR, mFRR) angenommen. Mit der Annahme, dass diese Erbringungsdynamik über den gesamten Zeitraum konstant ist, kann die Leistung auf die einzelnen Produkte aufgeteilt werden.

3.3.8 Ergebnisse

Innerhalb des Projektes wurden alle Konzepte anhand von generischen Modellen und realen Daten validiert. Die Ergebnisse für die Monitoringkonzepte gaben die Erbringungsqualität der Einheiten nachvollziehbar wieder. Die Aufteilung der Gesamtleistung auf die jeweiligen Produkte

lieferte auch für reale Daten Ergebnisse, die z.T. zwar Abweichungen vom tatsächlichen Verhalten aufwiesen, jedoch die Erbringung der Einheiten besser als bestehende Ansätze zur Aufteilung wiedergibt. Dieses Modell sollte deshalb durch weitere Daten im realen Betrieb weiter getestet werden.

3.4 Neue Technologien entern den Markt (1): Portfoliobildung mit Kleinstflexibilitäten [FZI]

Um Kleinstflexibilitäten wirtschaftlich zu vermarkten, müssen diese aggregiert werden. Hierzu müssen auf der einen Seite Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität durch Prosumenten geschaffen werden (vgl. AP 2.4), auf der anderen Seite müssen auch technische Mechanismen gestaltet werden, welche den Nutzern der Flexibilität einen Mehrwert bieten. Beides ist bei der Einbindung kleinteiliger Flexibilität sind oft eng miteinander verzahnt (vgl. HLUC050D Aggregation). Die Arbeiten des FZI in diesem High Level Use Case beschäftigen sich zu einem auf der marktlichen Seite mit Erfassung von Anforderungen an Flexibilitätsprodukte, welche sowohl für die Prosumenten in Liegenschaften als auch die Nutzer von Flexibilität (z.B. Aggregatoren) attraktiv sind (siehe auch Kapitel 7.5).

Hier werden folgende Erkenntnisse deutlich: Für Prosumenten mit einem eigenen Energiemanagementsystem (vgl. AP 5.4) sind besonders variable Tarife interessant, da diese eine hohe Entscheidungsautonomie zulassen. Hierzu existieren in C/sells viele Beispiele und auch die Kommunikation zeitvariabler Tarife über das Smart Meter Gateway sind bereits in den Tarifierungsfällen vorgesehen. Komplizierter ist die Lage bei der Aggregation von Einzelanlagen. Aktuell kommen Elektromobilität und Wärmepumpen heute schon zum netzdienlichen Einsatz. Durch EnWG § 14a werden Anschlussnetzbetreiber in die Lage versetzt, diese netzdienlich zu steuern. Dies erfolgt aber meist im Blindflug, das heißt ohne, dass die Flexibilität zuvor explizit beschrieben wird (vgl. Flexibilitätsmechanismen in HLUC050D Aggregation). Diese Form einer direkten Lastkontrolle stellt eine einfache und effektive Lösung dar, wenn die Flexibilität nur zu seltenen Zeitpunkten gesteuert werden muss. In diesem Fall ist nämlich die Wahrscheinlichkeit, dass die Lastanpassung von außen den eigentlichen Nutzer der flexiblen Komponente einschränkt, sehr unwahrscheinlich ist. Zum anderen muss die Flexibilität nicht von vornherein detailliert bekannt sein, weil der Netzbetreiber in der Regel nur eine einzelne Lastanpassung (z.B. pro Tag) vornehmen möchte.

Bei einer Vermarktung über den Aggregator sollen die flexiblen Lasten jedoch bekannt sein, damit diese sinnvoll vermarktet werden können und basierend auf den Vermarktungsentscheidungen evtl. auch untertägig angepasst werden. Hierzu muss die Flexibilität entweder zuvor explizit z.B. durch eine Schar an vielen möglichen Lastprofilen bekannt sein. Ist diese Flexibilität der Einzelanlagen bekannt, so kann ein Aggregator durch ein Portfolio von Einzelanlagen zu verschiedenen Zeitpunkten zuverlässig Flexibilität bereitstellen. Dies wird im zweiten Use Case des FZI demonstriert. Am Beispiel von Ladeprozessen von Elektrofahrzeugen wird gezeigt, wie die Vorhersage der Flexibilität in den einzelnen Ladeprozessen (entwickelt in UAP 7.8.1, dokumentiert in HLUC050I aus AP 5.5) dazu genutzt werden kann, zuverlässig eine Gesamtflexibilität aus Einzelflexibilitäten bereitzustellen.

3.5 Neue Technologien entern den Markt (2): Flexibilitätsbereitstellung durch batterieelektrische Fahrzeuge [IAT, IAO]

3.5.1 Einleitung

Deutschland formuliert in dem „Erneuerbaren-Energien-Gesetz“ den Wunsch, bis 2050, 80 % seines Strombedarfs aus Erneuerbaren Energien decken. Die Umsetzung dieses Ziels führt zu mehreren Herausforderungen. Zum einen führt ein hoher Prozentanteil, von solchen unvorhersehbaren Energiequellen, zu einer volatileren Netzfrequenz. Um diese in einem tolerierbaren Korridor zu halten, wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) Regelleistung verwendet. Da der größte Anteil an Erneuerbaren Energien, wie z.B. Wind- oder Solarenergie, aufgrund mangelnder Vorhersehbarkeit nicht in der Lage ist Regelleistung bereitzustellen, werden Elektrofahrzeuge (EVs) als mögliche neue Teilnehmer des Regelleistungsmarkts betrachtet [9, 10].

Neben der Teilnahme am Regelleistungsmarkt wird auch die Bereitstellung von anderen Netzdienstleistungen diskutiert. Allerdings führt ein wachsender Bestand an Elektrofahrzeugen nicht nur zu Chancen für die Systemsicherheit, sondern auch zu Problemen, wie z.B. zu einer Überlastung von Niederspannungsnetzen. Während das folgende Kapitel eine Zusammenfassung der Meta-Studie „Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge“ [11] gibt, beschäftigt sich der Rest des Beitrags mit der Menge an

bereitstellbarer Regelleistung, die für verschiedene Bereitstellungszeiten und verschiedene Flottengrößen in einer statischen und einer dynamischen Simulation bestimmt wird.

3.5.2 Metastudie E-Mob ¹

In der Metastudie „Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge“ wurden zum einen die Auswirkungen der Elektromobilität auf die in Deutschland nachgefragte elektrische Energiemenge, als auch auf den Strom-Lastgang untersucht. Darüber hinaus wurden Ergebnisse zum technischen und wirtschaftlichen Potential denkbarer Netzdienstleistungen gesammelt und ausgewertet. Die Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen.

Die zusätzlich generierte Leistungsnachfrage durch Elektrofahrzeuge in Spitzenlastzeiten kann als größte Herausforderung für die Stromnetze gesehen werden. Im Gegensatz zum Einfluss auf den Lastgang, wird die zusätzlich notwendige Energiemenge von den hier erfassten Studien als unkritisch betrachtet. Als besonders problematisch wird in der betrachteten Literatur das Zusammenfallen der durch Elektrofahrzeuge zusätzlich erzeugten Last mit der ohnehin existierenden abendlichen Spitzenlast der Haushalte durch einen ungesteuerten Ladevorgang gesehen. Somit wird in Zukunft ein intelligentes Lademanagement und die Vernetzung der Sektoren immer wichtiger.

Die betrachteten Studien wurden weiterhin nach Raumtypen: ländlich, suburban und urban analysiert. Für das ländliche Netz stellt sich vor allem die Spannungshaltung bei erhöhter Elektrofahrzeugdurchdringung als kritisch heraus, welche insbesondere auf die typischerweise hohen Leitungslängen zurückzuführen ist. Im vorstädtischen Netz werden größtenteils eher geringe Probleme in den kommenden Jahren erwartet. Potentielle Netzüberlastungen treten erst vermehrt bei hoher Marktdurchdringung und hohen Ladeleistungen auf. Auch im städtischen Netz werden Überlastungen vermehrt bei höheren Durchdringungen und höheren Ladeleistungen erwartet, wobei die Spannungshaltung als eher unproblematisch erscheint. Zahlreiche Autoren stimmen außerdem darin überein, dass die Überlastungen stark von der Verteilung und der lokalen Konzentration innerhalb des städtischen Netzes abhängen. Bei ungünstigen Verteilungen der Elektrofahrzeuge oder schwach dimensionierten Netzen sind Grenzwertverletzungen möglich, was eine individuelle Betrachtung des jeweiligen Netzgebietes notwendig macht. Hohe

¹ G. Göhler, C. Schmaus, A. Klingler. "Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge: Metastudie" Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement, Universität Stuttgart, 2019

Durchdringungsgrade, hohe Ladeleistungen und hohe Gleichzeitigkeiten ohne Netzausbaumaßnahmen oder Lademanagement werden in Zukunft zu flächendeckenden Engpässen führen.

Elektrofahrzeuge tragen jedoch nicht nur zu Netzüberlastungen bei, sondern eröffnen auch die Möglichkeit, in Zukunft einen großen Beitrag zur Systemsicherheit zu leisten oder notwendig werdende Netzausbaumaßnahmen zu verringern. Die Breite der möglichen Netzdienstleistungen variiert dabei mit dem Ladesystem. Während unidirektionales Laden hauptsächlich Netzdienstleistungen in Form der Frequenzhaltung und Verschiebung von Ladevorgängen ermöglicht, sind durch ein bidirektionales Ladesystem theoretisch alle Netzdienstleistungen (Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungssicherheit und Betriebsführung) möglich. Die technischen und wirtschaftlichen Potentiale liegen dabei teilweise weit auseinander. Während aus technischer Sicht große Potentiale zugeschrieben werden, müssen im Bereich Wirtschaftlichkeit erst deutliche Anreize geschaffen werden.

Demand Side Management (DSM) besitzt ein sehr großes Potential zur Lastverschiebung und bei intelligenter Implementierung die Möglichkeit, die negativen Netzauswirkungen durch Elektrofahrzeuge zu verhindern. Lediglich bei einer Ladestrategie, die allein auf Strompreissignalen beruht, könnten die Netzbelastungen, bedingt durch die entstehenden hohen Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge, zusätzlich verstärkt werden. Die Implementierung einer intelligenten Ladesteuerung besitzt somit eine volkswirtschaftliche Relevanz, indem Netzausbaumaßnahmen verhindert werden. Das wirtschaftliche Potential für den Besitzer wird jedoch unter heutigen Bedingungen als eher gering beziffert. Es besteht – ohne die Kombination mit einer Photovoltaikanlage – bisher kein geeigneter monetärer Anreiz für den Fahrzeughalter, sich am DSM zu beteiligen. Eine Anpassung der regulatorischen und technischen Voraussetzungen für ein flächendeckendes DSM ist dringend notwendig.

Für die Bereitstellung von positiver Regelleistung zeichnet sich ein ähnliches Bild ab – während auf technischer Seite ein hohes Potential attestiert wird, kann die Bereitstellung positiver Regelleistung als wirtschaftlich unattraktiv bezeichnet werden. Für eine wirtschaftliche Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung bedarf es hingegen lediglich der richtigen Anreize und einem vereinfachten Marktzugang von Politik und Netzbetreiber. Denn unter den heutigen Gegebenheiten, wie den Präqualifikationsbedingungen oder hohen Mindestleistungen, ist die Hürde zur Teilnahme am Regelenergiemarkt äußerst groß.

Das Zusammenspiel von Stromerzeugern, Netzstabilität und Elektromobilität im Zuge der Sektorkopplung gewinnt immer mehr an Bedeutung. Eine gesamtheitliche und vernetzte Betrachtung bereits in der Planungsphase ist in Zukunft unabdingbar. Des Weiteren sind wirtschaftliche Potentiale für Netzdienstleistungen durch Elektromobilität fortlaufend zu bewerten und auf Basis der sich ändernden Bedingungen anzupassen. Hierbei müssen Anreizmodelle und neue Plattformen geschaffen werden, um den Fahrzeugnutzern und Flottenbetreibern den Einstieg in den „Handel“ mit Flexibilität (z. B. Vermarktung von Regelleistung und Direkthandel mit Energie) zu ermöglichen.

3.5.3 Fehler/Mangel/Defizit/Kritik/Kommentare bei bestehenden Verfahren

Die statische Simulation folgt der Methodik zur Berechnung der Menge an bereitstellbarer Leistung für Netzdienstleistungen mittels V2G, die von Kempton und Tomic 2004 [12] zuerst vorgestellt wurde und von Dallinger et al. 2011 [13] weiterentwickelt wurde. Die dynamische Simulation orientiert sich an der ebenfalls in [13] vorgestellten Monte-Carlo-Simulation. Bei der Anwendung des statischen und dynamischen Ansatzes werden die verwendeten Parameter anhand der neuen Datenlage aktualisiert.

In der Studie von David et al. wurde für die Anschlussleistung ein Wert von $P_{Anschluss} = 43,6 \text{ kW}$ angenommen. Dieser Wert scheint vergleichsweise hoch gewählt, wenn man sie mit den Anschlussleitungen der öffentlichen Ladepunkte in Deutschland vergleicht. Am 05.05.2020 waren nur 14.4% aller in Deutschland installierten öffentlichen Ladepunkte in der Lage mehr als 22 kW bereitzustellen [14]. Die Mittlere Ladeleistung lag im Mai 2020 bei 28,1 kW (Ladesäulen). Insbesondere an Orten mit langen Parkzeiten wie zu Hause, oder am Arbeitsplatz reichen geringere Ladeleistungen als die der öffentlichen Ladesäulen aus, da hier meistens mehr Zeit zum Laden vorhanden ist.

Der Arbeitsplatz wird insbesondere als Bereitstellungsort untersucht, da das EV hier mehrere Stunden des Tages verweilt. Zudem ist eine Installation der benötigten Infrastruktur logistisch bei Unternehmen deutlich besser umzusetzen, da sehr viele bidirektionale Ladesäulen konzentriert an einem Ort installiert werden. Es wird angenommen, dass so die entstehenden Installationskosten so geringer sind als die Installation in einzelnen Haushalten. Die Studie von David et al. untersuchte hingegen die Bereitstellung von zu Hause aus. Da das Auto am Arbeitsplatz eine deutlich längere Zeit verbringt als an einem öffentlichen Ladepunkt, ist eine

Notwendigkeit von höheren Ladeleistungen nicht gegeben. Unter den Gesichtspunkten einer fehlenden Notwendigkeit und höherer Kosten der Ladepunkte mit mittleren bis hohen Ladegeschwindigkeiten, wird die niedrigste geläufige Anschlussleistung $P_{Anschluss} = 3,6 \text{ kW}$ angenommen.

3.5.4 Entwickelte Methodik für Quantifizierung und stoch. Simulation

Datengrundlage

Für die in diesem Beitrag betrachteten Regelleistungsprodukte, Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL), gilt eine Mindestgebotsgröße von 1 MW und eine Bereitstellungszeit von 4h. [15]

Für die technische Beschreibung der Fahrzeuge werden die zwanzig am häufigsten in Deutschland zugelassenen batterieelektrischen Fahrzeugmodelle des Zeitraums Januar 2017 bis September 2019 berücksichtigt. Durch Gewichtung der gewünschten Eigenschaften: Kapazität und spezifischer Verbrauch mit der Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge, abgerufen vom Kraftfahrt-Bundesamt [16], lassen sich Durchschnittswerte ermitteln [16, 17]. Da das KBA nicht zwischen verschiedenen Modellvarianten unterscheidet, wird sowohl ein minimaler Mittelwert als auch ein maximaler Mittelwert berechnet. Der Minimalwert der Batteriekapazität B_C beträgt $41,4 \text{ kWh}$, der maximal Wert des Verbrauchs ist $18 \frac{\text{kWh}}{100\text{km}}$.

Da neben den technischen Eigenschaften auch das Mobilitätsverhalten der Fahrzeughalter simuliert werden soll, wird das Fahrverhalten der Deutschen untersucht. Dazu wird der Datensatz A der Studie „Mobilität in Deutschland 2017“ betrachtet [18]. Es werden nur die Beschäftigte betrachtet, die ihre Strecken als Fahrer eines Pkws an einem Werktag zurücklegten. Die möglichen Aufenthaltsorte werden nach [19] in vier verschiedene Kategorien eingeteilt: „Arbeitsplatz“, „Zuhause“, „Unterwegs“ und „Sonstige“. Die Auswertung ergibt, dass die Autos die meiste Zeit des Tages Zuhause verweilen. Auch am Arbeitsplatz befinden sich die Pkws ausreichend lange, mehr als 4h, um Regelleistung bereitstellen zu können. Für eine genauere Beurteilung des Standorts „Arbeitsplatz“ wird der Tagesverlauf der Ankünfte und Abfahrten ausgewertet. Neben diesen Ankunfts- und Abfahrtszeiten wird aus der Datengrundlagen auch die Länge des Arbeitswegs ermittelt.

Statische Simulation

Bei der Bestimmung des Energiepotenzials wird das Mobilitätsverhalten des Fahrers berücksichtigt, da dieses nicht eingeschränkt werden soll. Die Energie, welche für das Zurücklegen der durchschnittlichen Tagesstrecke verbraucht wird, wird durch den Verbrauch $sC = 18,0 \frac{kWh}{100km}$ und die Strecke $D_d = 21 km$ dargestellt [18]. Die Verbrauchswerte wurden mit dem WLTP-Standard ermittelt. Dieser Standard ist nicht realitätsnah. Zur Korrektur wird ein weiterer Faktor $r = 1,3$ eingeführt, der mit dem Verbrauch zu multiplizieren ist. Die Energie E_{Neg} , die aus dem Netz entnommen wird, kann nur so groß sein wie die Energie, die an einem Tag verbraucht wurde. Sämtliche Wirkungsgrade, sowohl beim Laden, als auch beim Entladen werden auf den Faktor $\eta = 90\%$ festgesetzt.

$$E_{Neg} = \frac{D_d \cdot sC \cdot r}{\eta} \quad \Bigg| \quad E_{Pos} = (B_C - (D_d + D_S) \cdot sC \cdot r) \cdot \eta$$

E_{Pos} ist die Energiemenge, die man aus der Batterie entladen kann ohne das Mobilitätsverhalten des Fahrzeughalters einzuschränken. Um das zu gewährleisten wird durch das Berücksichtigen der Reservedistanz $D_S = 32 km$, nach [12] sichergestellt, dass genügend Energie für diese in der Batterie verbleibt. Die verfügbare Energie wird durch das abziehen der am Tag benötigten Energie mit der Reserveenergie von der Kapazität $B_C = 41,4 kWh$ ermittelt. Die bereitstellbare Regelleistung ergibt sich aus dem Minimum der beiden begrenzenden Faktoren Energie und Anschlussleistung.

$$P_{Reg}(N_{EV}, t_{Reg}) = \min\left(\frac{N_{EV} \cdot E_{Pos/Neg}}{t_{Reg}}, P_A \cdot N_{EV}\right)$$

Dynamische Simulation

Um die Auswirkungen verschiedener Szenarien auf die Menge an bereitstellbarer Regelleistung beurteilen zu können, wird am Anfang der Simulation ein bestimmtes Szenario festgelegt. Es wird die Flottengröße an Elektrofahrzeugen, die Dauer der Bereitstellung von Regelleistung, der Anteil an ladenden Elektrofahrzeugen und die Anzahl von Iterationen der Simulationen festgelegt. Um die Daten in der dynamischen Simulation verwenden zu können, werden Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen (WDFs) an die Histogramme der jew. Daten gefittet. Mithilfe dieser WDFs wird ein Pool von virtuellen Elektrofahrzeugen generiert, indem für eine bestimmte Eigenschaft eines Autos ein Zufallswert nach der jew. WDF gebildet wird. Ein virtuelles Auto wird beschrieben durch folgende Eigenschaften: Kapazität, Verbrauch, Strecke zwischen Zuhause und Arbeitsplatz (Es wird vereinfachend angenommen, dass ein Auto nur zwei Strecken pro Tag zurücklegt. Von Zuhause zum Arbeitsplatz und wieder zurück), Ankunftszeit am Arbeitsplatz und die Abfahrtszeit. Zudem wird jedem virtuellen Elektroauto ein bestimmter

Batterieladezustand am Tagesanfang zugewiesen. Da es hier keine Datengrundlage gibt wird für die Dichtefunktion eine Normalverteilung mit einem Mittelwert von 65% *SoC* und einer Standardabweichung von 20% *SoC* mit Minimum 40% *SoC* und Maximum 90 % *SoC* angenommen. Nach der Generierung der Variablen werden Kapazität und Ladezustand je nach Bedarf korrigiert. Es wird sichergestellt, dass die Batterie mit ausreichend Energie geladen ist, um zum Arbeitsplatz hin und zurückzufahren. Innerhalb einer Iteration laufen folgende Berechnungen ab. Es werden virtuelle Fahrzeuge anhand der aufbereiteten Daten generiert. Anschließend wird die Menge an Regelenergie zu jedem Zeitpunkt des Tages berechnet, durch das Aufsummieren der für die Bereitstellung für Regelleistung verfügbaren Energie der anwesenden Autos. Ein anwesendes Auto wird hier über die Ankunftszeit und Abfahrtszeit des jew. Fahrzeugs bestimmt. Falls ein Teil der Autos geladen wird, wird die dazukommenden Energie ebenfalls berücksichtigt. Aus der abrufbaren Regelenergie kann durch die Berücksichtigung der Bereitstelldauer, die Regelleistung berechnet werden. Um nun die Aussagekraft der Ergebnisse zu erhöhen werden mehrere Iterationen durchgeführt. Jede zusätzliche Iteration entspricht einem neuen beobachteten Tag. Deswegen werden die Werte der Eingeschalten Ankunftszeit, Abfahrtszeit, und Ladezustand am Tagesanfang zu Beginn jeder Iteration neu generiert. Kapazität, Verbrauch und Arbeitsweg bleiben über die Iterationen hinweg konstant.

3.5.5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ergebnisse der statischen Simulation

Die Ergebnisse der statischen Simulation sind in Abbildung 3-6 für die positive Regelleistung und in Abbildung 3-8 für die negative Regelleistung zu sehen. Die verfügbare positive und negative Regelleistung für ausgewählte Werte für die Anzahl der zur Verfügung stehenden Fahrzeuge N_{EV} und die Dauer t_{Reg} ist in Tabelle 3.3-1 zu sehen. Es besteht eine proportionale Beziehung zwischen der Anzahl der Fahrzeuge und der verfügbaren Regelleistung. Der Proportionalitätsfaktor ist, im Falle der Bereitstellung von negativer Regelleistung zeitabhängig. Beträgt die Abfragedauer für die Bereitstellung negativer Regelleistung 80 Minuten oder weniger und für alle beobachteten Bereitstellungszeiten positiver Regelleistung, ist der Proportionalitätsfaktor konstant. Hier begrenzt die Anschlussleistung. Bei längeren Zeiträumen für die Bereitstellung negativer Regelenergie wird der Faktor kleiner. In diesem Fall begrenzt die Regelenergie die verfügbare Regelleistung.

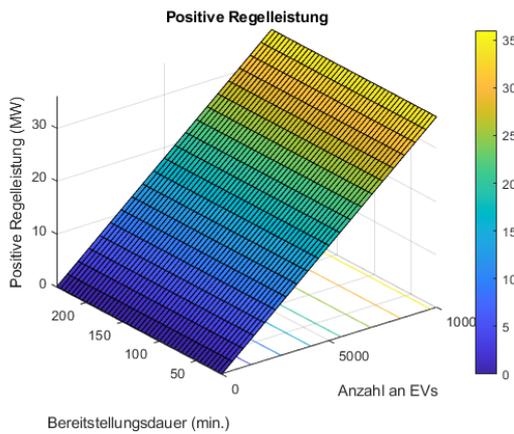


Abbildung 3-7: Verfügbare positive Regelleistung

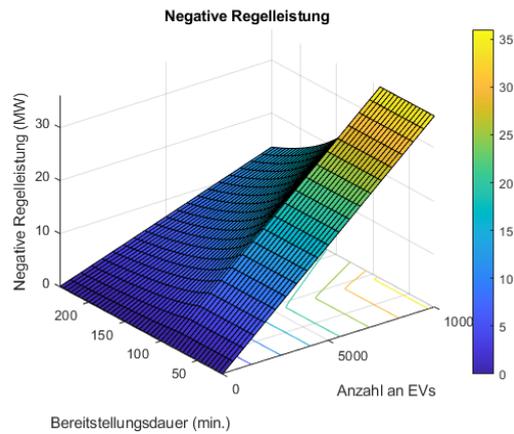


Abbildung 3-8: Verfügbare negative Regelleistung

	t_{Reg} (hr)	$N_{EV} = 100$	$N_{EV} = 1000$	$N_{EV} = 10000$
negative Regelleistung (MW)	$t = 1$	0,360	3,600	36,000
	$t = 2$	0,273	2,730	27,300
	$t = 4$	0,136	1,365	13,650
positive Regelleistung (MW)	$t = 1$	0,360	3,600	36,000
	$t = 2$	0,360	3,600	36,000
	$t = 4$	0,360	3,600	36,000

Tabelle 3.5-1: Ergebnisse der statischen Simulation

	t_{Reg} (hr)	$Ch_F = 0\%$	$Ch_F = 50\%$	$Ch_F = 100\%$
negative Regelleistung (MW)	$t = 1$	2,39	1,91	1,52
	$t = 2$	1,18	0,930	0,715
	$t = 4$	0,578	0,384	0,295
positive Regelleistung (MW)	$t = 1$	1,89	2,40	2,62
	$t = 2$	0,932	1,22	1,54
	$t = 4$	0,449	0,615	0,784

Tabelle 3.5-2: Ergebnisse der dynamischen Simulation

Ergebnisse der dynamischen Simulation

Zur Darstellung des Einflusses der einzelnen Parametern: Anteil der ladenden Fahrzeuge am Arbeitsplatz CH_F , Bereitstellungszeitraum t_{Reg} , Anzahl der erzeugten N_{EV} und die Anzahl der Monte-Carlo-Iterationen MC wird zunächst ein Referenzszenario definiert, mit $CH_F = 100\%$, $N_{EV} = 5000$, $t_{Reg} = 4 h$ und $MC = 100$. Der Tagesverlauf der Reserveenergiemenge (oben) und der im Referenzszenario zur Verfügung stehenden Regelleistung (unten) für das

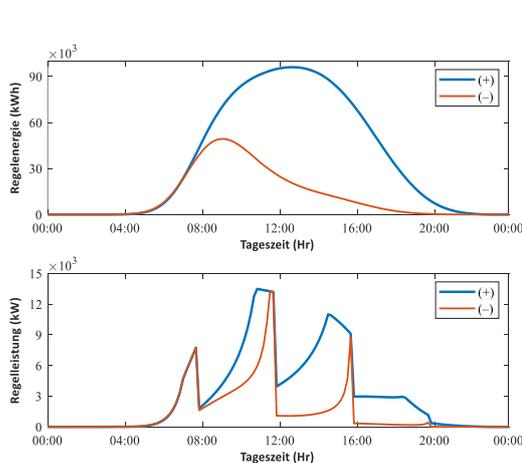


Abbildung 3-9: Reserveenergie und Regelleistung am Arbeitsplatz

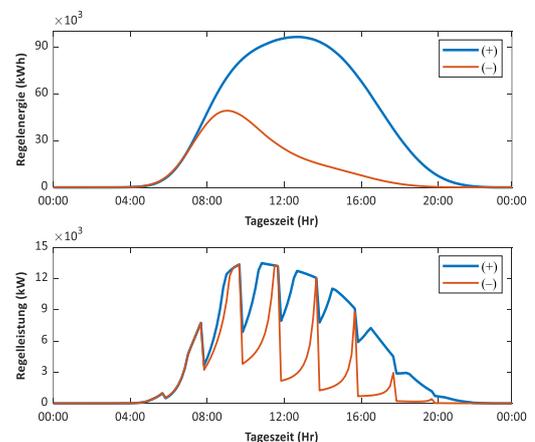


Abbildung 3-10: Reserveenergie und Regelleistung mit reduzierter Bereitstellungszeit

Referenzszenario ist in Abbildung 3-9 dargestellt. In Abbildung 3-10 sind im Vergleich dazu die Energie und Leistungsverläufe für eine Abänderung des Referenzszenarios mit $t_{Reg} = 2 \text{ h}$ dargestellt. Die maximale Bereitstellungsdauer der Szenarien für einen Tag ist in Abbildung für $N_{EV} = 1000$ dargestellt.

Schlussfolgerungen

In den untersuchten Szenarien reichten 400 bis 3500 EVs aus, um die für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt erforderliche 1 MW zu erreichen. Bei einem weiteren Anstieg des Bestands der EVs, haben sie das Potenzial, einen signifikanten Anteil der vom öffentlichen Netz benötigten Regelenergie bereitzustellen. Das Aufladen der Batterien der EVs hat aufgrund der begrenzten Kapazität des Stromanschlusses einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Menge an Strom, die bereitgestellt werden kann. Die Verkürzung der maximalen Bereitstellungsdauer oder eine Erhöhung der Flottengröße haben einen größeren Einfluss auf die Menge der Regelleistung, die bereitgestellt werden kann. Eine größere Anzahl von EVs kompensiert auch das Fahrverhalten einzelner Personen und liefert somit zuverlässigere Werte. Um das Potenzial von EVs für die Bereitstellung von Regelleistung zu erhöhen, ist die Reduzierung der maximalen Dauer der Abfrage die am einfachsten umzusetzende Maßnahme. Darüber hinaus würde die Förderung des Ausbaus der bidirektionalen Infrastruktur das Potenzial weiter erhöhen.

3.6 Bereitstellung von Flexibilität an parallel existierenden Märkten durch Quartierszellen [MVV]

Der zellulare Ansatz in C/sells wird im Rahmen der Stadtquartiersentwicklung Franklin in Mannheim mit einem zweistufigen Konzept der Organisation von Energiezellen im Sektorenverbund von Elektrizität und Wärme umgesetzt.

Im Rahmen der umfangreichen Themen zur Entwicklung dieser Infrastruktur legt die MVV innerhalb des Arbeitspaketes 7.8 des Projektes C/sells den Fokus auf die Prozesse zum lokalen Energiemanagement in der Liegenschaft sowie zur Marktintegration von Energieüberschüssen und Flexibilitäten aus der Energiezelle Franklin. Somit stellt die Demonstration in AP7.8 eine Umsetzung von Inhalten aus dem vorliegenden HLUC dar.

Das zweistufige Konzept von Energiezellen basiert auf der Errichtung einer Energieinfrastruktur in FRANKLIN mit autonom geregelte Energiesystemen

- im Quartier und
- in Gebäuden im Stadtquartier

sowie einer im Quartier angesiedelten „Smart Infrastructure Plattform“ – auch als IoT-Plattform (Internet of things) bezeichnet, wobei diese Umgebung wiederum in folgende zwei Ebenen gegliedert wird:

- unterstützende Informationsinfrastruktur (zellbezogenes Infrastruktur-Informationssystem - IIS) sowie
- Komponenten zum lokalen Energiemanagement im Quartier zuzüglich lokaler Energiemanagementsysteme in den Gebäuden.

Dieses zweistufige Energiesystem wird so geregelt, dass im ersten Schritt Gebäude-Energiemanagementsysteme Energieüberschüsse und Flexibilität im Stadtquartier bereitstellen können. Die Smart Infrastructure Plattform nutzt diese zusätzliche Flexibilität der Gebäude in Verbindung mit den direkt im Stadtquartier gesteuerten Anlagen (PV-Anlagen, Power-to-Heat-Anlagen, Heizpufferpeicher, Ladepunkte der Elektromobilität sowie Beimischstationen), um im Verbund von Strom und Wärme die Energieflüsse im Stadtquartier effizient und damit kostengünstig bei Nutzung erneuerbarer Energien zu regeln. Grundlage für dieses Systemkonzept ist im Quartier eine breite Durchdringung mit hochauflösendem Monitoring von Verbrauchsdaten (High Resolution-Monitoring; HR-Metering).

Im Scope des Franklin-Vorhabens im Rahmen von C/sells steht die **Nahwärmeversorgung**, die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität (**EMob**) und das hochauflösende Metering (**HR-Metering**). Dazu wird das zweistufige Systemkonzept entsprechend nachfolgender Abbildung umgesetzt.

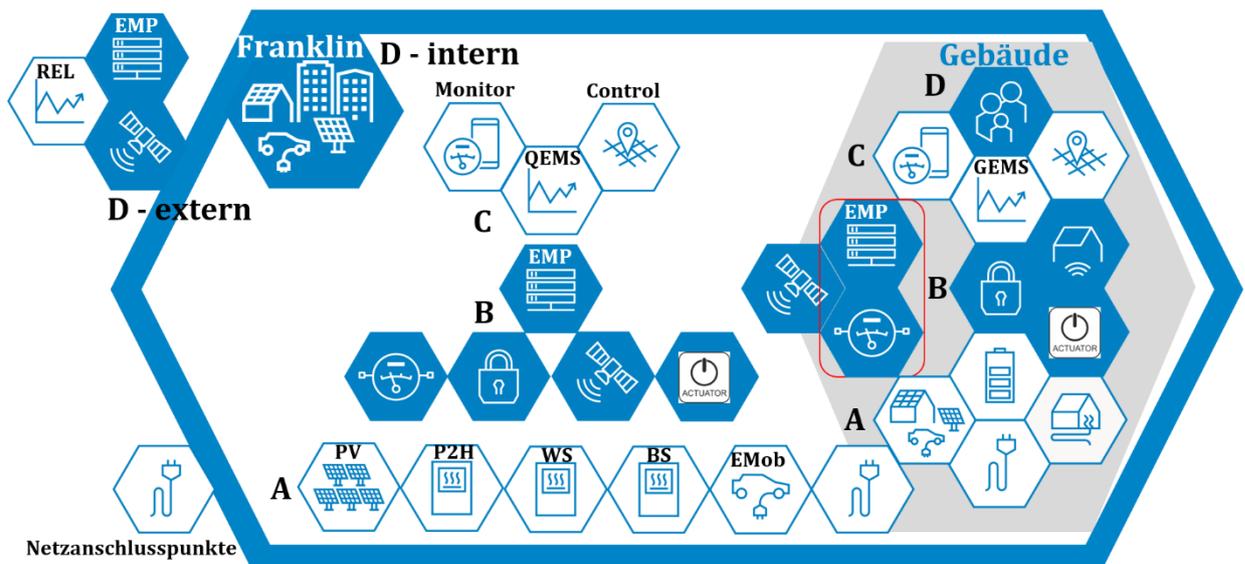


Abbildung 3-11: Komponentenmodell in den Energiezellen Franklin und Gebäude

Die Komponenten innerhalb der Gebäude sind grundsätzlich nicht Bestandteil des Vorhabens von AP 7.8 in C/sells. Ausgestattet werden die Gebäude aber mit intelligenten Messsystemen und Gebäudeenergiemanagementsystemen (**GEMS**), die somit die Schnittstelle zur Bereitstellung von Flexibilität an das Energiemanagementsystem (**QEMS**) des Stadtquartieres bilden. Zusätzlich wird die Wärmekapazität der Wärmespeicher innerhalb der Gebäude als Flexibilität im Rahmen der Sektorenkopplung Strom und Wärme eingesetzt.

Im Rahmen der vier Schichten zur Gliederung der Komponenten [**C/sells - Architekturmodell. (05/2020)**] werden in den Gebäuden folgende Komponenten genutzt

- zur **Schicht B** intelligente Messsysteme (**iMSys**) zu den Anschlusspunkten des Gebäudes oder eventueller Einzelanlagen im Gebäude inkl. moderne Messeinrichtungen für Strom, Wärme, Gas und Wasser sowie des zugehörigen Smart Meter Gateways (**SMGW**)
- zur **Schicht B** eine lokale Energiemanagement-Plattform (**EMP**) als Schnittstelle zur Nachrichtenübertragung zwischen Gebäude und Quartier zwecks optimierten Energiemanagements im Verbund
- zur **Schicht B** eine Schnittstelle zur Weitkommunikation (**WAN**) zur Kommunikation von Gebäude mit anderen Gebäuden, mit Quartiersdiensten sowie anderen Funktionen der Energiemärkte und verbundener Netzbetreiber

Innerhalb des Stadtquartieres werden betrachtet:

- zur **Schicht A** Geräte und Anlagen zur Photovoltaik-Erzeugung (**PV**) im Quartier zur Strom-Wärme-Umwandlung (**P2H**) sowohl zur Unterstützung („boostern“) des Nahwärmenetzes als auch zur Bereitstellung von Regelleistung (**REL**) in Verbindung mit Beimischstationen (**BS**), dezentrale Wärmespeicherung zur Netzoptimierung (**WS**) und Verbrauch an öffentlichen Ladepunkten zur Elektromobilität (**EMob**) als auch die **Netzanschlusspunkte** vom Quartier zur Umgebung zwecks Bereitstellung von aggregierter Flexibilität
- zur **Schicht B** intelligente Messsysteme und weitere Sensorik und Steuersysteme an den genannten Anlagen (PV, P2H, WS, Ladepunkte für EMob, BS), geschützte Kommunikationssysteme und Kommunikationssicherung zur Verbindung genannter Anlagen, Gebäude sowie Energiemanagement-Plattformen (**EMP** – dezentrale IIS-Komponente) als Basis für Smart Infrastructure Plattform)
- zur **Schicht C** Funktionen zur Regelung von Wärmeflüssen, zum Monitoring von Energieflüssen sowie zur Bereitstellung von Flexibilität durch Ladeinfrastruktur mittels Quartiers-Energiemanagementsystem (**QEMS**) inkl. Beobachtung, Analyse und Steuerung
- **Smart Infrastructure Plattform (SIP)**
- zur **Schicht D** die Akteure des Infrastrukturbetriebes im Stadtquartier, die Gebäude zur energieeffizienten Regelung im Verbund sowie mit aggregierten Energiemengen und Flexibilitäten des Quartieres über die Weitkommunikation (**WAN**) die externen **Märkte** inklusive der Vermarktung von Regelenergie (**REL**) und externe Infrastrukturbetreiber mit ihren Energiemanagement-Plattformen (**EMP**) als Nutzer der genannten Komponenten und Funktionen

Mit dieser Systemarchitektur können Energieüberschüsse und Flexibilitäten des Stadtquartieres durch die Gestaltung einheitlicher Prozesse und Schnittstellen über parallel existierende, regionale und überregionale Märkte an Markt- und Netzakteure vermarktet werden. Um vorhanden Flexibilität an mehrere Akteure parallel anbieten zu können, wird die IIS-Komponente Flexibilitätskataster genutzt. In das Kataster wird Flexibilität eingetragen, kann dort von Akteuren verschiedener Märkte gefunden werden, um somit einen Vermarktungsprozess zu starten.

Dies unterstützt das C/sells-Ziel zur Erschließung neuer Handlungsräume unter Partizipation vielfältiger Akteure, hier insbesondere unter Beteiligung der Vielfalt von Bewohnern und Nutzern des Stadtquartieres.

Ebenso kann die zellulare Ausgestaltung den zellularen Netzbetrieb unterstützen und ist somit auch Beitrag zur lokalen Versorgungssicherheit, was aber nicht im Fokus des AP 7.8 steht.

3.7 So ermöglichen wir Vielfalt [KIT]

In den vorstehenden Arbeiten wurden im ersten Schritt dieses HLUCs Konzepte und Umsetzungen entwickelt und vorgestellt, um dezentraler Flexibilität aus neuen Technologien (bspw. Elektromobilität, Kleinstflexibilitäten) oder neuen Organisationsformen (bspw. Quartierszellen oder Portfolios zahlreicher kleiner Flexibilitäten) den Zutritt zum zentralen Handel mit Energie und Flexibilität zu ermöglichen.

Hierfür wurden neben den notwendigen Weiterentwicklungen und Potenzialanalysen auf der Angebotsseite auch Untersuchungen im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Nachfrageseite nach Systemdienstleistungen durchgeführt, also insbesondere dem Regelleistungsmarkt. Diese Arbeiten haben zum Ziel, im Energiesystem der Zukunft **Vielfalt zu ermöglichen**.

Sobald die Potenziale auf den in 3.1 vorgestellten Märkten gehandelt werden, ergeben sich allerdings neue Fragestellungen und Herausforderungen. Diese umfassen Bietstrategien für Märkte, mögliche Weiterentwicklungen der Regelleistungsmärkte sowie neue Marktsegmente (z.B. Flexplattformen) und deren Auswirkungen auf die Anreizstrukturen. Hierfür werden nachfolgend Marktmodelle entwickelt und angewendet, um die **Vielfalt optimal zu nutzen**. Abschließend wird anhand der Demonstrationszelle Franklin aus AP7.8 gezeigt, wie die Vermarktung auf parallel existierenden Märkte schon heute konkret umgesetzt werden kann.

4 Vielfalt optimal nutzen

4.1 Untersuchte Anwendungsfälle und Marktsegmente für Flexibilität [KIT]

Bereits heute wird Flexibilität in beträchtlichem Maße im Energiesystem eingesetzt. Die Bereitstellung erfolgt vornehmlich erzeugungsseitig durch konventionelle Kraftwerke und Wasserkraftwerke oder durch Speicher wie Pumpspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher. Durch die in Kapitel 3 vorgestellten Methoden und neuen Technologien könnten die heute etablierten Flexibilitätsoptionen in der Zukunft ergänzt oder langfristig möglicherweise sogar substituiert werden.

Die Flexibilität und Energie, die durch die vorher beschriebenen Maßnahmen gehoben werden kann, lässt sich im Stromsystem zu verschiedenen Zwecken einsetzen. Neben einem netzdienlichen Einsatz und einem systemdienlichen Einsatz lässt sich ein marktdienlicher Einsatz von Flexibilität unterscheiden. Darüber hinaus wird der regionale präferenzbasierte Stromhandel untersucht. Um die im Rahmen von C/sells untersuchten Anwendungsfälle strukturieren zu können, wurden hierfür die drei Handelsplätze (siehe nachstehende Abbildung) unterschieden: links der regionale Handel mit Strom, in der Mitte der über zentrale Börsen koordinierte marktdienliche und systemdienliche Handel mit Flexibilität und rechts der netzdienliche Handel mit Flexibilität (im SINTEG-Kontext Flex-Plattform genannt, siehe HLUC050J und [20]).



Abbildung 4-1: Die drei C/sells Handelsplätze regionaler Präferenzhandel, zentraler marktdienlicher und systemdienlicher Handel sowie regionaler netzdienlicher Handel (von links nach rechts). [20]

Die im HLUC050L durchgeführten Arbeiten zur Marktmodellierung und zu Vermarktungsmöglichkeiten fokussieren sich auf den zentralen Handel in Form von

Regelleistungsvermarktung und der Spotvermarktung, lassen sich jedoch grundsätzlich auch auf die beiden anderen Segmente übertragen bzw. um diese erweitern.

4.2 Wechselwirkungen der Marktsegmente des zentralen Handels und des marktbasieren Netzengpassmanagements [IER]

In Elektrizitätsversorgungssystemen muss neben der zeitlichen Koordination von Erzeugung und Verbrauch auch deren lokale Verortung, verbunden mit der vorhandenen Netzinfrastruktur, Beachtung finden. Dies kann über zwei Grundprinzipien erfolgen. Die erste Option ist ein zonales Strommarktdesign, in dem zunächst Erzeugung und Verbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt ausgeglichen wird. Handelsbedingt entstandene Netzengpässe werden im Anschluss durch Anpassung des Anlageneinsatzes (Redispatch) auf regulatorischer Basis gelöst. Auf eine marktliche Beachtung von Netzrestriktionen wird somit zugunsten eines großen, liquiden Marktgebiets mit langfristig stabilen Preissignalen verzichtet. Die zweite Option stellt ein nodales Strommarktdesign dar, in dem Netzrestriktionen zusammen mit dem zeitlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in einem Schritt berücksichtigt werden und somit regional Preise differenziert werden. Zugunsten eines engpassfreien Anlageneinsatzes werden weniger stabile Preissignale akzeptiert, die zusätzliche Maßnahmen für Investitionsanreize erforderlich machen. [31]

Der Handel in europäischen Strommärkten basiert auf dem zonalen Ansatz. Somit steht die effiziente Koordination des zeitlichen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage im Mittelpunkt. Dies erfolgt über Terminmärkte bereits mit großem zeitlichen Vorlauf zur physikalischen Lieferung zur Risikoabsicherung und über die Spotmärkte letztendlich die Einsatzplanung und -optimierung, die den steten Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage sicherstellen. Abweichungen hiervon aufgrund ungeplanter Anlagenausfälle oder Prognosefehlern werden in Echtzeit mittels Einsatz von Regelleistung ausgeglichen. Die Beschaffung ausreichender Kapazität erfolgt hierbei über

Regelleistungsmärkte im Voraus. Die nachfolgende Abbildung ordnet die organisierten Strommärkte im zeitlichen Verlauf ein.

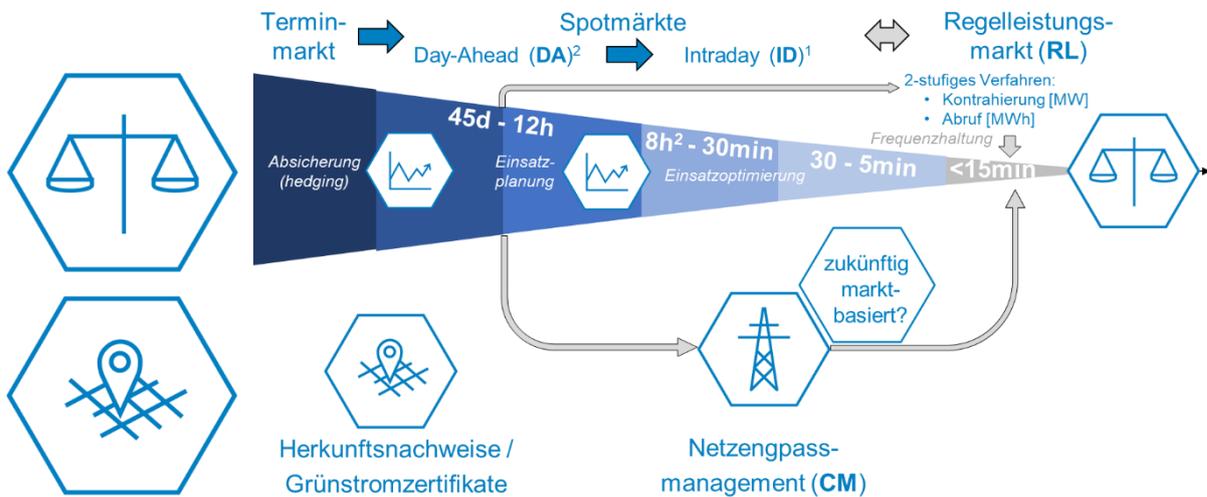


Abbildung 4-2: Einordnung der bestehenden organisierten Elektrizitätsmärkte für den zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage (oben), sowie potentielle neue Märkte zur regionalen Koordination von Netzdienstleistungen. (eigene Darstellung basierend auf [32])

In den bestehenden organisierten Elektrizitätsmärkten, also Termin-, Spot- und Regelleistungsmärkten, kann ein konsistentes Marktdesign mit einem einheitlichen Preissignal durch die ausschließliche Ausrichtung auf die Koordination des zeitlichen Ausgleichs sichergestellt werden. Mit im zeitlichen Verlauf zunehmender Prognosegüte über den Systemzustand und unter Berücksichtigung des jeweiligen Produktdesigns kann somit eine effiziente Vermarktung von Flexibilität erfolgen.

Überschreitet jedoch der notwendige regionale Ausgleich der handelsbasiert entstandene Erzeugungs- und Verbrauchsunterscheide die Transport- oder Verteilnetzkapazitäten ist Netzengpassmanagement erforderlich, was auf Basis von regulatorisch erteiltem Recht durch Netzbetreiber vorgenommen wird. Dies folgt dem Grundsatz, dass durch die damit verbundenen Betriebsanpassungen die betroffenen Anlagen finanziell weder besser noch schlechter gestellt werden. Hierbei besteht jedoch bereits im aktuellen System die Herausforderung, dass aufgrund der Informationsasymmetrie zwischen Anlagen- und Netzbetreibern, die einheitliche Bewertung der Flexibilität nur schwer möglich ist. Aufgrund der Kleinteiligkeit und der sehr heterogenen Kostenstruktur von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen sind diese im gegenwärtigen Netzengpassmanagementprozess ausgenommen und eine Integration über den bestehenden Mechanismus erscheint nicht realisierbar. Eine Lösung, die im Rahmen von C/sells konzipiert und

erprobt wurde, stellt das marktbasierete Netzengpassmanagement mittels einer sogenannten FlexPlattform dar. [33]

Während für die Integration der, im Zuge der Dekarbonisierung und damit einhergehenden sektorübergreifenden Elektrifizierung stark zunehmenden, Potentiale aus nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen in das Netzengpassmanagement ein marktbasierter Ansatz sehr gut geeignet scheint, sind daraus resultierende Wechselwirkungen mit den bestehenden Märkten zu beachten. Hierbei besteht die Gefahr eines inkonsistenten Marktdesigns, da neben den bislang lediglich auf die zeitliche Koordination ausgerichteten Märkten nun ein Marktsegment zur gleichzeitigen zeitlich-räumlichen Koordination von Erzeugung und Verbrauch geschaffen wird. Ohne weitere Maßnahmen könnte dies zu einem Bedeutungsverlust der bestehenden Märkte und durch strategisches Bietverhalten der Akteure (Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz oder der Marktmachtpositionen) zu hohen Ineffizienzen führen. Jedoch lassen sich auch Gegenmaßnahmen finden. Dies umfasst neben dem „hybriden“ Ansatz, bei dem die aktuellen Netzengpassmanagementprozesse lediglich ergänzt und nicht ersetzt werden, insbesondere Monitoringkonzepte zur Marktüberwachung und ein angepasstes Design von Flexibilitätsprodukten, das die Verknüpfung mit den Preissignalen der bestehenden Märkte erlaubt. Die potentiellen Wechselwirkungen, mögliche Gegenmaßnahmen und eine Bewertung der Vor- und Nachteile wurden in C/sells im Detail analysiert mit dem Ergebnis, dass sich die Wechselwirkungen zwar nicht vollständig vermeiden lassen, jedoch die Anreize und die Auswirkungen deutlich reduziert werden und somit die Vorteile einer Integration nachfrageseitiger Flexibilität überwiegen können. [31,33]

4.3 Modellierung des Marktes für Regelleistung: Untersuchung von Bietstrategien [KIT]

Im Rahmen der Arbeiten zum Regelleistungsmarkt wurden zunächst Bietstrategien am deutschen Regelleistungsmarkt (für Sekundärregelleistung) untersucht. Das Marktdesign differenziert die zwei Gebotskomponenten Leistungspreis und Arbeitspreis, die jeweils nach dem Gebotspreisverfahren (*Pay-as-bid*) vergütet werden. Die erfolgreichen Gebote werden nach aufsteigenden Leistungspreisgeboten bestimmt, die Abrufe der Regelenergie erfolgen anschließend anhand der nach aufsteigenden Arbeitspreisen sortierten Gebote (*Merit Order*). Hierdurch ergeben sich für die Marktakteure Möglichkeiten, von der Abgabe kostenbasierter Gebote abzuweichen, um durch die Anwendung von Bietstrategien ihre Gewinne über ein gesamtwirtschaftlich effizientes Niveau zu heben. Es gilt daher zu untersuchen, inwiefern sich die

Gebote und daraus resultierenden Marktergebnisse am Regelleistungsmarkt durch fundamentale Zusammenhänge, also mittels exogener Faktoren erklären lassen, und inwiefern die Marktergebnisse das Ergebnis der Anwendung von Bietstrategien der Akteure sind.

Methodisch wurde zur Modellierung des Marktes für Sekundärregelenergie ein zweistufiges Verfahren der Multivariaten Datenanalyse angewandt (*Multivariate multiple regression model with time series errors*), das im Vergleich zum verwandten Ansatz eines vektor-autoregressiven Modells mit exogenen Variablen (VARX) den Vorteil bietet, dass das Zwischenergebnis der ersten Stufe ausgewertet werden kann. Ein multivariater Ansatz wurde aufgrund der Tatsache gewählt, dass die abhängigen Variablen Leistungspreis und Arbeitspreis nicht unabhängig voneinander betrachtet werden können, sondern fundamental begründbaren Abhängigkeiten unterliegen (vgl. [21, 22, 23]).

Die nachstehende Grafik zeigt die Residuale der ersten Stufe, in der lediglich die exogenen Variablen zur Erklärung der Datenvariation herangezogen werden. Allgemein lässt sich feststellen, dass die betrachteten exogenen Faktoren *Volatilität der Wind- und PV-Erzeugungsprognosen*, *Preis für das entsprechende Strom-Future-Produkt* und *Volatilität der Day-Ahead Strompreise* nur einen geringen Teil der Preisvariationen der bivariaten Struktur der abhängigen Variablen erklären. Es ist deutlich ersichtlich, dass sich nach Berücksichtigung der Einflüsse der exogenen Faktoren zwei Clustern unterscheiden lassen: Zum einen Marktergebnisse mit hohen Leistungspreisen (horizontale Achse) und niedrigen Arbeitspreisen (vertikale Achse), sowie zum anderen Marktergebnisse mit niedrigen Leistungspreisen und hohen Arbeitspreisen. Weitere Untersuchungen ergaben, dass eine Entwicklung über die Zeit stattfand: Während sich die Beobachtungen aus dem ersten Cluster vornehmlich in den Jahren 2015 und 2016 häufen, lassen sich in 2017 trotz gleichem Marktdesign vornehmlich Gebote aus dem zweiten Cluster beobachten. [24]

Diese Beobachtungen decken sich mit Gesprächen mit Händlern aus der Praxis sowie vorhandener Literatur (bspw. [22,23]), wo die Strategie mit niedrigen Leistungspreisen und hohen Arbeitspreisen als Subventionsstrategie bezeichnet wird. Das niedrige Leistungspreisgebot sichert hierbei den Zugang zum Markt und ist vergleichbar mit einer Optionsprämie für die Lieferung profitabler Regelleistung zu einem hohen Arbeitspreis.

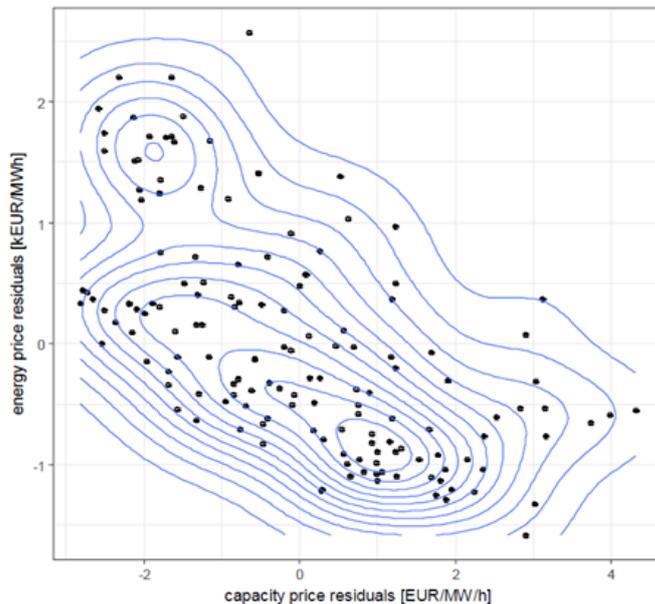


Abbildung 4-3: Es lassen sich zwei Cluster (hohe Leistungspreise, niedrige Arbeitspreise und vice versa) identifizieren, die blauen Linien geben Niveaus der bivariaten Dichtefunktion an, die mittels Kernel-Dichte-Schätzung ermittelt wird. [24]

Die Anwendung von Bietstrategien am Regelleistungsmarkt wurde noch detaillierter untersucht. Mit Clusteralgorithmen (z.B. k-means) und Maschinellem Lernen wurde der Versuch unternommen, die Gebote einzelner Auktionen zu Bietstrategien zusammenzufassen und deren Veränderungen im Zeitverlauf zu analysieren. Während es möglich war, die Gebote zahlreicher Einzelauktionen erfolgreich zu clustern und zusammenhängende Gebote von Marktakteuren zu identifizieren, war es aufgrund der Transparenzanforderungen an die Veröffentlichungspflicht der Marktergebnisse nicht möglich, die Gebote der einzelnen Marktakteure über mehrere Auktionen oder einen längeren Zeitraum hinweg zu analysieren. Es lässt sich schlussfolgern, dass Gebotsstrategien angewendet werden, diese jedoch durch die Marktteilnehmer im Zeitverlauf – nicht notwendigerweise fundamental begründet - modifiziert werden. [25]

4.4 Untersuchung von Marktdesignkonzepten für Sekundär- und Minutenreserve [KIT]

Das Design des Regelleistungsmarktes (für aFRR, mFRR), das in der Form bis Juli 2018 keinen Wettbewerb auf den Arbeitspreis vorsah, wurde durch Marktteilnehmer dahingehend ausgenutzt, dass Arbeitspreisgebote abgegeben wurde, die nicht notwendigerweise kosten- oder wettbewerbsbasiert waren. Die in der Konsequenz ansteigenden und zunehmend volatiler

werdenden Ausgleichsenergiepreise (reBAP) veranlassten die BNetzA dazu, das Mischpreisverfahren einzuführen, in dem sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreisgebot in der Bezuschlagung erfolgreicher Gebote Berücksichtigung finden.

Im Rahmen des HLUC wurden die Konsequenzen des Mischpreisverfahrens und mögliche Auswirkungen auf den Intradayhandel spieltheoretisch analysiert und mit alternativen Marktdesigns, z.B. dem von der Guideline on Electricity Balancing (GLEB) der Europäischen Kommission vorgeschlagenen nachgelagerten Regelarbeitsmarkt, dem in den Niederlanden erlaubten Passive Balancing oder den Transparenzregeln in Österreich, verglichen. Es konnte gezeigt werden, dass das Mischpreisverfahren spieltheoretisch betrachtet im Hinblick auf die Bilanzkreistreue falsche Anreize für Marktakteure setzt.

Der Regelarbeitsmarkt wurde als spieltheoretisch geeignet identifiziert, um die Marktakteure zu wettbewerblichen und kostenbasierten Gebote zu bewegen. Zusätzlich wurden über den letzten Stand des Vorschlags der BNetzA hinausgehende Schlüsselemente im Design benannt, um die erwünschte Wirkung zu erzielen und ein zukünftiges Marktversagen zu vermeiden. Insbesondere sollten Transparenzmaßnahmen, wie sie in Österreich oder Großbritannien zur Verhinderung von Gaming oder Marktmissbrauch eingesetzt werden, bei der zukünftigen Weiterentwicklung in Betracht gezogen werden. [21]

4.5 Preisvorhersagen als Voraussetzung für fundierte Gebote an Märkten [KIT]

Um das Gebotsverhalten für einen kleinen (nicht marktdominierenden) Marktteilnehmer bestmöglich modellieren und Bietstrategien ableiten zu können, ist es notwendig, auf hochwertige Preisvorhersagen bzw. Preiserwartungen zurückgreifen zu können. Im Rahmen des HLUC wurde auf die Modellierung von Spotmarktpreisen mit aufwendiger, neuer Methodik verzichtet, da es auf diesem Feld schon zahlreiche Arbeiten gibt (bspw. [26]). Wie im voranstehenden Abschnitt beschrieben, erweist sich eine Punktvorhersage für die Marktsegmente aFRR und mFRR aufgrund der strategischen Gebote als wenig sinnvoll. Für die Preise am Intradaymarkt ergibt sich ebenfalls die Situation, dass eine Punktvorhersage am Vortag wenig sinnvoll ist, da die Preisveränderungen und Spreads im Vergleich zum Spotmarkt durch am

Vortrag noch nicht verfügbare Informationen¹ entstehen. Wie in Abschnitt 4.7 näher beschrieben, ist es zur Entscheidungsfindung unter Unsicherheit hierfür relevanter, eine adäquate Abbildung möglicher Preisrealisierungen zu erzeugen.

4.6 Modellierung des Marktes für Primärregelleistung mittels Methoden aus Ökonometrie und künstlicher Intelligenz [KIT]

Zur Modellierung des Regelleistungsmarkts wurde für die (Punkt-)Vorhersage von Preisen für Primärregelleistung (FCR) ein relevanter Anwendungsfall identifiziert, der im Rahmen des HLUC untersucht wurde. Für die Vorhersage der Preise der FCR, die im Gebotspreisverfahren (*Pay-as-bid*) beschafft wird, wurde der mengengewichtete Mittelwert der bezuschlagten Gebote als abhängige Variable definiert. Als exogene Variablen wurden u.a. erwartete durchschnittliche Spotmarktpreise, Lasten und Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Deutschland und Frankreich berücksichtigt.

Durch Modellierung mittels linearer Regression, Zeitreihenmodelle der Klasse ARIMA² und mittels künstlicher neuronaler Netze konnten sehr gute Vorhersagegüten erzielt werden (siehe Abbildung 4-4 und

Tabelle 4.6-1). Eine Variation der Konfiguration, der Hyperparameter und der Trainingsstrategien der neuronalen Netze ergab die verschiedenen berichteten Ergebnisse. Da sich das Problem der PRL-Preisprognose auf eine vergleichsweise schmale Datenbasis bezieht (lediglich ein Jahr an Trainingsdaten in wöchentlicher Auflösung), wurden Methoden des Ensembling verwendet und sowohl mit rollierenden als auch mit expandierenden Fenstern für die Trainingsdaten gearbeitet. Es zeigt sich, dass die besten Konfigurationen der neuronalen Netze hinsichtlich der Metriken RMSE, MAPE, DAC und der Standardabweichung innerhalb eines Ensembles keine strikt dominante Rangordnung haben, jedoch allesamt sehr gute Vorhersagen erzeugen. Gegenüber den Benchmark-Modellen konnten die neuronalen Netze durch Diebold-Mariano-Test als statistisch signifikant besser bewiesen werden. [27,28,29]

¹ Bspw. Aktualisierte Einspeiseprognosen von Erneuerbaren, aktualisierte Lastprognose oder Kraftwerksausfälle

² Letztendlich wurde ein SARIMAX (Seasonal Auto-Regressive Integrated Moving Average with Exogenous Factors) als beste Modellkonfiguration verwendet.

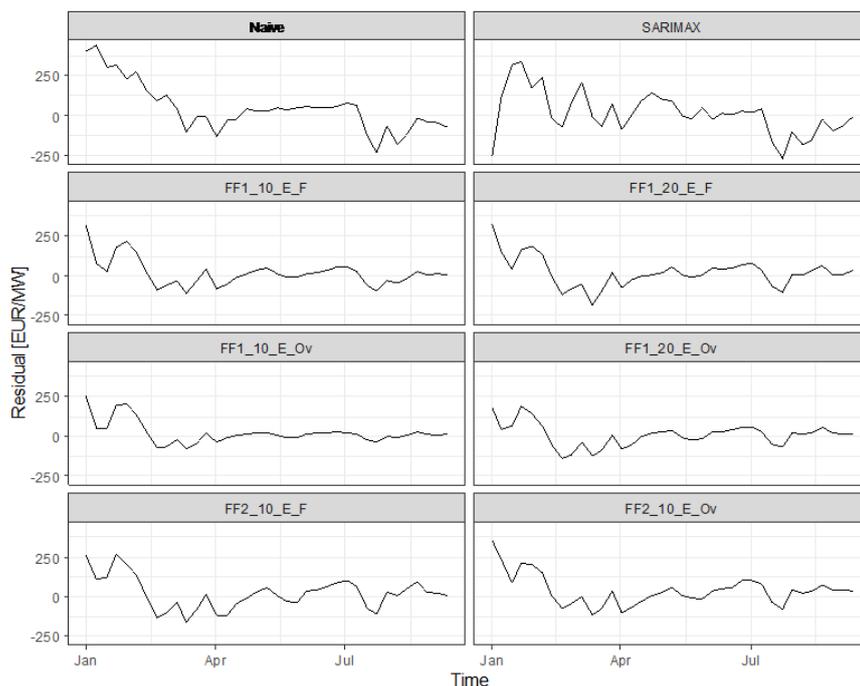


Abbildung 4-4: Residuale der FCR-Preisprognosen im Testzeitraum Q1-Q3 2018. [27]

Tabelle 4.6-1: RMSE, MAPE, DAC und σ der Vorhersagen. Während für die neuronalen Netze σ als die empirische Standardabweichung der Residuale berechnet wird, ist die SARIMAX σ die mittlere theoretische σ der 37 Prognosemodelle. Das einfachste Design FF1_10_E_F erreicht 100 % DAC, wird aber in Bezug auf den RMSE von FF1_10_E_Ov und FF1_20_E_Ov dominiert. Die beste Konfiguration hinsichtlich RMSE und MAPE ist FF1_10_E_Ov. [27]

Design	RMSE	MAPE	DAC	σ
Naive	158.16	5.24%	91.70%	n/a
SARIMAX	136.82	5.18%	75.00%	140.03
FF1_10_E_F	86.38	2.78%	100.00%	127.81
FF1_20_E_F	94.13	3.27%	91.70%	125.75
FF1_10_E_Ov	72.16	1.97%	97.20%	108.05
FF1_20_E_Ov	72.71	2.89%	97.20%	120.78
FF1_10_R_F	185.71	6.32%	66.70%	183.35
FF1_20_R_F	190.94	6.52%	75.00%	175.02

4.7 Vermarktung von Flexibilität und Energie an parallel existierenden Märkten [KIT]

Im letzten Schritt wurde im HLUC die Vermarktung von Flexibilität und Energie auf dem zentralen Handelsplatz (Regelleistung und Spotmarkt) aus Akteursperspektive untersucht. Um die Gebotsfindung eines individuellen Marktteilnehmers - beispielsweise einer Zelle - zu modellieren, wurde ein mehrstufiges stochastisches Optimierungsmodell für die Vermarktung auf parallel existierenden Märkten entwickelt. Ziel des Modells ist es, die Marktpreis- und Erzeugungsunsicherheiten, denen ein Vermarkter ausgesetzt ist, adäquat abzubilden und Gebotsstrategien für Regelleistungs- und Spotmärkte abzuleiten. Bei Voruntersuchungen zeigte sich, dass eine Optimierung mit perfekter Voraussicht bzw. mit Erwartungswerten wenig realitätsnah ist und lediglich als theoretische Obergrenze bzw. Benchmark fungieren kann. Um das Entscheidungsproblem, dem sich ein Marktteilnehmer am Vortag gegenüber sieht, adäquat abbilden zu können, bedarf es einer Modellierung der Unsicherheiten.

Hierfür werden für ein Erzeugungsportfolio bestehend aus PV-Anlagen und Biomasseanlagen Szenarios hinsichtlich entscheidungsrelevanter Eingangsparameter erzeugt. Diese bestehen im betrachteten Fall zum einen aus Erzeugungsprognosen für die PV-Anlagen und Prognosen der Residuallast zu den Zeitpunkten "Vortag" (Day Ahead) und "Untertäglich" (Intraday), die aus den von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten Vorhersagen sowie Real-Time-Werten durch einen stochastischen Prozess modelliert werden. Zum anderen werden Preisunsicherheiten für den Sekundärregelleistungsmarkt (aFRR), den Day Ahead Spotmarkt und den Intraday Spotmarkt in Szenarios modelliert. Diese Szenarios folgen teilweise Prozessen, die unabhängig von Realisierungen anderer Parameter sind (z.B. aFRR, Day Ahead Spotmarkt) und teilweise Prozessen unter bedingter Erwartung (*conditional expectations*; z.B. Intraday Spotmarkt, Intraday PV Prognose).

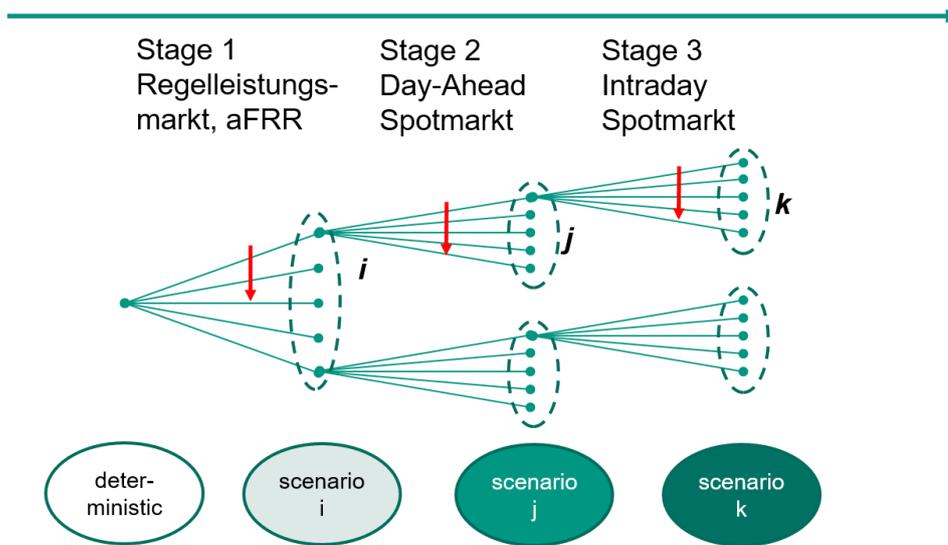


Abbildung 4-5: Schematische Darstellung des Szenariobaums mit den Stufen i, j, k und mit den Entscheidungsstufen aFRR, Day Ahead und Intraday Markt. [30]

Die somit erzeugten Szenariobäume gehen in ein mehrstufiges stochastisches Optimierungsproblem (*Multi-Stage Stochastic Optimization*) ein, in dem die Gate Closure Zeiten der betrachteten Marktsegmente die drei Entscheidungsstufen darstellen (s. Abb.). Die Optimierung kann anschließend risikoneutral oder unter Berücksichtigung des Value-at-Risk (VaR) oder Conditional Value-at-Risk (CVaR) erfolgen. Die Zielfunktion im risikoneutralen Fall maximiert die erwarteten Deckungsbeiträge der Vermarktung in den einzelnen Segmenten und des Einsatzes des Anlagenportfolios.

Als Nebenbedingungen werden neben den technischen Nebenbedingungen der Anlagen (z.B. Lastwechselgradient, Mindest- und Maximallast) auch die Nebenbedingungen für ein virtuelles Kraftwerk im Marktumfeld (z.B. Sicherstellung der Regelleistungserbringung gemäß regulatorischen Vorgaben) und Nichtantizipativitätsbedingungen (unter gleichen Informationen wird die gleiche Entscheidung getroffen).

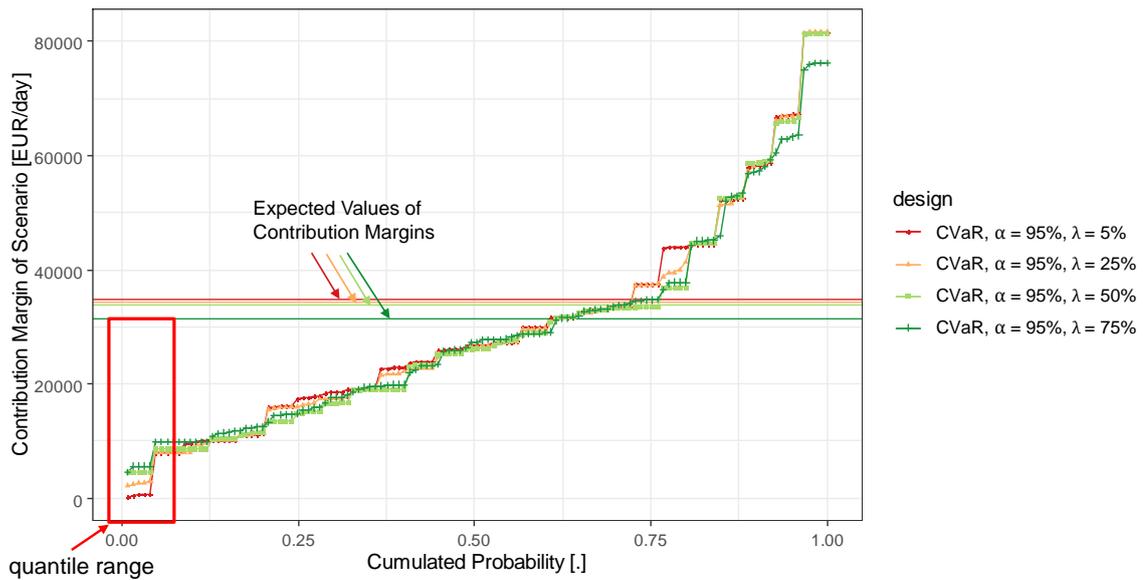


Abbildung 4-6: Ergebnis der Optimierung unter Unsicherheit für ein betrachtetes Quantil $\alpha = 95\%$ und verschiedene Gewichtungsfaktoren λ . [30]

Abbildung 4-6 zeigt ein exemplarisches Ergebnis der optimierten Vermarktung unter verschiedener Berücksichtigung von Risiko. Während die Erwartungswerte der drei o.g. Formulierungen ähnliche Werte annehmen (horizontale Linien), kann durch Anpassung der Strategie entweder das 5%-Perzentil (VaR) oder der Erwartungswert innerhalb des worst-case-5%-Intervalls (CVaR) positiv beeinflusst werden. Aus den Entscheidungsvariablen der Optimierung lassen sich Preise und Mengen einer optimalen Bietstrategie für die betrachteten Marktsegmente ableiten und analysieren. Es zeigt sich, dass die größten Unsicherheiten in den Zeitscheiben mit hoher PV-Einspeisung auftreten¹. [30]

Die methodischen Entwicklungen und Weiterentwicklungen im Marktdesign können selbstverständlich nicht vollumfänglich in den Demonstratoren in C/sells umgesetzt werden. Der nachfolgende Beitrag der MVV aus dem AP7.8 zeigt, wie die Bereitstellung von Flexibilität an parallel existierenden Märkten im Quartier Franklin umgesetzt wird.

¹ Die Arbeiten an diesem Thema werden aktuell zudem zur Einreichung in einer Fachzeitschrift vorbereitet.

4.8 Bereitstellung von Flexibilität durch Quartierszellen an parallel existierenden Märkten [MVV]

Die Bestimmung von Flexibilität im Stadtquartier FRANKLIN basiert auf drei Regelungsmechanismen

- Real-time Optimierung (RTO)
- Intraday Optimierung (IDO)
- Day-Ahead Optimierung (DAO)

die im Rahmen des Quartiers-Energiemanagementsystem von ABB die Funktion haben,

- das Nahwärmenetz zu optimieren,
- dabei den Einsatz Erneuerbarer Energie durch die Kopplung von PV-Anlagen und Power-to-Heat-Anlagen zu maximieren,
- Flexibilität zur Leistungsreduktion durch Gebäude oder Anlagen bei erhöhten Betriebsbedarf an den Ladesäulen bereitzustellen sowie
- zur verbleibenden Flexibilität über ein Infrastruktur-Informationssystem parallel Märkte zu adressieren.

Um vorhandene Flexibilität an mehrere Akteure parallel anbieten zu können, wird die IIS-Komponente Flexibilitätskataster genutzt. In das Kataster wird Flexibilität eingetragen, kann dort von Akteuren verschiedener Märkte gefunden werden, um somit einen Vermarktungsprozess zu starten. Dabei wird im ersten Schritt nur die Vermarktung über den Regelenergiemarkt unter Nutzung eines virtuellen Kraftwerkes als Aggregator umgesetzt.

Damit können verschiedene Märkte durch verschiedene Energiemanagementsysteme in Gebäuden und Quartieren durch einheitliche Schnittstellen und ein einheitliches Flexibilitätsmodell zur Flexibilitätsinformation massenfähig und wirtschaftlich adressiert werden.

Die Beschreibung der Regelmechanismen erfolgt im Rahmen von [MVV; ABB, C/sells AP 7.8, EMS, (04/2020)], [MVV, C/sells AP 7.8, Lastenheft, (04/2020)] sowie [C/sells – HLUCs G-H-I. (05/2020)].

4.9 So nutzen wir die Vielfalt auf optimale Weise [KIT]

Die zentrale Annahme für den vorliegenden HLUC ist, dass die Vereinbarkeit mit dem bereits vorhandenen Marktsystem eine Voraussetzung für das erfolgreiche Gelingen von dezentralen zellulären Strukturen im deutschen Energiesystem ist. Neben neuen Konzepten wie

bidirektionalem Handel zwischen Zellen (siehe HLUC050K) oder netzdienlichen Flexplattformen (siehe HLUC050J) und müssen, um dezentrale kleinteilige Erzeugung und Flexibilität zukünftig systemweit optimal einsetzen zu können, zudem auch die zentralen Märkte miteinbezogen werden. Die Rolle der zentralen Handelsplätze bei der optimalen Allokation der vorhandenen technischen Einheiten im Energiesystem und der Preisfindung für Strom und (System-)Dienstleistungen wird auch in der Zukunft wesentlich sein.

Um diesem Umstand in angemessenem Umfang Rechnung zu tragen, wurde im Kapitel 4 dieses HLUCs der Regelleistungsmarkt und die optimale Vermarktung von Flexibilität und Energie intensiv untersucht. Im Fokus steht hierbei die Rolle von Flexibilität und deren Vermarktung einem Marktdesign, in dem verschiedene Segmente parallel existieren und um ähnliche Produkte konkurrieren.

Dem individuellen Marktteilnehmer soll ein besseres Verständnis der Märkte, und insb. auch der zentralen Einflussfaktoren sowie deren Wechselwirkungen, ermöglicht werden. Weiterhin werden Optimierungsmethoden entwickelt und vorgestellt, die die Frage nach der optimalen Vermarktung der vorhandenen Möglichkeiten beantworten sollen. Durch die Analyse und die Modellierung der einzelnen Marktsegmente sowie der Diskussion alternativer Marktdesigns wird ein Verständnis für die Vermarktung auf parallel existierenden Märkten erlangt. Durch die Modellierung der Vermarktung von Flexibilität unter Unsicherheit auf parallel existierenden Märkten werden Vermarktungsentscheidungen unterstützt, um so **die Vielfalt optimal nutzen zu können**.

5 Wesentliche Schlussfolgerungen aus den Arbeiten im HLUC050L [KIT]

Die entwickelten Methoden wurden durch TP2 als Musterlösung „Vermarktung von Flexibilität“ identifiziert. Insbesondere aufgrund der Skalierbarkeit und der Reproduzierbarkeit stellen die Arbeiten für Aggregatoren, Händler und Bilanzkreisverantwortliche eine wertvolle Option dar, um Handelsentscheidungen zu unterstützen, Bietstrategien zu definieren und Anlagenbewertungen vorzunehmen. In Hinblick auf die SINTEG-Ziele konnte ein Beitrag zum Teilziel 2 „Markt- und netzseitig werden Effizienz- und Flexibilitätpotenziale genutzt“ geleistet werden.

Auf Basis der im vorliegenden HLUC zusammengefassten Arbeiten können zur Schlussfolgerung folgende Hypothesen formuliert werden (Vorschlag seitens KIT-IIP):

1. Neue Technologien und Organisationsformen eignen sich zur Erbringung von Regelleistung in den verschiedenen Qualitäten. Das technische Potenzial für die jeweilige Qualität variiert je nach betrachteter Technologie.
2. Neue Prozesse für die Präqualifikation werden erarbeitet und ermöglichen schon bald eine verhältnismäßige Einbindung kleiner Anlagen in Anlagenpools zur Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen.
3. Neue Monitoringverfahren ermöglichen schon bald den automatisierten Nachweis der Erbringungsqualität einer Vielzahl von technischen Einheiten.
4. In der Vergangenheit wurde am Regelleistungsmarkt strategisches Bietverhalten angewandt. Durch Anpassungen am Marktdesign und erhöhten Wettbewerb soll die marktdominierende Rolle weniger Marktteilnehmer reduziert werden. Mit Einführung des Regelarbeitsmarktes sollen sich zukünftig wettbewerbliche Marktergebnisse, insb. bei Arbeitspreisen einstellen. Möglicherweise müssen diese jedoch durch weitere Transparenzmaßnahmen ergänzt werden.
5. Die Vermarktung von Flexibilität sollte unter Berücksichtigung aller Marktsegmente erfolgen. Insbesondere beim Umgang mit Risiken durch Marktpreise und Erzeugungsmengen eröffnet die Teilnahme an mehreren Märkten Möglichkeiten für zusätzlichen Profit und zur Risikostreuung.

6 Literatur

- [1] consentec (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt Description of load-frequency control concept and market for control reserves. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Study commissioned by the German TSOs. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung>, zuletzt geprüft am 27.05.2019.
- [2] consentec (2020): Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland. Erläuterungsdokument im Auftrag der deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Hg. v. 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/download/128323412>, zuletzt aktualisiert am 07.05.2020, zuletzt geprüft am 12.05.2020.
- [3] PQ-Bedingungen <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>
- [4] BSI & BMWi. (2019) Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Abgerufen am 25. 09 2019 von https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/SmartMeter/Standardisierungssstrategie/standardisierungsstrategie_node.html
- [5] Technische Anschlussrichtlinien <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar>
- [6] Entsoe Network Codes https://www.entsoe.eu/network_codes/
- [7] Netzentwicklungsplan 2025 <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2025>
- [8] Netzentwicklungsplan 2030 <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>
- [9] P. Jochem, T. Kaschub, W. Fichtner, "How to integrate electric vehicles in the future energy system?" Karlsruhe Institute of Technology KIT, Working Paper Series in Production and Energy ; 3 June 2013

- [10] M. Stötzer, Z. A. Styczynski, K. Hänsch, A. Naumann and P. Komarnicki, "Concept and potential of electric vehicle fleet management for ancillary service provision," In: 2013 IEEE Grenoble Conference, 16-20 Jun. 2013.
- [11] G. Göhler, C. Schmaus, A. Klingler. "Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge: Metastudie" Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement, Universität Stuttgart, 2019
- [12] W. Kempton, J. Tomić, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue," Journal of Power Sources, vol. 144, issue 1, 2005, pp 268-279
- [13] D. Dallinger, D. Krampe and M. Wietschel, "Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 2, no. 2, pp. 302-313, June 2011.
- [14] Bundesnetzagentur, Liste der öffentlich zugänglichen Ladepunkte, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Ladesaeulenkarte/Ladesaeulenkarte_node.html Letzter Zugriff 05.06.2020
- [15] regelleistung.net. <https://www.regelleistung.net/ext/> Letzter Zugriff: 24.1.2020
- [16] Kraftfahrtbundesamt, Personenkraftwagen am 1. Januar 2020 nach ausgewählten Merkmalen
https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz/fz_b_jahresbilanz_the_ma_im_Ueberblick/2020_b_barometer.html?nn=2597888 Letzter Zugriff 01.07.2020
- [17] ADAC, "Diese Elektroautos gibt es auf dem Markt. ," <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/e-mobilitaet/kaufen/elektroautos-uebersicht/> Letzter Zugriff: 11.11.2019
- [18] Mobilität in Deutschland, <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/> Letzter Zugriff: 14.06.2020
- [19] Y. Wang, S. Huang and D. Infield, "Investigation of the potential for electric vehicles to support the domestic peak load," 2014 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC), Florence, 2014, pp. 1-8.
- [20] Zeiselmaier, Andreas; Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Lehmann, Nico; Kraft, Emil; Klempp, Nikolai (2019): Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems

am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF). Konferenzbeitrag am 14.2.2019 im Rahmen der 11. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT) 2019. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/attachments/article/930/Paper%20Netzdienlicher%20Handel%20als%20Element%20des%20zellulaeren%20Energiesystems.pdf>, zuletzt geprüft am 08.11.2019.

- [21] Kraft, Emil; Ocker, Fabian; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2019): On the Impact of Voluntary Bids in Balancing Reserve Markets. 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). Ljubljana, Slovenia, 18.09.2019 - 20.09.2019.
- [22] Ocker, Fabian (2018): Balancing Power Auctions: Theoretical and Empirical Analyses. Dissertation. Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Karlsruhe.
- [23] Ocker, Fabian; Ehrhart, Karl-Martin; Ott, Marion (2018): Bidding strategies in Austrian and German balancing power auctions. In: WIREs Energy Environ 7 (6), e303. DOI: 10.1002/wene.303.
- [24] Kraft, Emil; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2018): Analysis of Bidding Strategies in the German Control Reserve Market. 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM). Lodz, 27.06.2018 - 29.06.2018.
- [25] Kraft, Emil, Keles, Dogan, & Fichtner, Wolf (2019): Modelling of Control Reserve Prices with Econometrics and Artificial Intelligence. Vortrag: 30th European Conference on Operational Research (EURO 2019), Dublin, 23.06.2019 – 26.06.2019.
- [26] Keles, Dogan; Scelle, Jonathan; Paraschiv, Florentina; Fichtner, Wolf (2016): Extended forecast methods for day-ahead electricity spot prices applying artificial neural networks. In: Applied Energy 162, S. 218–230. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.09.087.
- [27] Kraft, Emil; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2020): Modeling of frequency containment reserve prices with econometrics and artificial intelligence. In: J. Forecast. 39 (8), S. 1179–1197. DOI: 10.1002/for.2693.
- [28] Kraft, Emil; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2019): Modelling of Frequency Containment Reserve Prices with Econometrics and Artificial Intelligence. Vortrag: 7th International Symposium on Environment and Energy Finance Issues (2019), Paris, Frankreich, 23.05.2019 – 24.05.2019.

- [29] Kraft, Emil; Rominger, Julian; Mohiuddin, Vincent; Keles, Dogan: Forecasting of Frequency Containment Reserve Prices Using Econometric and Artificial Intelligence Approaches. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), Vienna, Austria, 13. - 15. Februar 2019. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.5445/IR/1000091736/pub>.
- [30] Kraft, Emil; Russo, Marianna; Keles, Dogan; Bertsch, Valentin (2020). Multi-Stage Stochastic Optimization of Trading Flexibility on Nested Electricity Markets. Vortrag: 9th International Ruhr Energy Conference (INREC 2020), Essen, Germany, 09.09.2020 – 10.09.2020.
- [31] Klempp, Nikolai; Heilmann, Erik; Pelka, Sabine; Köppl, Simon; Bekk, Anke; Zeiselmaier, Andreas (2020b): Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/sells FlexPlattform. FfE Discussion-Paper: 2020-02. FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München.
- [32] U. S. Department of Energy DoE (2006). Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. Washington, USA.
- [33] Klempp, Nikolai; Heilmann, Erik; Köppl, Simon; Huber, Julian; Fieseler, Tobias; Schutz, Melanie; Zeiselmaier, Andreas; Springmann, Elisabeth; Estermann, Thomas (2020a): Netz und Markt verbünden. Das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen. Hg. v. FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München.

7 Partnerspezifische Use Cases

In diesem Kapitel stellt jeder Partner seine Arbeiten zum HLUC, die nicht bereits in den vorderen Kapiteln aufgeführt sind, dar. Dies soll ebenfalls in einer strukturierten Form, muss jedoch nicht in gleichem Umfang erfolgen. Ziel dieses Dokuments ist es, die Ergebnisse zum HLUC zu dokumentieren. Eine Aneinanderreihung von einzelnen Use Cases ergibt keinen HLUC, daher ist es unabdingbar, dass sich alle Partner an den vorangehenden Kapiteln beteiligen. Dieses Kapitel dient lediglich als Ergänzung.

7.1 KIT: Bietstrategien zur Vermarktung von Flexibilität auf parallel existierenden Märkten

Im Rahmen von TP5 und insbesondere AP5.2 ist der Beitrag zum Thema Bietstrategien zur Vermarktung von Flexibilität ein Kernelement. Vor dem Hintergrund, dass in anderen APs in TP5 Methoden entwickelt werden, um Zellen zu flexibilisieren und um Dienstleistungen nach außen anzubieten, wird in diesem Use Case untersucht, wie das technische Flexibilitätspotenzial bestmöglich vermarktet werden kann.

In der ersten Veröffentlichung werden die Bietstrategien auf dem deutschen Markt für Sekundärregelleistung, einer mehrteiligen Gebotspreisauktion-Auktion („multi-part pay-as-bid auction“), analysiert. Es wird eine Methodik zur Untersuchung multivariater Zeitreihen unter Berücksichtigung exogener Faktoren vorgestellt und auf reale Daten angewendet. Als Ergebnisse werden exogene Faktoren der Preise für Regelleistung untersucht und bewertet sowie den effizientes Set von Bietstrategien identifiziert. Weiterhin wird die serielle Korrelation der Gebote im Zeitraum 2015 bis 2017 beleuchtet. Das effiziente Set besteht aus zwei Clustern - Gebot für erhöhte Leistungspreise mit moderatem Energiepreisgebot und Gebote mit erhöhten Energiepreisen mit moderatem Leistungspreis. In Kombination mit spieltheoretischen Begründungen ermöglichen die erarbeitete Analyse und die Ergebnisse, die Preisentwicklung zu erklären und Schlussfolgerungen zu ziehen, inwiefern die Anwendung von Bietstrategien auf dem Markt für Regelreserven verhindert werden könnte.

In der zweiten Veröffentlichung wurden Bietstrategien für einzelne Auktionen des Sekundär- und Tertiärregelleistungsmarktes modelliert. Basis war die Analyse der Gebote von individuellen Marktakteuren in Einzelauktionen. Hierfür wurden Methoden des Maschinellen Lernens auf die

Auktionsergebnisse angewandt, insbesondere dichte- und distanzbasierte Clusterverfahren. Wenngleich die Methoden für Einzelauktionen vielversprechende Ergebnisse lieferten, konnten keine im Zeitverlauf konstant auftretenden Muster bzw. Bietstrategien abgeleitet werden.

Siehe Veröffentlichungen:

Kraft, Emil; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2018): Analysis of Bidding Strategies in the German Control Reserve Market. 15th International Conference on the European Energy Market (EEM). Lodz, Poland, 27.06.2018 - 29.06.2018: IEEE, S. 1–6.

Kraft, Emil, Keles, Dogan, & Fichtner, Wolf (2019): Modelling of Control Reserve Prices with Econometrics and Artificial Intelligence. Vortrag: 30th European Conference on Operational Research (EURO 2019), Dublin, 23.06.2019 – 26.06.2019.

7.2 KIT: Modellierung von Regelleistungsmärkten

Im Rahmen der Modellierung der Regelleistungsmärkte sind neben den obenstehenden Veröffentlichungen zur Modellierung von Bietstrategien die folgenden Veröffentlichungen entstanden:

Kraft, Emil; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2020): Modeling of frequency containment reserve prices with econometrics and artificial intelligence. In: J. Forecast. 39 (8), S. 1179–1197. DOI: 10.1002/for.2693.

Kraft, Emil, Keles, Dogan, & Fichtner, Wolf (2019): Modelling of Control Reserve Prices with Econometrics and Artificial Intelligence. Vortrag: 30th European Conference on Operational Research (EURO 2019), Dublin, 23.06.2019 – 26.06.2019.

Kraft, Emil; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2019): Modelling of Frequency Containment Reserve Prices with Econometrics and Artificial Intelligence. Vortrag: 7th International Symposium on Environment and Energy Finance Issues (2019), Paris, Frankreich, 23.05.2019 – 24.05.2019.

Kraft, Emil; Rominger, Julian; Mohiuddin, Vincent; Keles, Dogan: Forecasting of Frequency Containment Reserve Prices Using Econometric and Artificial Intelligence Approaches. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), Vienna, Austria, 13. - 15. Februar 2019. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.5445/IR/1000091736/pub>.

7.3 KIT: Über das Design von Märkten für Regelleistung und Regelenergie – das Mischpreisverfahren und die Einführung des Regelarbeitsmarktes

Im Rahmen der Marktkonsultation zur Einführung von freiwilligen Geboten („voluntary bids“) auf den deutschen Regelenergiemärkten (aFRR, mFRR) gibt die nachfolgende Veröffentlichung einen Überblick über die spieltheoretischen und praktischen Implikationen freiwilliger Gebote sowie alternativer Marktausgestaltungen. Wesentliche Gestaltungselemente werden analysiert, um am Ende einen Marktgestaltungsvorschlag hervorzubringen, der wünschenswerte Eigenschaften wie Markteffizienz und die Integration erneuerbarer Energien gewährleistet und ein Versagen des Marktes vermeidet. Mit einem Blick auf Marktausgestaltungen in benachbarten europäischen Ländern gibt dieses Papier den Status Quo in der Marktdesigndiskussion wieder bzw. setzt diesen und fördert die Integration des europäischen Regelleistungsmarktes, wie er seitens der Europäischen Kommission angestrebt wird.

Siehe Veröffentlichung:

Kraft, Emil; Ocker, Fabian; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2019): On the Impact of Voluntary Bids in Balancing Reserve Markets. 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). Ljubljana, Slovenia, 18.09.2019 - 20.09.2019: IEEE, S. 1–6.

7.4 KIT-IIP: Vermarktung von Flexibilität auf parallel existierenden Märkten

Mengen- und Preisrisiken sind zentrale Herausforderungen im Umgang mit der Unsicherheit der Einnahmen aus erneuerbaren Energiequellen, sowohl im langfristigen als auch im kurzfristigen Bereich. Für die langfristige Betrachtung gibt es Literatur, die fundierte Strategien zur Absicherung des Preis- und Mengenrisikos der Solar- und Windenergieerzeugung im deutschen Fall [1] oder der Unsicherheit bezüglich der Ausgleichsenergie und des Spotmarktes [2] enthält. Für den kurzfristigen Entscheidungshorizont betrachten [3] und [4] den PJM- bzw. den Nordic Markt.

Es wird jedoch deutlich, dass der Bewertung und dem Hedgen kurzfristiger Preis- und Mengenrisiken in der deutschen Marktstruktur, insbesondere unter Berücksichtigung mehrerer

50

parallel existierender Märkte, bisher wenig Aufmerksamkeit geschenkt wurde. Bspw. [5] betrachten den Intraday-Markt als stand-alone Markt. Da unsichere EE-Erzeugung üblicherweise gemeinsam mit anderen (steuerbaren) Erzeugungs- oder Speicheranlagen gehandelt wird, oft zusammengefasst in sogenannten Virtuellen Kraftwerken (Virtual Power Plants, VPP), wird im erarbeiteten Beitrag der Fokus, den Trader eines exemplarischen VPP bei der Vermarktungsentscheidung zu unterstützen. Das entwickelte Modell berücksichtigt wie in Abbildung 7-1 dargestellt den Regelleistungsmarkt, den Day-Ahead-Spotmarkt und den Intraday-Spotmarkt.

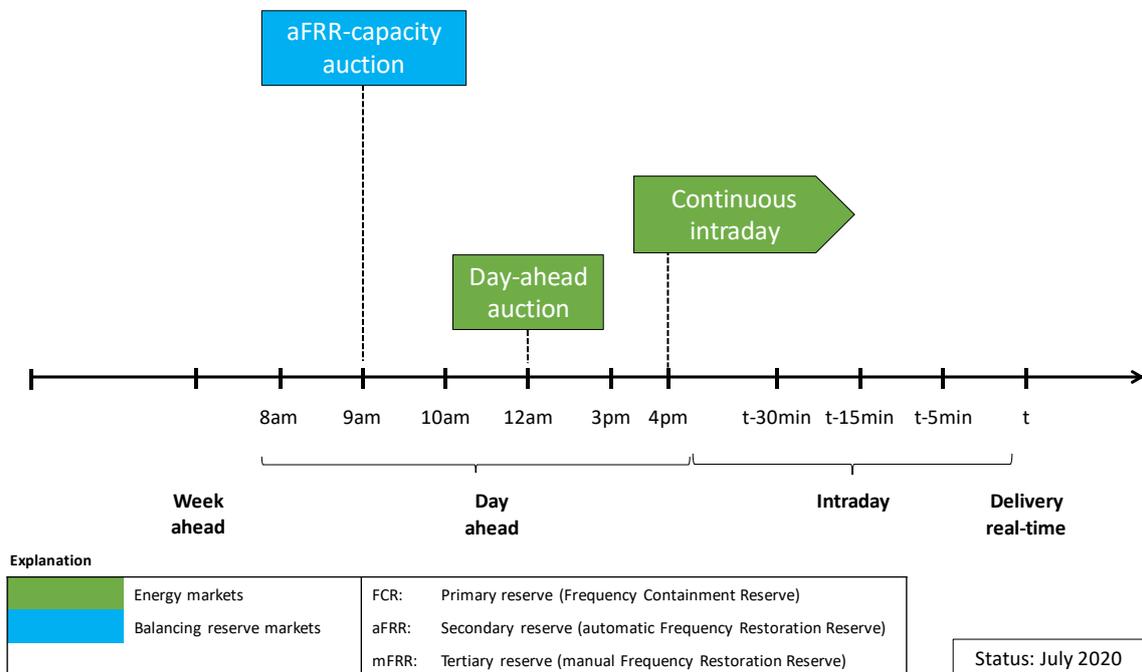


Abbildung 7-1: Berücksichtigte Marktsegmente und deren zeitlicher Ablauf. [30]

Vom Vortag bis zur Echtzeit tritt häufig eine große Abweichung zwischen Prognosen und tatsächlichen Realisierungen auf. Diese Unsicherheit wirkt sich sowohl auf die Marktpreise in den untersuchten Segmenten als auch auf die vermarktbare Menge der EE-Stromerzeugung aus. Dies macht die Definition von Bietstrategien zur Maximierung der erwarteten Deckungsbeiträge unter Berücksichtigung der genannten Risiken im gegenwärtigen Marktdesign zu einer komplexen Aufgabe.

Zur Entscheidungsunterstützung wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Modell (MILP) aufgestellt, das die Handelsentscheidung eines Erzeugungsportfolios, das sowohl aus EE-Strom (z.B. PV-Erzeugung) als auch aus steuerbaren Erzeugungseinheiten (z.B. Biomasse) besteht, in

einer mehrstufigen stochastischen Optimierung abbildet. Die Hauptziele der Untersuchung sind die Bestimmung der optimalen Handelsentscheidung unter stochastischer Unsicherheit und die Untersuchung risikominimierender Handelsstrategien im Hinblick auf häufig verwendete Risikokennzahlen (z.B. VaR, CVaR).

Die erste Stufe stellt die PV-Day-Ahead-Erzeugungsprognoseunsicherheit (Mengen-)Unsicherheit in viertelstündlicher Auflösung und die (Preis-)Unsicherheit der Grenzpreise der Auktionen der Ausgleichsenergie-Reserven dar. Die marginalen Preise determinieren die akzeptierten Gebote für die Gebote am Regelleistungsmarkt und damit die verbleibenden Optionen für den Händler (sowohl Mengen- als auch Preisunsicherheit). Die zweite Stufe stellt die (Preis-)Unsicherheit der Day-Ahead-Marktpreise in jeder Stunde dar. Die dritte Stufe erfasst eine aktualisierte PV-Erzeugungs-(Mengen-)Unsicherheit und die (Preis-)Unsicherheit der Intraday-Marktpreise. Siehe auch Abbildung 4-5 in Kapitel 4.7.

Vorläufige Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Preis- oder Mengenunsicherheit weniger relevant ist, wenn es einen streng dominanten Markt gibt (z.B. Spotmarkt mit hohem Preisniveau für eine Technologie mit niedrigen Grenzkosten). In einer solchen Situation ist es immer vorzuziehen, die Erzeugung auf dem Spotmarkt zu handeln, und die Preisunsicherheit, die bei der Optimierung von Interesse ist, liegt zwischen den Day-Ahead- und Intraday-Spotmarktpreisen. Im dem Fall jedoch, in dem das Portfolio im Hinblick auf den Spotmarkt marginal ist, wird der Handel auf dem Regelleistungsmarkt zu einer attraktiven Opportunität. Abhängig von der Volatilität und der Verteilung der Regelleistungs- und Spotmarktpreise kann es daher, insbesondere bei angestrebter Risikoabsicherung, vorteilhaft sein, die flexible Kapazität entweder als Regelleistung oder auf den Spotmärkten zu verkaufen. Die Strategien mit höherer Risikoaversion sind in der Lage, die Ergebnisse in den Worst-Case-Szenarien zu verbessern (entsprechend einer Erhöhung des VaR oder CVaR) ohne zu starke Einbußen beim Erwartungswert mit sich zu bringen. Diese Schlussfolgerungen werden in Abbildung 7-2, Abbildung 7-3 sowie Abbildung 7-4 illustriert.

Basierend auf den vorgestellten Arbeiten wurde ein Vortrag bei der International Ruhr Energy Conference 2020 gehalten und wird derzeit ein Artikel in einer Fachzeitschrift vorbereitet.

Siehe:

Kraft, Emil; Russo, Marianna; Keles, Dogan; Bertsch, Valentin (2020). Multi-Stage Stochastic Optimization of Trading Flexibility on Nested Electricity Markets. Vortrag: 9th International Ruhr Energy Conference (INREC 2020), Essen, Germany, 09.09.2020 – 10.09.2020.

Kraft, Emil; Russo, Marianna; Keles, Dogan; Bertsch, Valentin (2021). Stochastic Optimization of Trading Strategies in Sequential Electricity Markets. KIT Working Paper No.58 in Energy and Production. <https://www.iip.kit.edu>.

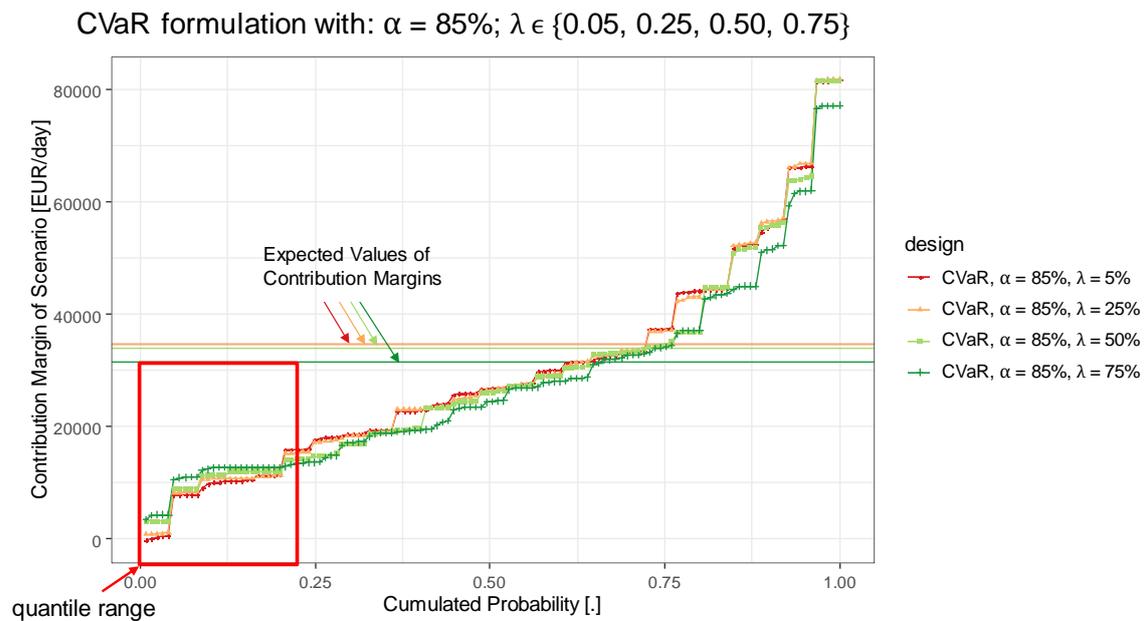


Abbildung 7-2: Beispielhafte Ergebnisse für eine Strategie, die den Conditional-Value-at-Risk des 15%-Quantils der schlechtesten Ergebnisse ($\alpha = 85\%$) im Vergleich zum Erwartungswert des Deckungsbeitrags verschieden stark gewichtet ($\lambda = 5\%, 25\%, 50\%, 75\%$). Der Verlauf des Erwartungswerts der Deckungsbeiträge (horizontale Linien) bei unterschiedlichen Gewichten zeigt, dass eine Berücksichtigung von Risiko mit moderaten Abstrichen beim Erwartungswert der Deckungsbeiträge realisiert werden kann. [30]

CVaR formulation with: $\alpha = 85\%$; $\lambda \in \{0.05, 0.25, 0.50, 0.75\}$

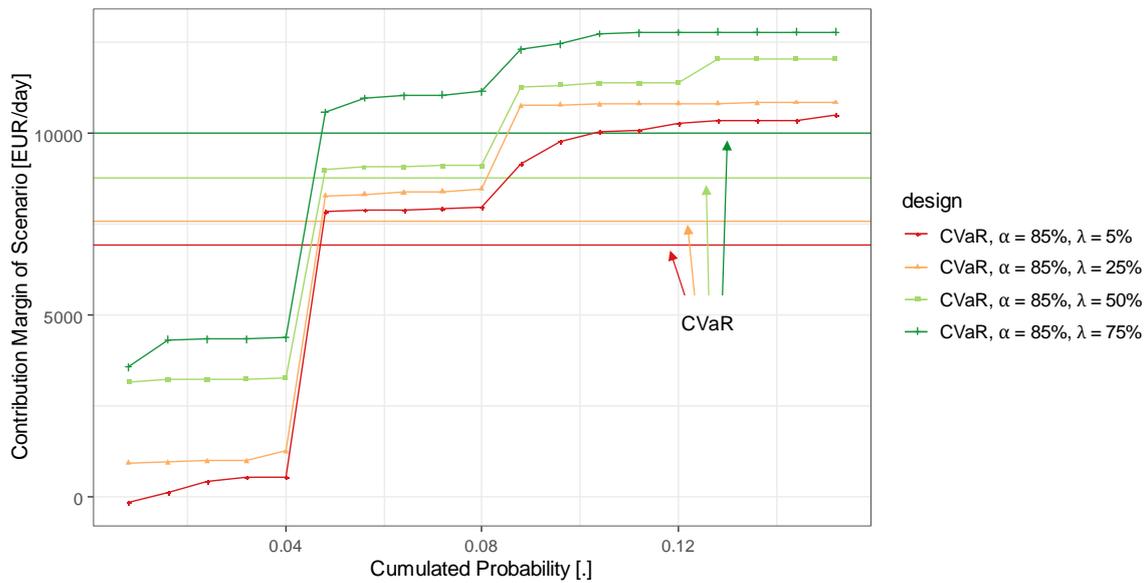


Abbildung 7-3: Beispielhafte Ergebnisse für eine Strategie, die den Conditional-Value-at-Risk des 15%-Quantils der schlechtesten Ergebnisse ($\alpha = 85\%$) im Vergleich zum Erwartungswert des Deckungsbeitrags verschieden stark gewichtet ($\lambda = 5\%, 25\%, 50\%, 75\%$). Der Fokus auf das 15%-Quantil zeigt, dass der CVaR (horizontale Linien) erheblich gesteigert werden kann. [30]

CVaR formulation: Efficient frontiers for different α levels

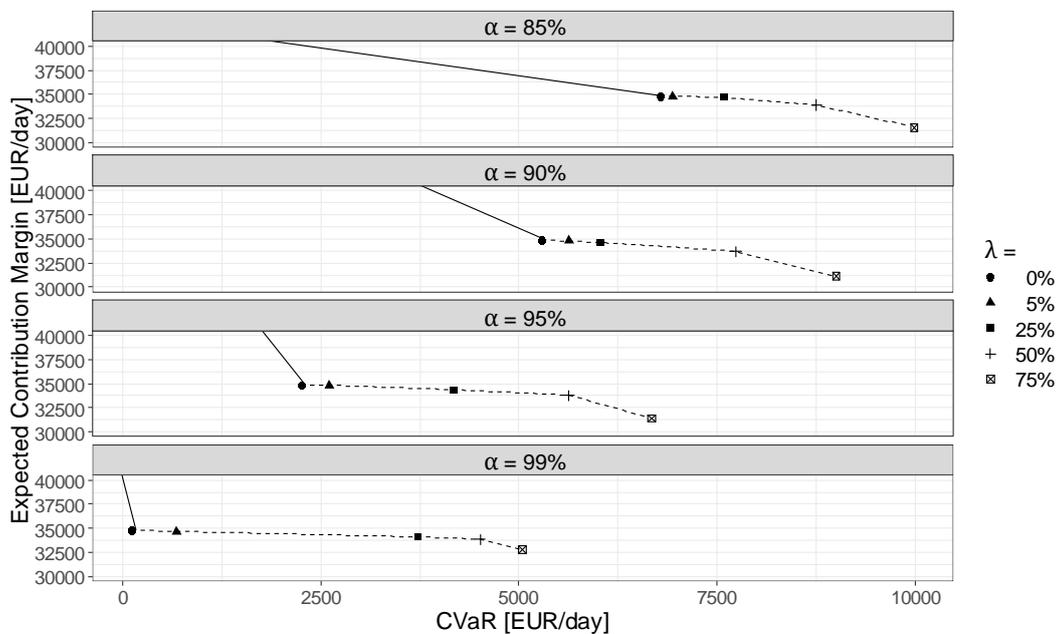


Abbildung 7-4: Die effizienten Tupel aus Erwartungswert der Deckungsbeiträge und Conditional-Values-at-Risk verdeutlichen den Mehrwert der Vermarktungsstrategien.

Literatur

- [1] Hain, Martin; Schermeyer, Hans; Uhrig-Homburg, Marliese; Fichtner, Wolf (2018): Managing renewable energy production risk. In: *Journal of Banking & Finance* 97, S. 1–19. DOI: 10.1016/j.jbankfin.2018.09.001.
- [2] Swider, Derk J.; Weber, Christoph (2007): Bidding under price uncertainty in multi-unit pay-as-bid procurement auctions for power systems reserve. In: *European Journal of Operational Research* 181 (3), S. 1297–1308. DOI: 10.1016/j.ejor.2005.11.046.
- [3] Kim, Hyeong Jun; Sioshansi, Ramteen; Conejo, Antonio J. (2020): Benefits of Stochastic Optimization for Scheduling Energy Storage in Wholesale Electricity Markets. Working Paper.
- [4] Ottesen, Stig Ødegaard; Tomasgard, Asgeir; Fleten, Stein-Erik (2018): Multi market bidding strategies for demand side flexibility aggregators in electricity markets. In: *Energy* 149, S. 120–134. DOI: 10.1016/j.energy.2018.01.187.
- [5] Kath, Christopher; Ziel, Florian (2018): The value of forecasts: Quantifying the economic gains of accurate quarter-hourly electricity price forecasts. In: *Energy Economics* 76, S. 411–423. DOI: 10.1016/j.eneco.2018.10.005.

7.5 FZI: Erfassung von Anforderungen an Flexibilitätsprodukte (insbesondere im Kontext von Liegenschaften/Prosumenten)

Abkürzungsverzeichnis

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMJV	Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz
Ca.	Cirka
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
HT	Hochtarifzeit
i.d.R.	In der Regel
GWA	Gateway-Administrator
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde(n)
MDL	Messdienstleister
MSB	Messstellenbetreiber
NT	Niedertarifzeit
SLP	Standardlastprofil
TOU	Time Of Use
VNB	Verteilnetzbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
z.B.	Zum Beispiel

7.5.1 Einführung

Die Arbeiten des FZI in diesem High Level Use Case beschäftigen sich zu einem auf der marktlichen Seite mit Erfassung von Anforderungen an Flexibilitätsprodukte, welche sowohl für die Prosumenten in Liegenschaften als auch die Nutzer von Flexibilität (z.B. Aggregatoren) attraktiv sind.

7.5.1.1 Notwendigkeit neuartiger Tarife

Im Rahmen der europäischen Klimaschutzziele hat sich die Bundesregierung ambitionierte nationale Ziele gesetzt. So sollen bereits bis 2030 55 Prozent weniger Treibhausgasemissionen als 1990 und der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf rund 50 Prozent gesteigert werden¹. Bis 2050 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch sogar auf mindestens 80 Prozent steigen. Der Energiesektor im Allgemeinen und der Stromsektor im Besonderen befinden sich somit im Umbruch. Die Energiewende ist dabei die deutsche Modernisierungsstrategie für eine grundlegende Transformation der Energieversorgung und verlangt eine konsequente Steigerung der Energieeffizienz und den breiten Einsatz der erneuerbaren Energien im Stromsektor sowie darüber hinaus (1). Die vorliegende Arbeit befasst sich diesbezüglich ausschließlich mit dem Energieträger Strom im deutschen Netzgebiet.

Traditionell wurde im Stromsektor die Erzeugung flexibel an die nachgefragte Last angepasst. Durch die zunehmende Integration von dezentraler und volatiler Stromerzeugung, in Deutschland vor allem durch Strom aus Wind- und Photovoltaikerzeugung, kommt es vermehrt zu stark variierenden Grenzkosten im Energiesystem, welche von Energieversorgern an Kunden weitergegeben werden könnten (2). Es besteht dadurch zunehmend die Notwendigkeit, die Nachfrage an die angebotene Last anzupassen und somit marktseitig einen kontinuierlichen Ausgleich von Ein- und Ausspeisungen durch eine Anpassung dieser zu gewährleisten. Hierfür muss Flexibilität auf dem Stromhandelsmarkt und auf dem Markt für Regelleistung bereitgestellt werden. (3) Allgemein kann Flexibilität dabei als „die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.“ definiert werden (3 S. 6). Maßnahmen zur Flexibilisierung der Nachfrageseite wird dabei eine Schlüsselrolle im Energiesystem zugeschrieben (4). Gleichzeitig wird die Digitalisierung der Energiewirtschaft vorangetrieben und dabei

¹ Im Jahr 2016 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 31,7 Prozent.

Stromnetze zu Smart Grids¹ umgestaltet, welche neue Möglichkeiten zur Steuerung und Abrechnung bieten.

Diese Arbeit beschränkt sich auf eine Betrachtung von Haushaltskunden², die mit ca. 25 Prozent des Nettostromverbrauchs einen wichtigen Anteil der Stromverbraucher darstellen (5). Durch neuartige Tarife³ können Haushaltskunden im Smart Grid zum adaptiven Verbraucher werden. Dabei sind vor allem variable Tarife ein viel diskutierter Ansatz. Variable Tarife sind „Tarifmodelle, die den Preis der bezogenen Energie in Abhängigkeit von der Zeit, der Last (Kunden- oder Systemlast), dem Verbrauch oder dem Lastmanagement variieren.“ (6 S. 44). Mit variablen Tarifen⁴ sowie neuartigen dezentralen Versorgungsmodellen ergeben sich für Energieversorger und Haushaltskunden eine Bandbreite an Möglichkeiten, welche in dieser Arbeit aufgezeigt und bewertet werden.

7.5.1.2 Voraussetzungen für Tarife im Smart Grid

Aus Kapitel 7.5.1 geht hervor, dass die Aufgabe zukünftiger Energieversorgung sein wird, Schwankungen auszugleichen und so das Angebot und die Nachfrage nach Strom zusammenzubringen. Diese Herausforderung soll durch ein intelligentes Stromnetz, ein sogenanntes Smart Grid, gelöst werden. Dieses hat zur Aufgabe, alle am Stromnetz beteiligten Akteure, also Erzeuger, Verbraucher und zunehmend auch Stromspeicher intelligent zu integrieren, um dadurch die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können (7). An der Schnittstelle zwischen Versorger und Endkunde erfolgt dieses Zusammenspiel über Tarife. Um dies anschließend genauer betrachten zu können, werden in diesem Kapitel zunächst die technischen und regulatorischen Anforderungen hierfür dargelegt.

Die Voraussetzung dafür, dass Haushaltskunden in das Smart Grid integriert werden können, stellt der flächendeckende Einbau digitaler Stromzähler, sogenannter Smart Meter, dar. Diese ersetzen die bisher in Privathaushalten eingesetzten elektromechanischen Ferraris-Zähler und ermöglichen

¹ Im Folgenden wird für ein intelligentes Stromnetz der Begriff Smart Grid verwendet.

² Die Aussagen sind zudem für Kleinstgewerbe mit vergleichbarem Verbrauchsprofil weitgehend gültig. Im Folgenden wird jedoch zur Vereinfachung ausschließlich von Haushaltskunden gesprochen.

³ Definition Tarif: „Energieprodukt, das den Bezug einer Energieform zu bestimmten Konditionen an einen definierten Netzanschlusspunkt vertraglich vereinbart.“ (6 S. 42)

⁴ In wissenschaftlichen Arbeiten wird in diesem Zusammenhang auch oft von Demand Response gesprochen. Zur Verständlichkeit wird hier zwischen variablen und dezentralen Tarifen unterschieden.

Verbrauchsmessungen über die entnommene Strommenge für einen fest definierten Zeitraum¹. Diese technische Eigenschaft ermöglicht es, Feedbacksysteme zum aktuellen Stromverbrauch einzurichten und darauf aufbauend neue Tarifmodelle anzubieten, die zu angepassten Verbrauchsverhalten führen könnten. Im Jahr 2008 wurde mit der dritten Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die erste politisch-rechtliche Grundlage für eine flächendeckende Substitution der bisher eingesetzten Ferraris-Zähler durch neue Smart Meter geschaffen. Energieversorger müssen demnach seit 2010 bei Neubauten oder Renovierungen in Privathaushalten Smart Meter installieren. Zudem müssen sie ihren Kunden auch monats-, viertel- oder halbjährliche Abrechnungen ermöglichen und lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anbieten (7; 8).

Mit dem im Jahr 2016 verabschiedeten Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende soll der Smart-Meter-Rollout weiter vorangetrieben werden. Dabei werden technische und regulatorische Rollen genauer definiert und konkrete Ziele zur Ausstattung von Stromkunden mit intelligenten Messsystemen gesetzt. Grundzuständige Messstellenbetreiber müssen demnach stufenweise bis zum Jahr 2032 Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen ausstatten, sofern der Jahresverbrauch des Kunden über 6000 kWh liegt, eine Vereinbarung nach §14a EnWG² vorliegt oder eine Anlage mit über 7 kW installierter Leistung betrieben wird (9). Das Gesetz ermöglicht zudem die Abkehr vom bisher vorgeschriebenen Standardlastprofil (SLP), da Netzbetreiber darin verpflichtet werden, eine variable Bilanzierung und Abrechnung zu ermöglichen, wenn die Entnahmestelle mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist. (3). Es bildet somit eine wichtige Grundlage für variable Tarife, gleichzeitig zielt es primär nicht auf Haushaltskunden ab, wie die Roll-Out-Verpflichtungen zeigen. Haushaltskunden können jedoch auch vom Roll-Out betroffen sein, wenn der grundzuständige Messstellenbetreiber den Einbau initiiert. In jedem Fall definiert das Gesetz jedoch die technischen und regulatorischen Anforderungen für Smart Meter über alle Kundengruppen.

In der Praxis zeigt sich bisher, dass die Marktteilnehmer besonders im Haushaltsbereich sehr verhalten auf den Roll-Out reagieren. Dies unterstreicht ein gegebenes Henne-Ei-Problem für die Implementierung von Tarifmodellen, die auf Smart-Metern beruhen. Es braucht zunächst die Infrastruktur, um überhaupt neue Tarifmodelle auf dieser Basis anbieten zu können. Es braucht jedoch gleichzeitig Tarifmodelle und Nutzer, damit die infrastrukturelle Investition ökonomisch

¹ In der Regel ist dieser Zeitraum auf 15 Minuten festgelegt (Vgl. Bundesregierung, 2017).

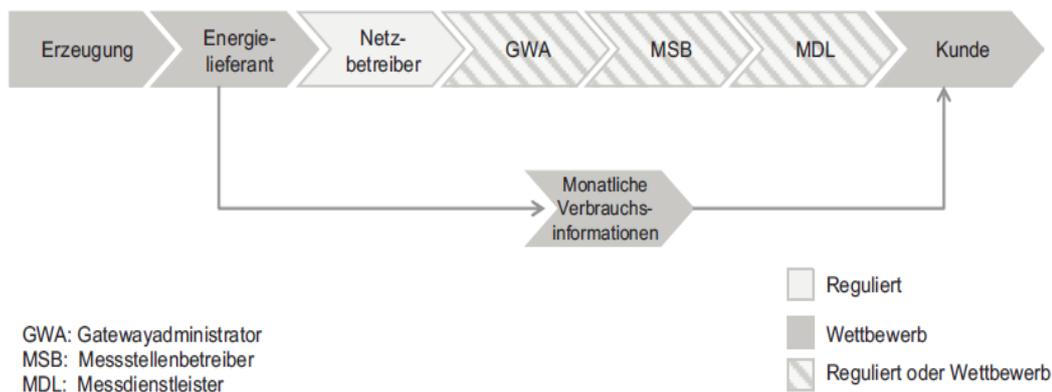
² §14a EnWG beinhaltet Regelungen in Bezug auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen.

sinnvoll ist. Dabei kann auch die Akzeptanz der Nutzer gerade im Haushaltsbereich eine hohe Hürde darstellen (4) Für die Lösung dieses Problems ist ein komplexes Zusammenspiel unterschiedlicher Marktteilnehmer erforderlich. Welche Unterschiedliche Markttrollen die Teilnehmer im zukünftigen intelligenten Energiemarkt einnehmen können und was dabei die Interessenslagen sind, wird in Kapitel 7.5.2 genauer beleuchtet werden.

7.5.2 Akteure im Energiemarkt

Durch die Transformation des Energiemarktes und der Digitalisierung der Netze entstehen auf allen Seiten neue Akteure bzw. veränderte Rollen. Abbildung 1 zeigt diese erweiterte Wertschöpfungskette auf. Dieses Kapitel dient dazu, die Akteure in dieser neuen Wertschöpfungskette und deren Interessen zu beschreiben. Dabei wird der Fokus auf Energielieferant, Netzbetreiber und Kunde gelegt, da diese Akteure für die Tarife im Smart Grid die Relevantesten sind.

Abbildung 7-5: Akteure im intelligenten Energiemarkt, Quelle: Aichele & Doleski, 2014, p. 273



7.5.2.1 Letztverbraucher/Kunde

Durch die Transformation des Energiesystems wird die Rolle des Kunden immer wichtiger. Soll er zum adaptiven Verbraucher werden, muss er seine Rolle zunehmend aktiv wahrnehmen. Dies gilt sowohl für Energieeinsparungen, für variable Tarife wie auch für die Integration von privaten

Erzeugungsanlagen¹ und (Batterie-)Speichern. Letztverbraucher, die gleichzeitig Strom erzeugen, werden dabei als Prosumer² bezeichnet. Durch politische Vorgaben und Förderungen wird der Kunde immer stärker durch den Gesetzgeber in die Energiewende mit eingebunden (10). Sollen Smart Meter wirkungsvoll beim Endkunden eingesetzt werden, setzt dies die Bereitschaft zur aktiven Nutzung dieser voraus. Kunden haben dabei ein klares Interesse, ihre Energiekosten zu minimieren. Bei bestimmten Kundengruppen stellt zudem das Umweltbewusstsein eine relevante Größe dar. Generell versuchen Kunden, ihr Risiko sowie ihre Kosten möglichst gering zu halten. Zur Flexibilisierung der Nachfrageseite ist zunächst eine Aktivierung der Kunden notwendig, was eine hohe Hürde darstellen kann (4). Die Attraktivität von neuen Tarifmodellen aus Kundensicht wird in Kapitel 7.5.4. näher betrachtet.

7.5.2.2 Lieferant/Vertrieb

Die Interaktion zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt im liberalisierten Energiemarkt über den Lieferanten. Dieser übernimmt die Kommunikation mit dem Endkunden und regelt die Schnittstelle über entsprechende Tarifmodelle. Durch in 1.2. beschriebene gesetzliche Regelungen erhöht sich auch der Transformationsdruck auf diesen Marktakteur. Dieser wird durch erhöhten Wettbewerb und daraus resultierenden Preisdruck sowie Kostendruck auf Beschaffungsseite erhöht, sodass die reine Stromversorgung zunehmend durch innovative Dienstleistungen in Bezug auf die Kombination von Verbrauch, Erzeugung und Speicher verdrängt werden könnte (10). Da der Lieferant dabei die Tarife anbietet steht dieser Akteur besonders im Fokus dieser Arbeit und wird in Kapitel 7.5.4 noch genauer betrachtet.

7.5.2.3 Netzbetreiber

Im Zusammenhang mit der Tarifierung spielt vor allem der Verteilnetzbetreiber (VNB) eine wichtige Rolle. VNB stehen vor der Herausforderung von einer veränderten Ausrichtung der Verteilnetze von Top-Down hin zu Bottom-Up, da dezentrale Erneuerbare Energien meist auf unteren und mittleren Netzebenen eingespeist werden. Daher ist aus ihrer Sicht eine höhere Steuerbarkeit im Sinne eines Smart Grids von herausragender Bedeutung, da das Verteilnetz eine Vielzahl an Akteuren verbindet und vernetzen muss. Dabei hat aus Sicht des VNB die Netzstabilität und somit die gesicherte Versorgung oberste Priorität. Durch die Restriktionen, die das Netz für die Integration Erneuerbarer Energien bildet, rücken Verteilnetzbetreiber immer stärker in den Fokus und sehen sich in einer zunehmend aktiven Rolle, um den komplexen Anforderungen aller

¹ Für die Kundengruppe der Haushaltskunden sind dabei v.a. Photovoltaikanlagen relevant.

² Wortschöpfung aus den englischen Wörtern Producer und Consumer.

Akteure gerecht werden zu können. Da Verteilnetzbetreiber lokal i.d.R. auch den grundzuständigen Messstellenbetreiber bilden, spielen VNB auch für den Smart-Meter-Rollout eine wichtige Rolle und können so zum Treiber für die Digitalisierung der Energiewirtschaft werden, was wie beschrieben die zentrale Grundlage für neue Tarifdesigns bildet (10).

7.5.3 Tarife zur Flexibilisierung der Liegenschaften

7.5.3.1 Übersicht über Tarifdesigns

Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden¹ setzte sich 2016 zu 24,7 Prozent aus Beschaffung, Vertrieb und Marge zusammen. Weitere 22,7 Prozent des Preises bilden die Netzentgelte. Die verbleibenden 52,6 Prozent sind Steuern, Umlagen und Abgaben (11). In Bezug auf die Tarifierung sind vor allem die ersten zwei Kostenblöcke relevant, da sie einen dynamischen Hebel zur Bepreisung darstellen können. In Deutschland gab es im Jahr 2015 1238 Lieferanten im Elektrizitätsbereich, wodurch Kunden aus einer Vielzahl an Unternehmen und von diesen angebotenen Tarifen wählen können. Dabei hatten in 2015 rund 43 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger² außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen, rund 32 Prozent wurden über die klassische Grundversorgung versorgt. Rund 25 Prozent aller Haushaltskunden wurden von einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger beliefert (11). In diesem Kapitel wird ein Überblick über verschiedene neuartige Tarifarten gegeben, die angeboten werden oder im Smart Grid angeboten werden könnten.

Im Haushaltskundenbereich ist bis heute der mit Abstand gängigste Tarif der Eintarif, bei dem auf Grundlage eines Standardlastprofils ein Verbrauchsprofil angenommen wird. Auf dieser Grundlage wird ein Grundpreis (€/Zeiteinheit) sowie ein zeitunabhängiger Arbeitspreis (€/kWh) berechnet. Dabei werden somit keinerlei Anreize gesetzt, den Verbrauch zu verlagern. Es besteht jedoch ein genereller Anreiz zur Verbrauchsreduktion. Durch die Energiewende und die Digitalisierung der Energiewirtschaft werden neue Tarifmodelle möglich und notwendig. Tabelle 1 zeigt eine Kategorisierung möglicher neuartiger Tarifmodelle auf. Diese Kategorien werden in

¹ Angenommener Jahresverbrauch: 2.500-5000 kWh, Stand 1.4.2016

² Grundversorger = Energieversorgungsunternehmen, das in einem Netzgebiet die Mehrzahl der Haushaltskunden versorgt (i.d.R. das örtliche Stadtwerk) (8).

den Kapiteln 7.5.4 und 7.5.5 näher beschrieben. Daraufhin wird innerhalb dieser Kategorien betrachtet, welche Tarife dieses Tarifdesign derzeit auf dem deutschen Markt widerspiegeln.

Tabelle 7.5-1: Kategorisierung neuartiger Tarifdesigns. Eigene Darstellung nach He et al., 2013.

Tarifart	Merkmal	Smart Meter notwendig ?	Aktiver Akteur	Treiber
Time of Use Pricing	Variabel	teilweise	Endkunde	Netzentgelte Konzessionsabgabe
Dynamic Pricing¹	Variabel	Ja	Endkunde	Beschaffungskosten Netzentgelte
Fixed Load Capping	Variabel	teilweise	Endkunde	Netzentgelte
Dynamic Load Capping	Variabel	Ja	Endkunde	Netzentgelte
Direct Load Control	Variabel	teilweise	Netzbetreiber	Netzentgelte, Konzessionsabgabe
Dezentrale Eigenversorgung	Dezentral	Ja	Endkunde Energieversorger	Netzentgelte EEG-Umlage Konzessionsabgabe Stromsteuer

¹ Andere wissenschaftliche Studien unterteilen diese Kategorie weiter in Critical Peak Pricing und Real-Time-Pricing (6).

Dezentrale Fremdversorgun g	Dezentral	teilweise	Energieversorger Wohnungsunternehme n	Netzentgelte Förderung Konzessionsabgabe Stromsteuer
--	-----------	-----------	---	---

7.5.3.2 Variable Tarifdesigns¹

Lieferanten haben für Letztverbraucher, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anzubieten. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur boten im Jahr 2015 knapp 12 Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an. Rund 70 Prozent der Lieferanten boten im Berichtsjahr tageszeitabhängige Tarife an. Nur ca. 13 Prozent der Lieferanten bot noch weitere Tarife an. (11). Die marktführenden Vergleichsportale bieten derzeit keine variablen Tarife an, die über etablierte HT/NT- und Heizstromangebote² hinausgehen. Im Folgenden werden anhand der Kategorien die relevantes Tarifdesigns für den deutschen Markt genauer aufgezeigt.

Bei **Time of Use Pricing** wird ein Preissignal als Anstoß zur Verhaltensänderung verwendet, das lediglich für vordefinierte, statische Zeitfenster variiert und somit eine geringe Volatilität aufweist. Ein sehr etablierter Tarif ist dabei der HT/NT- Tarif, bei dem der Stromverbrauch in eine Hochtarifzeit (HT) und eine Niedertarifzeit (NT) eingeteilt wird. Treiber für den Preisunterschied sind unterschiedliche Netzentgelte, welche von Seiten des VNB für einen von diesem festgelegte Zeiten bestimmt werden. Dabei ist der Einbau eines neuen Zählers mit zwei Zählwerken notwendig, was zusätzliche Kosten mit sich bringt. Es ist ein statischer Anreiz zur Verlagerung in die Niedertarifzeit gegeben. Die bisher vorhandenen Tarife benötigen dafür keine digitale Infrastruktur, jedoch könnte eine Solche auch dieses Tarifmodell gut abbilden.

Dynamic Pricing unterscheidet sich vom obigen lediglich darin, dass sich das Preissignal dynamischer ändert und oft nicht vorhersehbar ist. Dadurch können z.B. variable

¹ Vgl. He, et al., 2013

² HT/NT= Hochtarif/Niedertarif; Heizstrom= Strom für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizung mit getrennter Messung. Beide Tarifarten werden im Folgenden weiter ausgeführt.

Beschaffungskosten an der Börse abgebildet und verbrauchsgenau abgerechnet werden. Dieses Tarifmodell ist ein guter Anwendungsfall zur Weitergabe fluktuierender Grenzkosten von EVU an den Konsumenten, um einen Ausgleich durch Verhaltensänderungen oder den Einsatz von Smart Home Applikationen finanziell anzureizen. Die Anwendung dieser Tarifmodelle wird bereits seit über 20 Jahren mit vielversprechenden Ergebnissen wissenschaftlich in breiterem Rahmen getestet (z.B. Faruqi & George, 2005; Aubin, et al., 1995). Trotzdem wird dieses Tarifmodell in der Praxis bisher auf dem deutschen Markt kaum angewendet. Wenige Beispiele bieten bisher lediglich einen Tarif an, der flexible Kosten monats-scharf an den Konsumenten weitergibt.¹ Die Dynamik dessen ist jedoch sehr begrenzt und wird somit kaum zu einer Verbrauchsverlagerung führen können.

Load Capping-Tarife wie **Fixed Load Capping** und **Dynamic Load Capping** sind volumenbasiert und beschränken die Last auf ein vertraglich festgelegtes Maximum oder einen vordefinierten Rahmen. Auch diese Tarifmodelle können statisch (fixed) oder dynamisch sein. Während die Lastbegrenzung für Industriekunden relevant und verbreitet ist, wird sie für Haushaltskunden bisher in Deutschland nicht angewandt. Neue Relevanz könnten sie aber durch eine steigende Last im Haushaltskundenbereich durch die Integration von strombasierten Heiz- und Mobilitätstechnologien im Rahmen der Sektorkopplung erhalten. Technisch kann dies durch entsprechende Sicherungen oder andere Leistungsbegrenzungen statisch relativ einfach erreicht werden (6). Für dynamische Lastbegrenzung ist die Integration in ein intelligentes Messsystem derzeit notwendig.

Bei **Direct Load Control** greift der Konsument nicht selbst in den Verbrauch ein, sondern gibt die Kontrolle an den VNB ab, was diese Tarifart von den obigen grundlegend unterscheidet. Dieser kann über eine Steuereinrichtung die Last unterbrechen, um das Netz zu entlasten. Dies ist in Deutschland im Bereich Heizstrom zum Betreiben von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen bereits ein etabliertes Modell und wird von einer Vielzahl von Energieversorgern (v.a. Stadtwerke/Grundversorger) angeboten. In §14a EnWG gibt der Gesetzgeber vor, dass vom Verteilnetzbetreiber für steuerbare Verbrauchseinrichtungen ein

¹ Vgl. z.B. <https://www.vivi-power.de/tarifrechner.html>

reduziertes Netzentgelt zu berechnen ist, sofern die Verbrauchseinrichtung durch einen separaten Zähler an das Verteilnetz angeschlossen ist und die Last netzdienlich gesteuert werden kann. Weitergehend werden steuerbare Lasten durch eine reduzierte Konzessionsabgabe privilegiert. Die Bundesregierung ist gesetzlich dazu ermächtigt, dies noch genauer zu spezifizieren, was bislang jedoch nicht erfolgt ist. Das hat zur Folge, dass die Reduktion des Netzentgeltes je nach Netzgebiet von den VNB sehr unterschiedlich interpretiert wird. Anwendungsgebiete sind neben den etablierten Heiztechnologien auch explizit im Gesetzestext genannte Elektromobile sowie Hausspeicher. Aktuell wird vor allem der Fall Elektromobile diskutiert, da erste Energieversorger bereits auf gegebener gesetzlichen Grundlage günstige Ladestromtarife anbieten.¹

7.5.3.3 Weitere neuartige Tarife²

Dezentrale Eigenversorgung hat die Voraussetzung, dass Strom dezentral selbst vom Verbraucher erzeugt wird. Für diesen Stromanteil fallen keine Netzentgelte, Stromsteuer und EEG-Umlage sowie eine verringerte Konzessionsabgabe an (8; 12). Seit kurzer Zeit bieten mehrere Energieunternehmen in Deutschland Versorgungsangebote an, die die Eigenversorgung in innovative, digitale Tarifmodelle integrieren. Auch wenn es in der Ausgestaltung Unterschiede gibt, ist die Ausrichtung ähnlich: Der Kunde erwirbt oder pachtet PV-Anlage und Batteriespeicher und bekommt als Teil einer digital vernetzten Community die vollständige Versorgung für einen monatlichen Fixbetrag als Flatrate-Angebot gesichert.³ Derartige Tarif haben somit keinen Arbeitspreis und dadurch auch keinen Anreiz zu Energieeinsparungen. Durch die Integration von Batteriespeichern bestehen jedoch gute Möglichkeiten zur Lastverschiebung.

Dezentrale Fremdversorgung beschreibt den Fall, wenn die dezentrale Stromerzeugung (i.d.R. aus Photovoltaik-Anlagen und Blockheizkraftwerken) ohne Nutzung des Verteilnetzes erfolgt, jedoch keine Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher vorliegt. Da dadurch weitgehende Energieversorgerpflichten greifen, ist dies regulatorisch deutlich anspruchsvoller

¹ https://hamburg.hk24.de/Veranstaltung/Anlagen/VSDB/131017871/170411_HK-Hamburg_Power-to-Mobility_Das_Elektrofahrzeug_als_Stromspeicher.pdf

<https://www.new-energie.de/strom/elektromobilit%C3%A4t/new-e-mobilityhome>

² Durch die hohe Anzahl an möglichen Ausgestaltungen werden hier nur die derzeit relevantesten Tarifdesigns ausgeführt.

³ Siehe <https://www.eon-solar.de/solarcloud;>
<https://www.sonnenbatterie.de/de/sonnenstrom/stromtarife#sonnenstrom-plus;>
<https://www.polarstern-energie.de/eigenstrom/>

(13). In Deutschland spricht man in diesem Fall von Mieterstrom, welcher seit Juli 2017 auf Grundlage des Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom durch einen Zuschlag auf PV-Strom staatlich gefördert wird (14). Darüber hinaus fallen für den lokalen Verbrauch keine Netzentgelte und Stromsteuer sowie eine verringerte Konzessionsabgabe an. Immer mehr Energieversorger nutzen diesen Sachverhalt, um in Kooperation mit Immobilieneigentümern attraktive Tarife für die Immobilienbewohner anbieten zu können. Dabei wird in der Regel ein Mischtarif aus lokal erzeugtem Strom und leitungsgebundener Reststromlieferung angeboten. (13). In vielen Fällen wird dabei das lokale Netz zum Smart Micro Grid umgebaut, was Vorteile in der Abrechnung, der Eigenverbrauchsoptimierung sowie der Integration weiterer Technologien (z.B. Stromspeicher) mit sich bringt.¹

7.5.3.4 Wirtschaftliche Nutzung von Flexibilität

Aus Sicht der Energieversorger ist vor allem wichtig, wie die durch oben beschriebene Tarifdesigns mögliche Flexibilität wirtschaftlich genutzt werden sollen. Daher soll an dieser Stelle die Marktanalyse zu Tarifen in Deutschland um eine kurze Analyse der Marktpotenziale von Flexibilität ergänzt werden.

He et al. 2013 definieren fünf Servicekategorien, die beschreiben wie Flexibilität für das Energiesystem genutzt werden können. Zwar werden dabei die dezentralen Tarifdesigns nicht miteinbezogen, jedoch können auch diese in Verbindung mit Speichern hierfür genutzt werden:

- 1) *Portfoliooptimierung* von EVU und weiteren Marktteilnehmern zur Kostenminimierung durch Arbitrage
- 2) *Strukturelles Engpassmanagement* von ÜNB und VNB für absehbare, strukturelle Netzengpässe
- 3) *Gelegentliches physisches Engpassmanagement* von ÜNB und VNB für unvorhersehbare Netzengpässe

¹ Vgl. z.B. <https://www.polarstern-energie.de/mieterstrom/>

- 4) *Regel- und Ausgleichsenergie* zur Gewährleistung der Frequenzstabilität. Die Kapazitätsreserven und Energievolumen werden von den ÜNB ausgeschrieben, es besteht damit ein Markt für alle Formen der Regelenergie.
- 5) *Nebendienstleistungen* zur Erfüllung diverser Funktionen des ÜNB wie z.B. Schwarzstartfähigkeit.

Diese Ansatzpunkte tragen zur Lösung verschiedener Probleme im Energiesystem bei und haben durch einen Marktpreis oder durch mögliche Strafzahlungen einen ökonomischen Wert. Daher bietet sich in allen Fällen eine Vermarktungsmöglichkeit der Flexibilität, welche in der Regel durch den Energieversorger oder durch spezialisierte andere Marktteilnehmer wahrgenommen wird (4).

7.5.4 Bewertung der Tarifstrukturen

Auf Grundlage der in Kapitel 7.5.1 beschriebenen Status Quo auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt erfolgt nun in Kapitel 7.5.2 eine Bewertung der oben beschriebenen Tarifkategorien für die Marktteilnehmer Energielieferant und Endkunde. Die Bewertungskriterien orientieren sich an Kriterien und Erkenntnissen von He et al., 2013.

7.5.4.1 Anforderungen durch Energielieferanten

Für diesen Marktakteur werden zur Bewertung der Attraktivität folgende Kriterien herangezogen (Richtung der Wirkung in Klammern): Kompatibilität mit Kerngeschäft (+); Gewinnpotenzial/Marge (+); Vermarktungspotenzial der Flexibilität (+); Risiko/Unsicherheit (-); Regulierung (-/+). Im Folgenden werden die relevanten Faktoren für jede Tarifart anhand dieser Kriterien beschrieben, um so auf qualitativer Basis zu einer Bewertung aus der Perspektive von EVU zu kommen.

Time of Use Pricing

- *Kompatibilität mit Kerngeschäft:* Hoch. Wie gezeigt bietet ein Großteil der EVU bereits statische variable Tarife an, somit sind Prozesse bereits vorhanden
- *Gewinnpotenzial/Marge:* Begrenzt. Die Preisunterschiede sind für die meisten Netzgebiete gering, was wenig Spielraum zur Ausdehnung der Marge lässt.
- *Vermarktungspotenzial der Flexibilität:* Hoch. Gängige Tarife basieren auf verringerten Netzentgelten, wodurch die Flexibilität fest vom VNB nachgefragt wird.

- *Risiko/Unsicherheit*: Nicht vorhanden. Das Risiko wird komplett an die Netzbetreiber abgewälzt.
- *Regulierung*: Positiv. Durch die Regulierung ist diese Tarifart etabliert und wird von EVU breit genutzt, um der regulatorischen Verpflichtung nachzukommen, einen variablen Tarif anzubieten. Somit fungiert die Regulierung in diesem Fall als Treiber für Time of Use Pricing.

Dynamic Pricing

- *Kompatibilität mit Kerngeschäft*: Gering. Um diesen Tarif anbieten zu können, sind infrastrukturelle Änderungen und neue Prozesse über die gesamte Wertschöpfungskette erforderlich.
- *Gewinnpotenzial/Marge*. Gering, aber steigend. Bisher sind die Preisdifferenzen am Strommarkt noch nicht groß genug, um dadurch signifikante Margen abschöpfen zu können. Unter der Annahme steigender Volatilität wird dies jedoch zunehmen und das Gewinnpotenzial vergrößern.
- *Vermarktungspotenzial der Flexibilität*: Gering, aber steigend. Hängt von der Entwicklung der Börsenpreise und weiterer Flexibilitätsmärkte ab.
- *Risiko/Unsicherheit*: Eher hoch. Zwar wurden bereits einige Pilotstudien durchgeführt, jedoch fehlt die Praxiserfahrung, was eine hohe Unsicherheit mit sich bringt. Zukünftig kann jedoch durch eine Anwendung dieses Tarifs das Beschaffungsseitige Risiko auf den Kunden abgewälzt werden.
- *Regulierung*: Neutral. Durch die Loslösung vom SLP ist seit 2016 die gesetzliche Grundlage geschaffen. Durch die Einschränkungen beim Roll-Out werden jedoch voraussichtlich die meisten Haushaltskunden zunächst nicht mit der erforderlichen Smart Metern ausgestattet.

Fixed Load Capping

- *Kompatibilität mit Kerngeschäft*: Begrenzt. Je nach EVU bestehen bereits Prozesse und Konzepte für Unternehmen, die übertragbar sein könnten.
- *Gewinnpotenzial/Marge*: Begrenzt. Für Haushaltskunden bestehen derzeit keine Konzepte. Sollte es zu einer Reform der Netzentgelte auf Basis von maximaler Last kommen, wird dieser Bereich neue Relevanz erhalten.

- *Vermarktungspotenzial der Flexibilität*: Derzeit nicht gegeben, siehe oben.
- *Risiko/Unsicherheit*: Hoch, durch fehlenden regulatorischen Rahmen.
- *Regulierung*: Eher Negativ. Es gibt keine Regulierung, die derartige Tarife begünstigt.

Dynamic Load Capping

- *Kompatibilität mit Kerngeschäft*: Niedrig. Es sind grundlegende, neue Konzepte und Prozesse notwendig.
- *Gewinnpotenzial/Marge*: Bisher begrenzt, siehe „Fixed Load Capping“
- *Vermarktungspotenzial der Flexibilität*: Derzeit nicht gegeben.
- *Risiko/Unsicherheit*: Sehr hoch, durch fehlenden regulatorischen Rahmen und infrastrukturelle Unsicherheit.
- *Regulierung*: Negativ. Keine Regulierung, Digitalisierung wird für Haushaltskunden zudem wenig vorangetrieben.

Direct Load Control

- *Kompatibilität mit Kerngeschäft*: Eher hoch. Viele EVU bieten bereits Heizstromtarife an, zudem ähneln sich die Prozesse den Tarifen des Time of Use Pricings.
- *Gewinnpotenzial/Marge*: Eher hoch. Durch teilweise hohe Preisdifferenzen ist eine höhere Marge möglich. Das Gewinnpotenzial ist derzeit noch begrenzt, aber steigend.
- *Vermarktungspotenzial der Flexibilität*: Hoch. Auch hier erfolgt die Vermarktung an den Netzbetreiber auf fester Basis.
- *Risiko/Unsicherheit*: Begrenzt. Das Risiko wird komplett an den VNB abgewälzt. Jedoch besteht eine regulatorische und technologische Unsicherheit
- *Regulierung*: Eher negativ. Die Regulierung erlaubt derartige Tarife, durch fehlende bindende Bestimmungen sind jedoch einzelvertragliche Regelungen mit den Netzbetreibern erforderlich, was hohe Transaktionskosten mit sich bringt.

Dezentrale Eigenversorgung

- *Kompatibilität mit Kerngeschäft:* Gering. Derartige Tarife erfordern neue technologisches Wissen, neue Prozesse und ggf. neue Partnernetzwerke.
- *Gewinnpotenzial/Marge:* Eher hoch. Durch vielseitige Vermarktungsmöglichkeiten und Einsatzgebiete können sichere Zusatzeinnahmen generiert werden.
- *Vermarktungspotenzial der Flexibilität:* Hoch. Es können virtuelle Kraftwerke gebildet werden, die Regenergie bereitstellen. Auch weitere Geschäftsmodelle auf Grundlage von Flexibilität sind denkbar.
- *Risiko/Unsicherheit:* Hoch. Um relevante Mengen anbieten zu können, sind hohe Investitionen erforderlich, welche in unsicheren Zukunftsmärkten erfolgen.
- *Regulierung:* Eher negativ. Die Mindestmengen bei Regenergie können als Markteintrittsbarriere gesehen werden. Zudem besteht Unklarheit über zukünftige Regulierungen.

Dezentrale Fremdversorgung

- *Kompatibilität mit Kerngeschäft:* Gering. Auch hier sind neues Wissen, Prozesse und Netzwerke erforderlich.
- *Gewinnpotenzial/Marge:* Eher hoch. Das Potenzial hängt jedoch stark von den lokalen Gegebenheiten der Immobilien sowie der Höhe der Netzentgelte ab.
- *Vermarktungspotenzial der Flexibilität:* Begrenzt. Der Fokus liegt meist auf der optimieren Selbstversorgung, welche gut vor Ort vermarktet werden kann. Flexibilität kann ggf. auch in virtuellen Kraftwerken mitvermarktet werden.
- *Risiko/Unsicherheit:* Eher gering. In der Regel bilden derartige Konzepte durch langfristige Verträge eine eher sichere Investition.
- *Regulierung:* Positiv. Durch das Gesetz zur Förderung von Mieterstrom ist die Attraktivität deutlich gestiegen.

7.5.4.2 Anforderungen durch Haushaltskunden

Neben den oben genannten Kriterien wird ein Stromtarif nur für Energielieferanten attraktiv sein, wenn er auch für die Kunden die notwendige Attraktivität darstellt, den angebotenen Vertrag zu nutzen. Daher ist es elementar, in einer weiteren Iteration die Attraktivität der Kunden zu bewerten. Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Flexibilität ist dabei für Haushaltskunden sehr unterschiedlich und hängt vor allem von den vorhandenen Technologien ab. Somit dienen die im Haushalt vorhandenen Technologien bereits als Filter für die Möglichkeit der Partizipation an verschiedenen Tarifdesigns. Abbildung 2 zeigt die Unterteilung des Lastmixes von Haushaltskunden anhand der vorhandenen Technologien. Daher wird die Bewertung lediglich für Haushaltskunden vorgenommen, die über eine entsprechende technologische Ausstattung verfügen.

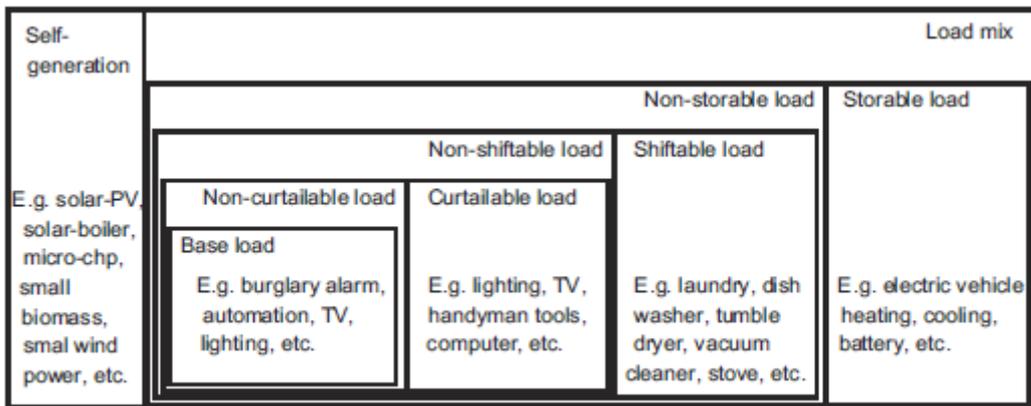


Abbildung 7-6: Lastmix von Haushaltskunden, Quelle: He et al.,2013, p.111

Für die Einordnung nutzen He, et al., 2013 die folgenden Kriterien, die auch in dieser Analyse zur Bewertung eingesetzt werden sollen: Preisrisiko (-); Mengenrisiko (-); Komplexität (-); Verlust der Autonomie/Privatsphäre (-); Finanzielle Kompensation (+). Diese werden im Folgenden auf die Tarifarten angewandt.

Time of Use Pricing ist vor allem für Kunden mit einem hohen Anteil an *Shiftable Load* oder *Storable Load* interessant.

- *Preisrisiko*: Gering. Das Signal ist statisch und somit wenig volatil.

- *Mengenrisiko*: Keines, da preisbasiert.
- *Komplexität*: Gering, durch vorgegebene Zeitfenster klar definierte Anforderung.
- *Verlust an Autonomie/Privatsphäre*: Keine, Kunde reagiert eigenständig.
- *Finanzielle Kompensation*: Begrenzt. Meist ist der Unterschied gering, derartige Tarife lohnen sich meist nur bei einem hohen Verbrauch in der Niedertarifzeit.

Dynamic Pricing ist vor allem für Kunden mit einem hohen Anteil an *Curtable Load* oder *Storable Load* interessant.

- *Preisrisiko*: Hoch, durch volatile Preise. Die Stärke hängt von der Volatilität an.
- *Mengenrisiko*: Keines, da preisbasiert.
- *Komplexität*: Hoch. Der Konsument muss unter Umständen sehr flexibel reagieren und sein Verbrauchsverhalten aktiv analysieren.
- *Verlust an Autonomie/Privatsphäre*: Keine, Kunde reagiert eigenständig.
- *Finanzielle Kompensation*. Hohes Potenzial. Es sind sowohl finanzielle Anreize in Energiepreis und Netzentgelte möglich.

Fixed Load Capping ist vor allem für Kunden mit einem hohen Anteil an *Shiftable Load* oder *Storable Load* interessant.

- *Preisrisiko*: Keines, da mengenbasiert.
- *Mengenrisiko*: Gering. Das Signal ist statisch und somit wenig volatil.
- *Komplexität*: Gering, durch vorgegebene Zeitfenster klar definierte Anforderung.
- *Verlust an Autonomie/Privatsphäre*: Begrenzt, lediglich ein Autonomieverlust für voran bestimmte Zeitfenster möglich.
- *Finanzielle Kompensation*: Begrenzt. Es sind wie im TOU Pricing nur geringe Kompensationen darstellbar.

Dynamic Load Capping ist vor allem für Kunden mit einem hohen Anteil an *Curtable Load* oder *Storable Load* interessant.

- *Preisrisiko*: Keines, da mengenbasiert.

- *Mengenrisiko*: Hoch. Durch hohe Signalvolatilität ist die nachgefragte Menge unter Umständen nicht verfügbar.
- *Komplexität*: Hoch. Der Konsument muss sein Verbrauchsverhalten aktiv analysieren und ggf. verschieben.
- *Verlust an Autonomie/Privatsphäre*: Begrenzt. Ein Autonomieverlust ist vorhanden, variiert jedoch in seiner Stärke.
- *Finanzielle Kompensation*: Hohes Potenzial. Durch die hohe Flexibilität sind von Seiten des Netzbetreibers hohe finanzielle Kompensationen denkbar.

Direct Load Control ist für Kunden mit *Storable Load* interessant.

- *Preisrisiko*: Keines, da Preise fix vorgegeben.
- *Mengenrisiko*: Keines, da Last nur kurzfristig unterbrochen wird.
- *Komplexität*: Keine. Der Kunde muss nicht eigenständig reagieren.
- *Verlust der Autonomie/Privatsphäre*: Hoch. Der Kunde gibt seine vollständige Autonomie für das bestimmte Zeitfenster ab.
- *Finanzielle Kompensation*: Hohes Potenzial. Durch die hohe Flexibilität sind von Seiten des Netzbetreibers hohe finanzielle Kompensationen denkbar und werden am Markt bereits realisiert (siehe 2.2.).

Dezentrale Eigenversorgung zielt in der bisher beobachteten Form darauf ab, *Storable Load* zu schaffen. Voraussetzung sind dezentrale Erzeugungsanlagen.

- *Preisrisiko*: Keines. I.d.R. ein fester monatlicher Flatrate-Preis.
- *Mengenrisiko*: Keines, die Menge wird nicht begrenzt.
- *Komplexität*: Hoch. Diese betrifft vor allem die Einrichtung der vorausgesetzten Anlagen. Die spätere Komplexität hängt von der genauen Ausgestaltung ab.
- *Verlust der Autonomie/Privatsphäre*: Eher Hoch. In der Regel wird das EVU Zugriff auf die gespeicherte Last haben, was zu geringer Autonomie führt.
- *Finanzielle Kompensation*: Hohes Potenzial. Je nach Rahmenbedingungen können Eigenheimbesitzer von derartigen Modellen finanziell stark profitieren.

Dezentrale Fremdversorgung kann für alle Lastgegebenheiten interessant sein, begünstigt aber unter Umständen *Shiftable* und *Storable Load*. Voraussetzung sind dezentrale Erzeugungsanlagen.

- *Preisrisiko*: Begrenzt, es wird i.d.R. ein einheitlicher Tarif angeboten. Dezentrale Fremdversorgung mit dynamischer Preisgestaltung ist jedoch denkbar.
- *Mengenrisiko*. Keines, die Menge wird nicht begrenzt.
- *Komplexität*: Begrenzt. Für den Kunden wird i.d.R. ein einheitlicher Vertrag angeboten.
- *Verlust der Autonomie/Privatsphäre*: Keine, wie bei konventionellen Tarifen.
- *Finanzielle Kompensation*: Begrenzt, gesetzlich mind. 10% unter Grundversorgerniveau (14).

Der Konsument bewertet für sich nach aufgezeigten Kriterien Kosten und Nutzen eines solchen Tarifs. Weitere Kriterien können zudem Altruismus und prosoziales Verhalten sein (15). Die Bewertung ist dabei individuell verschieden und kann z.B. je nach Bildungsniveau stark variieren (4). Für EVU, die derartigen Tarife anbieten möchten, ist in der Folge eine genaue Kenntnis der Zielgruppe erforderlich, um Kunden über Tarifdesigns zu adaptiven Verbrauchern zu machen oder sie in dezentrale Konzepte einzubinden.

7.5.5 Fazit

Die Marktanalyse zeigte, dass die meisten Bestrebungen zur Flexibilisierung der Nachfrage bisher von den Verteilnetzbetreibern ausgehen. Energielieferanten nutzen dies bisher, um ihre Pflicht zu erfüllen oder um Endkunden mit bestimmten Technologien günstige Tarife anzubieten und so Kunden hinzuzugewinnen oder vorhandene Kunden durch Spezialtarife zu binden.

Die Analyse aus Sicht von Energielieferanten liefert die Gründe dafür, warum bisher auf dem deutschen Markt im Bereich variabler Tarife lediglich *ToU-Pricing* sowie *Direct Load Control* eine relevante Rolle spielen. So sind diese Tarifarten die Einzigen, bei denen die Kriterien mehrheitlich positive Ausprägungen haben. Diese Tarife weisen eine gute Kompatibilität mit dem Kerngeschäft auf und haben durch die Netzbetreiber eine gesicherte Vermarktungsmöglichkeit, was sich in geringem Aufwand und einem niedrigen Risiko widerspiegelt. Es ist somit für die EVU einfach, derartige Tarife anzubieten. Bei den Kategorien *Fixed und Dynamic Load Capping* sowie *Dynamic*

Pricing zeigt sich ein anderes Bild. Bei diesen Tarifarten überwiegen derzeit die negativen Ausprägungen genannter Kriterien, sie zeichnen sich allesamt durch ein hohes Risiko und unsichere oder schlechte Vermarktungsmöglichkeiten aus. Zudem stellt die bisher kaum vorhandene intelligente Messinfrastruktur ein großes Hindernis für die dynamischen Tariftypen dar. Bei den dezentralen Tariftypen zeigt sich ein diverseres Bild, hier sind negative und positive Ausprägungen in etwa ausgewogen. Zwar stellt dies einen hohen Aufwand dar, da es stark vom Kerngeschäft abweicht. Jedoch gibt es ein hohes Gewinnpotenzial, was im Gesamten die verstärkte Aktivität von neuen, weniger etablierten und spezialisierten Marktteilnehmern in diesem Bereich erklären kann. Dieser Wettbewerb scheint zumindest im dezentralen Tarifbereich die Entwicklung zu beschleunigen und dabei meist intelligente Messtechnik einzusetzen.

Aus Kundensicht zeigt sich ein weniger negatives Gesamtbild. Es ist an dieser Stelle wichtig erneut zu betonen, dass sich die individuellen Präferenzen der Kunden stark unterscheiden können und sich stark an den vorhandenen Technologien und den damit verbundenen Möglichkeiten orientieren. In der Breite spielt die finanzielle Kompensation aus Endkundensicht allgemein eine entscheidende Rolle. Für viele Kunden auf dem deutschen Strommarkt scheinen jedoch vor allem Risiko und Komplexität einen stark negativen Nutzen zu haben. Dies wird durch die Forschung von Düscke et al., 2012 bestätigt. Demnach ziehen Kunden mehrheitlich einen konventionelle Stromtarif mit einem festen kWh-Preis einem variablen Modell vor. Bei variablen Tarifen bevorzugen Kunden „denjenigen mit der geringsten Dynamik, mit einer geringeren Preisspanne bei den kWh-Preis sowie eine automatische Steuerung, d.h. jeweils diejenige Variante, die das geringste Ausmaß an Verhaltensanpassungen und Planungsnotwendigkeit im Alltag erfordert“ (16 S. 20). Diese Tatsache verringert wiederum den Druck auf EVU, innovative Tarife anzubieten. EVU sollten diese Aspekte beim Design von Tarifen besonders beachten, wenn sie Haushaltskunden von neuartigen Produkten überzeugen wollen.

Insgesamt haben in der Konsequenz sowohl Endkunden wie auch etablierte EVU derzeit wenig Interesse, das Thema Flexibilität aus Tarifsicht voranzutreiben. Dies steht im starken Widerspruch zu den volkswirtschaftlichen Interessen. Vor allem aus Netzsicht besteht ein großes Interesse, neue Tariformen zu etablieren und Kunden so zu aktivieren (Siehe Kapitel 7.5.1). Dabei ist von besonderem Interesse, die Last in Peak-Zeiten zu begrenzen oder steuern zu können. Es zeigt sich, dass Energielieferanten bisher ihre Tarife vor allem auf finanzielle Anreize von Seiten der Netzbetreiber aufbauen. Daher werden vor allem weitere Initiativen der Netzbetreiber das Angebot von neuartigen Tarifen im Smart Grid treiben. Neue Tarife können gleichzeitig das Energiesystem entlasten und, wenn attraktiv genug, den Ausbau intelligenter Messinfrastruktur

vorantreiben. Dabei steht auch der Gesetzgeber in der Pflicht, durch Standards gesicherte Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer zu schaffen und so die Skalierbarkeit neuartiger smarter Tarife zu erleichtern. Ein Strommarktdesign der Zukunft muss klare Anreize für alle Marktteilnehmer schaffen, Flexibilität bereitzustellen.

1.1 LITERATURVERZEICHNIS

1. **BMWi.** *Ergebnispapier Strom 2030. Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre.* Berlin : BMWi, 2017.
2. *Optimal tariff design under consumer self-selection.* **Räsänen, M., Ruusunen, J. und Hämäläinen, R. P.** 2, 1997, Energy Economics, Bd. 19, S. 151-167.
3. **Bundesnetzagentur.** *Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität.* Bonn : s.n., 2017.
4. *How to engage consumers in demand response: A contract perspective.* **He, X., et al.** 2013, Utilities Policy, Bd. 27, S. 108-122.
5. **AG Energiebilanzen.** *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. 1990-2016.* Berlin : s.n., 2017.
6. **Nabe, C., et al.** *Einführung von Lastvariablen und zeitvariablen Tarifen.* s.l. : Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2009.
7. **Meinecke, C.** *Potentiale und Grenzen von Smart Metering. Empirische Wirkungsanalyse eines Feldtests mit privaten Haushalten.* Berlin : Springer VS, 2015.
8. **BMJV.** *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG.* Berlin : juris GmbH, 2017a.
9. *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende.* **Bundesregierung.** 43, 2016, Bundesgesetzblatt, Bd. 1, S. 2034-2064.
10. **Aichele, C. und Doleski, O.D.** *Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt.* Wiesbaden : Springer Vieweg, 2014.

11. **Bundesnetzagentur.** *Monitoringbericht 2016.* Bonn : Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2016.
12. **BMJV.** *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017).* Berlin : juris GmbH, 2017b.
13. **Prognos; BH&W.** *Schlussbericht Mieterstrom. Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM).* Berlin : BMWi, 2017.
14. *Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.* **Bundesregierung.** 49, 2017, Bundesgesetzblatt, Bd. I, S. 2532-2539.
15. *Information Strategies and Energy Conservation Behavior: a Meta-analysis of Experimental Studies from 1975 to 2012.* **Delmas, M.A., Fischlein, M. und Asensio, O.I.** E3 WP-06, 2013, UC Center for Energy and Environmental Economics Working Paper Series.
16. **Dütschke, E., Unterländer, M. und Wietschel, M.** *Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse.* Karlsruhe : Fraunhofer ISI, 2012. S. 1-23.
17. **Becker, et al.** The Palladio component model for modeldriven performance prediction. *Journal of Systems and Software.* January 2009, Vol. 82, 1, pp. 3-22.

7.6 FZI: Optimierung von Kundenportfolios zu einer gegebenen Flexibilitätsklasse

Am Beispiel von Ladeprozessen von Elektrofahrzeugen wird gezeigt, wie die Vorhersage der Flexibilität in den einzelnen Ladeprozessen (entwickelt in UAP 7.8.1, dokumentiert in HLUC050I in AP 5.5) dazu genutzt werden kann zuverlässig eine Gesamtflexibilität aus Einzelflexibilitäten bereitzustellen. Hierzu wird das Use Case der Spitzenlast untersucht.

Eine genaue Beschreibung des analytisch, technischen Vorgehens wird in der folgenden Veröffentlichung beschrieben: Huber, J., Lohmann, K., Schmidt, M., & Weinhardt, C. (2020).

Carbon efficient Smart Charging using Forecasts of Marginal Emission Factors. *Journal of Cleaner Production*, 124766.

Es folgt eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten Inhalte und die Darstellung eines in C/sells entwickelten Demonstrators.

7.6.1 Use Case Einführung und Ziele

Das unkoordinierte Laden von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen kann eine Herausforderung für das Energiesystem darstellen. Eine Lösung namens Smart Charging basiert auf der Flexibilität innerhalb jedes Ladevorgangs und steuert den Ladevorgang, um verschiedene Ziele zu optimieren. Beispielsweise, kann ein Aggregator, die mehrere Ladevorgänge in einem Flexibilitätsportfolio steuert einzelne davon unterbrechen oder die Ladeleistung reduzieren, um Flexibilität bereitzustellen.

Ludwig et al 2017 unterscheiden zwischen zwei Arten von Flexibilität für das industrielle Nachfragemanagement: Energie- und Zeitflexibilität. Wir übertragen diese Idee auf den Ladeprozess von Elektrofahrzeugen: Energieflexibilität ist der Unterschied zwischen dem minimal erforderlichen Ladezustand (SoC) und einem vollgeladenen Akku. Wenn der BEV-Fahrer zum Beispiel davon überzeugt ist, dass der Energiebedarf seiner nächsten Fahrt keinen vollen SoC benötigt, kann er Energieflexibilität anbieten, indem er am Ende des Ladevorgangs auf einen vollen SoC verzichtet. Die Zeitflexibilität ergibt sich aus der Zeitdifferenz zwischen dem Zeitaufwand für das Erreichen des endgültigen SoC und der Parkdauer zwischen Ankunft und Abfahrt an der Ladestation. Eine höhere Flexibilität setzt der Optimierung des Ladevorgangs weitere Grenzen. So ermöglicht beispielsweise die Reduzierung der Ladeleistung, um über einen längeren Zeitraum den gleichen endgültigen SoC zu erreichen während Lastspitzen geglättet werden. Eine effektive intelligente Ladung basiert somit auf Prognosen des Energiebedarfs und der Parkdauer an der Ladestation.

Dabei können denen für die Prognose zwischen Input-Features unterschieden werden, die an der Ladestation erhoben werden können und solchen, die Bewegungsdaten des Fahrzeuges voraussetzen:

Table 3: List of predicted variables and location and input features.

Feature	Unit	Description	τ_{all}	$\tau_{station}$
i		index of the parking event		
t_i^a	time	start of the parking event		
Trip distance	km	length of the next trip following the starting event	$\hat{l} i, \tau_{all}$	$\hat{l} i, \tau_{station}$
Parking duration	min	duration of the parking event	$\hat{d} i, \tau_{all}$	$\hat{d} i, \tau_{station}$
Hour of arrival	[1, 24]	at start of the parking event	●	●
Weekday of arrival	[1, 7]	at start of the parking event	●	●
User	[1, 6465]	id of the user		
User type	[1, 6]	occupation of the user: full-time, half-time, retiree, education, homekeeper, unemployed	●	●
Previous parking location	[1,7]	last destination before arriving at home (work, home, shopping, service, leisure, vacation, business trip)	●	
Previous trip duration	min	duration of the last drive to the parking position	●	
Previous trip distance	km	distance covered by the last drive to the parking position	●	
# Previous trips	1	number of previous drives of the calendar day	●	
\sum Previous trips duration	min	duration of all previous drives of the calendar day	●	
\sum Previous trips distance	km	distance covered by all previous drives of the calendar day	●	

Wir verwenden Daten aus den Reisetagebüchern, um Wahrscheinlichkeitsdichteprognosen über die Parkdauer und den Energiebedarf zu erstellen. Dieser wird durch die Länge der anstehenden Fahrstrecke approximiert. Für diese Aufgabe verwenden wir Quantilsregressionen, Neuronale Netze mit asymmetrischer Loss-Funktion und multivariate bedingte Kerneldichte-Schätzer.

Für die Fallstudie gehen wir davon aus, dass ein Ladestationsbetreiber die Ladung aller BEVs im in seinem Flexibilitätsportfolio steuern kann. Für die Ladeprozesse gelten folgende Annahmen:

Assumption	Unit
Energy consumption η^{BEV}	20 kWh/100 km
Maximum Charging Power C^{max}	2.3 kW
Duration of interruption ι	60 min

Abbildung 7-7: Annahmen im Use Case

Abbildung 25 zeigt die aggregierte Anzahl der angenommenen Ladevorgänge im Testset. Die meisten Ladevorgänge zu Hause beginnen am Abend von Montag bis Donnerstag. Am Freitag und Samstag beginnen die meisten Ladevorgänge gegen Mittag. Das Testset enthält nur wenige Ladevorgänge ab Sonntag. Wenn keine Ladekoordination angewendet wird, wird die Spitze der Anzahl der Ladevorgänge wahrscheinlich zu einer Spitze des Stromverbrauchs führen, was zu Netzüberlastungen auf Verteilungsebene führen kann. Eine Möglichkeit, Netzengpässe zu

vermeiden oder anderweitig Flexibilität bereitzustellen, besteht darin, einige der Ladeprozesse im BEV-Ladepportfolio zu unterbrechen.

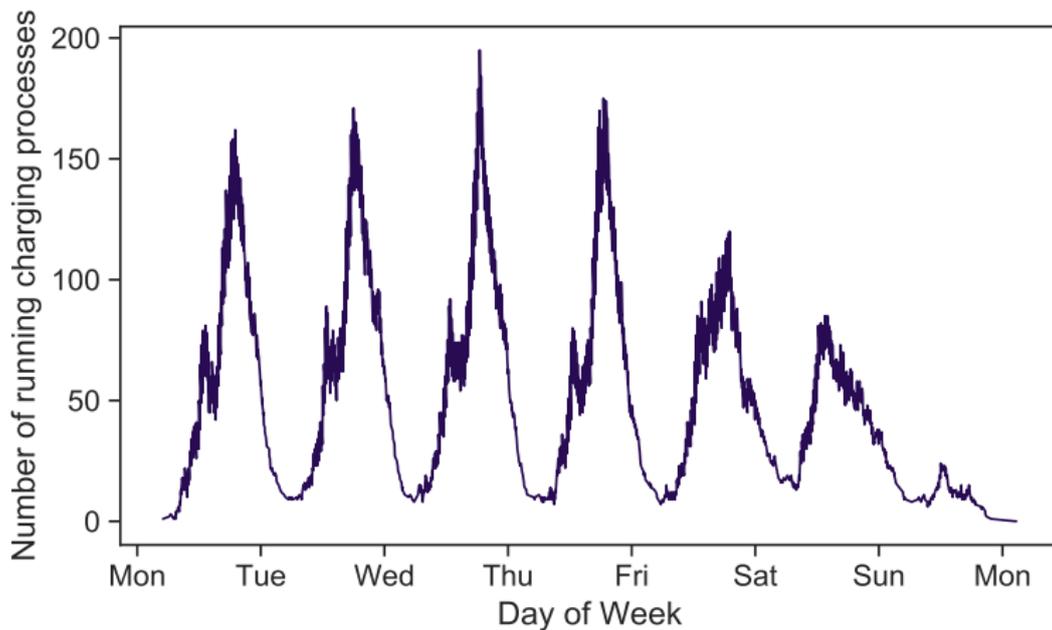
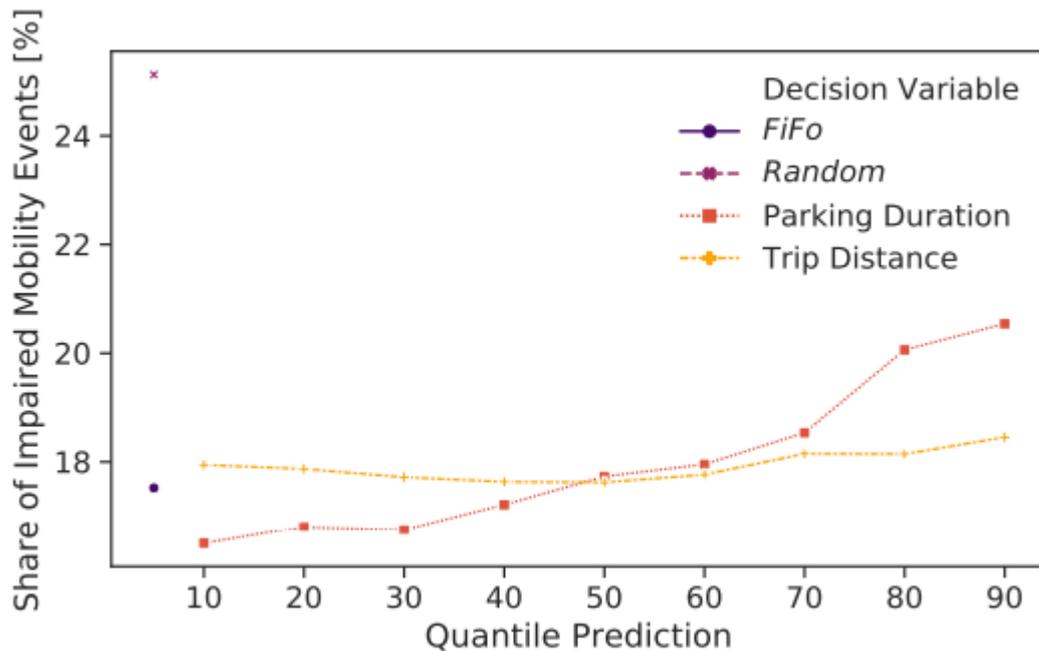


Abbildung 7-8: Aggregierte Ladeleistung

So schlägt der deutsche Gesetzgeber beispielsweise vor, BEV-Ladestationen als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen zu registrieren. Damit der Verteilernetzbetreiber (DSO) sie bei Bedarf unterbrechen kann, profitiert der Ladestationbetreiber von reduzierten Netzentgelten. Weitere Gründe für den Betreiber, einige der Ladevorgänge zum Zeitpunkt t zu unterbrechen, könnten die Bereitstellung von Flexibilität auf Flexibilitätsmärkten oder die Optimierung gegen Schwankungen auf den Energiemärkten sein.

In der Fallstudie gehen wir davon aus, dass ein Betreiber eines Ladesystems die Ladung aller BEVs im Testset kontrollieren kann. An jedem Zeitpunkt im Testset können die Betreiber der Ladestation entscheiden, eine beliebige Anzahl n der laufenden unkontrollierten Ladevorgänge zu unterbrechen. Für jeden t und n müssen sich die Betreiber für einen Befehl zur Unterbrechung der Ladevorgänge entscheiden, in welcher Reihenfolge sie die Ladeprozesse unterbrechen.

Diese Unterbrechnungseihenfolge kann Diskriminierungsfrei (zufällig), nach der Ankunftszeit der Fahrzeuge (First-in-first-out) oder basierend auf Vorhersagen der expliziten zeitlichen und energetischen Flexibilität des Ladeprozesses festgelegt werden.

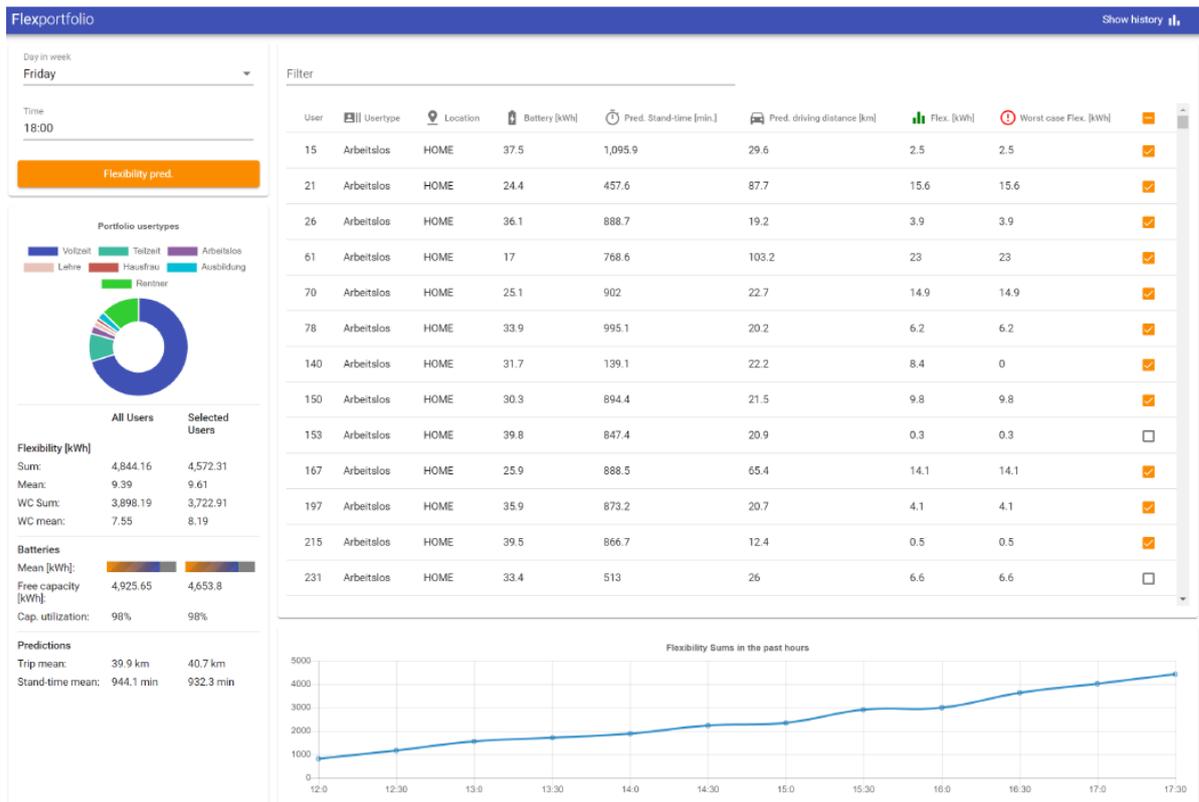


Die Anwendung der Prognosen der Flexibilität in der Fallstudie zeigt, dass die Verwendung von Prognosen für die Parkdauer die Planung der BEV-Ladung verbessern kann, d.h. die Leistung des Gesamtportfolios stärker reduziert werden und dabei die Nutzbarkeit der Fahrzeuge durch Sicherstellung ausreichender Lademengen besser erhalten werden kann. In dieser Fallstudie sind die Prognosen der niedrigeren Quantilen für diese Aufgabe nützlicher als die Punktprognosen der Medianwerte. Die Verbesserungen sind jedoch gering im Vergleich zur First-in-First-out-Heuristik.

Falls ein Ladestationenbetreiber den Ladevorgang des Fahrers zentral unterbricht, ist es unwahrscheinlich, dass BEV-Fahrer intelligente Ladesysteme akzeptieren, die ihre Mobilität beeinträchtigen, auch wenn sie mit einem reduzierten Ladepreis verbunden sind. So könnte beispielsweise der Betreiber der Ladestation eine Benachrichtigung an die Fahrer des BEVs senden, um die Unterbrechung zu genehmigen. Dennoch profitiert der Ladestationenbetreiber von einer genauen Prognose, um zu entscheiden, welche Prozesse unterbrochen werden sollen und welche BEV-Fahrer benachrichtigt werden müssen. In diesem Fall kann eine genauere Prognose die Anzahl der korrekten Benachrichtigungen verbessern, wenn der Benutzer eine Unterbrechung akzeptiert und die Akzeptanz solcher intelligenten Gebührenmodelle erhöhen.

7.6.2 Prototyp

Um zu demonstrieren, wie Prognosen die Aggregation von Elektrofahrzeugen unterstützen können, würde eine Prototyp einer Kontroll-Dashboards für Aggregatoren mit den folgenden Webtechnologien umgesetzt.



Das Dashboard zeigt rechter Hand eine Liste, der aktuell laufenden Ladeprozesse des Portfolios mit einer Selektionsmöglichkeit einzelner Fahrzeuge, die zur Lastunterbrechung ausgewählt werden sollen. Die ausgewählten Fahrzeuge werden linker Hand nach Zusammensetzung des Nutzertypes und aggregierten Batteriedaten aufgeschlüsselt. Zudem wird in der Liste für jeden Ladeprozess der aktuelle SoC, vorhergesagte Standzeit, Fahrweite und Flexibilität angezeigt.

7.6.3 Literaturverzeichnis

1. **BMWi.** *Ergebnispapier Strom 2030. Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre.* Berlin : BMWi, 2017.
2. *Optimal tariff design under consumer self-selection.* **Räsänen, M., Ruusunen, J. und Hämäläinen, R. P.** 2, 1997, Energy Economics, Bd. 19, S. 151-167.
3. **Bundesnetzagentur.** *Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität.* Bonn : s.n., 2017.
4. *How to engage consumers in demand response: A contract perspective.* **He, X., et al.** 2013, Utilities Policy, Bd. 27, S. 108-122.
5. **AG Energiebilanzen.** *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. 1990-2016.* Berlin : s.n., 2017.
6. **Nabe, C., et al.** *Einführung von Lastvariablen und zeitvariablen Tarifen.* s.l. : Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2009.
7. **Meinecke, C.** *Potentiale und Grenzen von Smart Metering. Empirische Wirkungsanalyse eines Feldtests mit privaten Haushalten.* Berlin : Springer VS, 2015.
8. **BMJV.** *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG.* Berlin : juris GmbH, 2017a.
9. *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende.* **Bundesregierung.** 43, 2016, Bundesgesetzblatt, Bd. 1, S. 2034-2064.
10. **Aichele, C. und Doleski, O.D.** *Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt.* Wiesbaden : Springer Vieweg, 2014.
11. **Bundesnetzagentur.** *Monitoringbericht 2016.* Bonn : Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2016.
12. **BMJV.** *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017).* Berlin : juris GmbH, 2017b.
13. **Prognos; BH&W.** *Schlussbericht Mieterstrom. Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM).* Berlin : BMWi, 2017.

14. *Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes*. **Bundesregierung**. 49, 2017, Bundesgesetzblatt, Bd. I, S. 2532-2539.

15. *Information Strategies and Energy Conservation Behavior: a Meta-analysis of Experimental Studies from 1975 to 2012*. **Delmas, M.A., Fischlein, M. und Asensio, O.I.** E3 WP-06, 2013, UC Center for Energy and Environmental Economics Working Paper Series.

16. **Dütschke, E., Unterländer, M. und Wietschel, M.** *Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse*. Karlsruhe : Fraunhofer ISI, 2012. S. 1-23.

17. **Becker, et al.** The Palladio component model for modeldriven performance prediction. *Journal of Systems and Software*. January 2009, Vol. 82, 1, pp. 3-22.