

Klassifizierung und Bewertung von Aggregationsstrategien für heutige und zukünftige Geschäftsmodelle

Emil Kraft ^a, Nico Lehmann ^a, Julian Huber ^b, Ksenia Poplavskaya ^c

^a Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Hertzstr. 16 - Gebäude 06.33 (Uni-West)
76187 Karlsruhe, Deutschland
Tel.: 0721-608-44562, Fax: 0721-608-44682
E-Mail: emil.kraft@kit.edu
Internet: <http://www.kit.edu/>

^b FZI Forschungszentrum Informatik, Karlsruhe, Deutschland

^c AIT Austrian Institute of Technology, Wien, Österreich

Abstract

Der zunehmende Anteil dezentraler Erzeugung durch den Ausbau erneuerbarer Energien erfordert eine veränderte Organisation des Energiesystems, um auch bei sinkender installierter konventioneller Kapazität und steigender Systemkomplexität die Bereitstellung von ausreichend Flexibilität gewährleisten zu können – Flexibilität, die für zahlreiche Anwendungsfälle eingesetzt werden kann und muss. Im Energiesystem der Zukunft sollen unzählige technische Einheiten reibungsfrei aufeinander abgestimmt dafür sorgen, dass sich Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht befinden, ohne Restriktionen im Netzbetrieb auf den verschiedenen Spannungsebenen zu verletzen. Aufgrund von Markteintrittsbarrieren und begrenzten Erlöspotenzialen ist es heute technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll, jede technische Einheit separat zu betreiben und zu vermarkten. Die Aggregation der zahlreichen Einheiten nimmt bei der Bewältigung der Herausforderungen im Energiesystem daher eine bedeutsame Rolle ein. Diese kann auf vielfältige Art und Weise umgesetzt werden.

Diese Arbeit richtet den Blick, basierend auf Steuerungskategorien und daraus ableitbaren Aggregationsstrategien, auf mögliche neue Aggregationskonzepte, die für die Bereitstellung von Flexibilität infrage kommen und diskutiert deren Eignung als potenzielle Geschäftsmodelle. Hierfür werden zunächst die heutigen Geschäftsmodelle, zugehörige Value Streams und potenzielle zukünftige Value Streams beleuchtet, die sich aus den Anwendungsfällen für Flexibilität ergeben.

Dabei zeigt sich, dass sich Aggregationskonzepte etabliert haben, die durch eine zentrale Kommunikation und Steuerung eine gemeinsame Vermarktung von Anlagen ermöglichen. Es wird häufig übersehen, dass das Potenzial dieses Aggregationskonzepts dahingehend beschränkt ist, dass es sich - zumindest nach

heutigem Stand - erst ab einer bestimmten Anlagengröße wirtschaftlich umsetzen lässt. Neue Aggregationskonzepte, bei denen seitens des Flexibilitätsanbieters keine Fahrkurven kommuniziert werden, sondern nur die generelle Bereitschaft, Flexibilität auf ein Signal hin (z.B. Preis) bereitzustellen, gehen zwar mit einer größeren Unsicherheit für den Flexibilitätsnutzer einher, könnten jedoch bislang ungenutzte technische Flexibilitätspotenziale heben. Ohne neue Aggregationskonzepte droht daher ein großer Teil des vorhandenen technischen Flexibilitätspotenzials unerschlossen zu bleiben. Die Grenzen der heutigen Geschäftsmodelle liefern die Grundlage für die anschließende Diskussion dieser neuen Aggregationskonzepte.

1 Einleitung und Motivation

Die von der deutschen Bundesregierung gesteckten Ziele zur zukünftigen Energieversorgung [1] führen zu einer weitestgehend auf Erneuerbaren basierenden Erzeugung bis Mitte des Jahrhunderts und einer Abkehr von der bisherigen, vorwiegend brennstoffbasierten Energieversorgung. Die zunehmende Anzahl kleiner Erzeugungsanlagen, vermehrt in Verbindung mit Speicherlösungen, neue Anwendungen auf der Verbrauchsseite wie bspw. Elektromobilität und die Sektorkopplung führen zur Notwendigkeit, die bislang zentrale Organisation des Energiesystems umzustellen [2], mehr Subsidiarität zuzulassen und Flexibilität zu erschließen [3].

Das Projekt C/sells [4, 5] fördert mit dem zellularen Ansatz Subsidiarität in Form von Autonomie und Partizipation [6]. Die Zelle als ein von der Umgebung abgegrenztes Teilsystem, welches über Schnittstellen mit dem übergeordneten Energiesystem verbunden ist, ermöglicht ein autonomes Energiemanagement, wobei ein Austausch von Produkten und Dienstleistungen mit anderen Zellen stattfindet (in Anlehnung an [7]). Für diesen Austausch kommen neben bilateralen Geschäften Handelsplätze, häufiger als Märkte bezeichnet, in Betracht. In C/sells wird zwischen drei Arten von Handelsplätzen für Energie und Flexibilität für das Energiesystem der Zukunft unterschieden (vgl. Abbildung 1).

Im heutigen Marktdesign wird Flexibilität, definiert als Leistungsänderung und damit Abweichung von einem festgelegten Handlungspfad [3, 8], lediglich auf dem Regelleistungsmarkt in Form der Produkte Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung gehandelt, um die Stabilität des Energiesystems zu

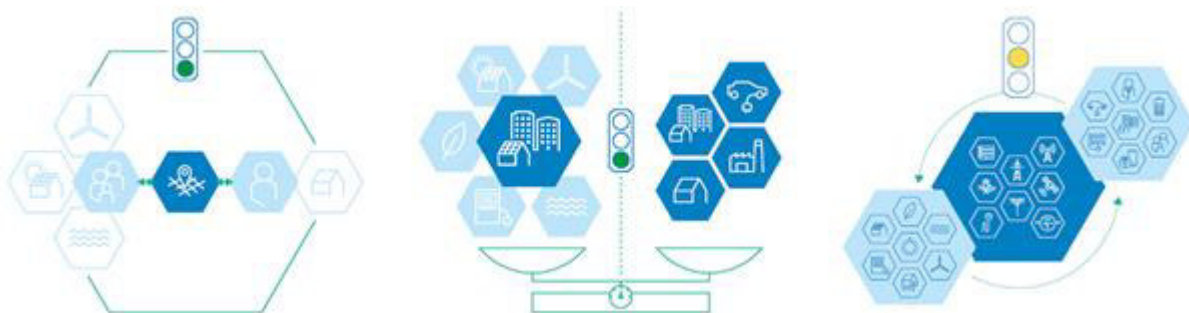


Abbildung 1: Die drei C/sells-Handelsplätze: Regionaler marktdienlicher Handel, zentraler marktdienlicher oder systemdienlicher Handel, netzdienlicher Handel.

gewährleisten (vgl. systemdienlicher Handel, Abbildung 1 Mitte)¹. Der Handel mit Energie (vgl. marktdienlicher Handel, Abbildung 1 links und Mitte) stellt unabhängig von der Zeit zwischen Abschluss des Handelsgeschäfts bis zur physikalischen Lieferung nach dieser Definition keinen Flexibilitätshandel dar. Bei weiter Auslegung des Begriffs Flexibilität können Lieferungen nahe Echtzeit jedoch auch als Flexibilitätshandel verstanden werden.² Die weitere Auslegung von Flexibilität, in der diese die Veränderung der Ein- oder Ausspeisung von technischen Einheiten oder Verbänden technischer Einheiten auf ein Signal hin unabhängig von einem festgelegten Handlungspfad darstellt [3], soll für den weiteren Verlauf dieser Arbeit als Definition dienen.

Neben den bereits existierenden Märkten sind zukünftig weitere Märkte denkbar, auf denen Flexibilität gehandelt wird. Gegenstand aktueller Forschung ist der Einsatz von Flexibilität zur Vermeidung bzw. Heilung von Engpässen auf Übertragungs- und Verteilnetzebene (vgl. netzdienlicher Handel, Abbildung 1 rechts) [9].

Zusätzlich zu der vorgenommenen Einteilung in die Anwendungsfälle systemdienliche, marktdienliche und netzdienliche Flexibilität und den daraus resultierenden Handelsplätzen gibt es weitere Anwendungsfälle für Flexibilität, bei der keine Teilnahme an einem Markt erfolgt. Diese Anwendungsfälle ohne Marktteilnahme charakterisiert eine Optimierung des Einzelakteurs, beispielsweise eines energieintensiven Unternehmens, eines Prosumenten oder eine gemeinsame Optimierung mehrerer Akteure in einer Liegenschaft. Zum Beispiel lassen sich durch die Verschiebung des Kaufs und Verkaufs bzw. des Verbrauchs und der Erzeugung von Energie Verbesserungen hinsichtlich der Minimierung von Energiekosten, der Einhaltung von Lastspitzen oder der Maximierung des Eigenverbrauchs erzielen. Weitere, nicht-ökonomisch motivierte Zielfunktionen wie die Maximierung des Autarkiegrades oder die Inselnetzfähigkeit vervollständigen die Anwendungsfälle von Flexibilität.

Sobald die Flexibilität nicht nur von einer einzelnen technischen Einheit, sondern von einer Vielzahl technischer Einheiten bereitgestellt werden soll, stellt sich zwangsläufig die Frage, wie der Betrieb der Einzeleinheiten so koordiniert werden kann, dass der gewünschte Anwendungsfall durch den aggregierten Anlagenverbund realisierbar ist. In Anlehnung an Burger et al. [10] wird Aggregation in der vorliegenden Arbeit daher wie folgt definiert:

¹ Die Momentanreserve, die v.a. durch die rotierenden Schwungmassen konventioneller Kraftwerke bereitgestellt wird, ist der Regelleistung vorgeschaltet und wirkt ebenfalls Frequenzabweichungen entgegen, wird jedoch nicht vergütet.

² Der deutsche Intradaymarkt erlaubt Handelsgeschäfte innerhalb der gleichen Regelzone bis fünf Minuten vor Lieferung.

Aggregation ist die Vereinigung verschiedener Akteure in einem Energiesystem (Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Kombinationen daraus) mit dem Ziel als eine Einheit zu wirken.

Das generisch formulierte Ziel „...als eine Einheit zu wirken“ kann durch die Berücksichtigung weiterer Dimensionen spezifiziert werden, um daraus Anwendungsfälle und Geschäftsmodelle abzuleiten. In Anlehnung an Stähler [11] lassen sich Geschäftsmodelle anhand dreier Hauptkomponenten beschreiben:

1. Nutzenversprechen
2. Architektur der Wertschöpfung
3. Ertragsmodell

Ein **Nutzenversprechen von Aggregation** lässt sich zusammenfassen als die Bereitstellung von Flexibilität aus einer Vielzahl von technischen Einheiten für verschiedene Anwendungsfälle im Energiesystem.

Die **Architektur der Wertschöpfung** beschreibt, auf welche Weise das Nutzenversprechen umgesetzt werden kann. Im Kontext von Aggregation lässt sich diese Architektur beispielsweise hinsichtlich der beteiligten Akteure und der Akteursstruktur, der berücksichtigten Technologien oder der zeitlichen und räumlichen Bezugsrahmen klassifizieren (vgl. [12, 13]). Ein viel grundlegenderer, in der wissenschaftlichen Literatur aber bisher bei der Charakterisierung von Aggregationskonzepten³ vernachlässigter Aspekt, ist die Strategie zur technischen Einbindung der Einzelanlagen und Steuerung im Anlagenverbund. Dies wird im Folgenden als *Aggregationsstrategie* bezeichnet. In diesem Beitrag erfolgt daher die Unterscheidung in Bezug auf Aggregationsstrategien. Zu diesem Zweck werden in Kapitel 3 vier Steuerungskategorien unterschieden, aus denen acht valide Kombinationen gebildet werden können. Diese acht Aggregationsstrategien eignen sich zur Bereitstellung von Flexibilität (im weiteren Sinne, s.o.) aus einer Vielzahl von Einzelanlagen, unterscheiden sich jedoch in ihrer steuer- und regelungstechnischen Ausgestaltung. Einige davon werden bereits heute kommerziell genutzt, andere bieten das technische Potenzial zukünftig bisher ungenutzte Flexibilitätspotenziale zu heben.

Die Basis für eine kommerzielle Nutzung in Form eines Geschäftsmodells bietet das **Ertragsmodell**. Das Ertragsmodell beschreibt die Grundlage für Einnahmen der erbrachten Wertschöpfung und unterteilt diese in einzelne Wertströme, sogenannte Value Streams. Um ein Aggregationskonzept in ein Geschäftsmodell zu überführen, muss die Aggregationsstrategie die Voraussetzungen für die zu bedienenden Value Streams erfüllen. Die Vorstellung der heutigen und zukünftig möglichen Value Streams erfolgt im nächsten Kapitel. In der abschließenden Diskussion werden die Eignung der

³ Die zentrale Herausforderung bei der Erschließung von Flexibilität aus kleinen technischen Einheiten besteht in der Wahl eines geeigneten Aggregationskonzepts. Ein Aggregationskonzept setzt sich hierbei aus einem Value Stream und einer Aggregationsstrategie zusammen.

vorgestellten Aggregationsstrategien für die heute im deutschen Marktdesign vorhandenen Value Streams untersucht und Hindernisse bei der Umsetzung in Geschäftsmodelle identifiziert.

2 Überblick über Ertragsmodelle von Aggregatoren

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die heutigen Ertragsmodelle von Aggregation sowie die zukünftigen Entwicklungen. Der Wert der Aggregation ergibt sich grundsätzlich aus dem Mehrwert des gewählten Ertragsmodells bzw. des umgesetzten Use Cases. Wettbewerbsvorteile ergeben sich aus dem technischen Know-How, insbesondere hinsichtlich der IKT-Infrastruktur, der Ermittlung des Flexibilitätspotenzials und der Skaleneffekte, die aus dem Betrieb eines virtuellen Kraftwerks entstehen. Weiterhin können Transaktionskosten sowie Risiken verringert werden [12]. Besonders auf der Verbraucherseite sind automatisierte Steuerung und Aggregation notwendig, um Flexibilitätspotenziale zu heben, da ein Großteil der Verbraucher aufgrund des kleinen Volumens, hohen Aufwands und mangelnder Branchenkenntnisse am Markt nicht teilnehmen würden. Dank der Position des Aggregators an der Schnittstelle zwischen den Konsumenten bzw. Kleinanlagen und den Handelsplätzen kann er mithilfe unterschiedlicher Aggregationsstrategien Dienstleistungen an unterschiedliche Kundengruppen auf der B2C- und B2B-Ebene liefern.

Die zunehmende Digitalisierung des energiewirtschaftlichen Sektors ermöglicht es, mehrere kleineren Einheiten nicht nur auf der Erzeugungs-, sondern auch auf der Verbraucherseite zu bündeln. Im EU-Winterpaket 2018-19 wurden erstmals zwei Begriffsdefinitionen zu Aggregation eingeführt. Die erste Definition umfasst die Aggregation⁴, die zweite den unabhängigen Aggregator, welcher „... *nicht mit dem Versorger des Kunden verbunden ist*“ (Art. 2 Nr. 19 RL 2019/944/EU)⁵. Daraus folgt, dass Aggregation sowohl von traditionellen Kundenlieferanten als auch von neuen, unabhängigen Marktteilnehmern ausgeübt werden kann. Im Folgenden bezieht sich der Begriff Aggregator auf eine Rolle, die von einem beliebigen Marktakteur ausgeübt werden kann (vgl. [14]). Aggregation kann nach der Elektrizitätsbinnenmarkttrichlinie unterschiedlichen Zwecken dienen: Unterstützung des Markteintrittes kleiner Akteure, Flexibilitätsvermarktung und Bereitstellung der Systemdienstleistungen (RL 2019/944/EU, 2019)⁶. Wichtig dabei ist, dass nicht nur Lasten (wie z.B. in den USA üblich), sondern auch Erzeugungsanlagen in einem gemeinsamen Pool aggregiert werden können. Der Überblick zu den Aggregatorgesäftsmodellen von Poplavskaya und De Vries [12] verdeutlicht, dass die meisten europäischen Aggregatoren sowohl Lasten als auch Erzeugungsanlagen und über die Hälfte darüber hinaus auch Speichereinrichtungen in ihren Portfolios bündeln.

⁴ Im Gegensatz zur in diesem Beitrag verwendeten Definition beinhaltet die Definition in der Richtlinie bereits eine Marktteilnahme.

⁵ Richtlinie 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

⁶ ebd.

Aufgrund des Winterpakets sowie der EU-Netzkodizes sind mehrere Hindernisse für die Aggregation, wie bspw. formelle Eintrittsbarrieren und Vorgaben hinsichtlich Gebotsgrößen, behoben worden. Allen Technologien und der Verbraucherseite muss der Zugang zu allen Märkten gewährleistet werden. Diese Vorgaben aus der EU-Richtlinie müssen noch in nationales Recht umgesetzt werden. Außerdem sind weitere Faktoren zu berücksichtigen, die für die tatsächliche Umsetzbarkeit der Aggregationsstrategien wesentlich sind. Zum Beispiel ist die Anbindung kleiner technischer Einheiten vom Smart-Meter-Rollout abhängig, der in Deutschland derzeit noch nicht umgesetzt ist. Zudem kann Aggregation und Flexibilitätsbereitstellung durch einen unabhängigen Aggregator Koordinationsprobleme mit Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen, insbesondere hinsichtlich der Ausgleichsenergie, verursachen [15]. Es gilt ebenfalls unabhängig vom Ertragsmodell zu berücksichtigen, dass die Anreize für die Aggregation stark von den geltenden Netztarifen abhängig sind. Da die Deckungsbeiträge bei Aggregation üblicherweise sehr niedrig sind, können hohe Netztarife den Aggregator Business Case deutlich beeinträchtigen [12].

Abgesehen von noch bestehenden Hindernissen ermöglicht der aktuelle Stand der Regulierung mehrere Ertragsmodelle für Aggregation. Auf Basis der in [12] durchgeführten Geschäftsmodellanalyse von unabhängigen Aggregatoren in der EU und den darin ermittelten aktuellen und zukünftigen Value Streams wird in diesem Papier eine Auswahl von Value Streams getroffen, die im heutigen Marktumfeld durch Aggregation eines Anlagenverbunds bedient werden können. Alle aktuellen Geschäftsmodelle der Aggregatoren basieren auf der Poolsteuerung und Optimierung. Der Geschäftserfolg eines Aggregators ist hierbei stark von der Kombination der Values Streams zu einem Ertragsmodell abhängig.

Die Value Streams können in drei Gruppen aufgeteilt werden:

Teilnahme am Spotmarkt: Ein Aggregator optimiert und steuert den Anlagenpool und wird auf Spot-Märkten (Day-ahead, Intraday) aktiv.

Regelenergie und andere Systemdienstleistungen: Ein Aggregator liefert Systemdienstleistungen an die Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreiber.

Lastmanagement: Monetäre und nicht monetäre Optimierung großer und kleiner Lasten *ohne* Marktteilnahme, z.B. Spitzenlastmanagement, Minimierung von Ausgleichsenergiekosten, Eigenverbrauchsmaximierung.

Die Novelle der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie fördert die Teilnahme von aggregierten Anlagen auf der Angebots- und Nachfrageseite an den Spotmärkten. Die Mindestgebotsgröße von 0,1 MW in Day-Ahead- und Intraday-Märkten sind sogar für kleine Pools realisierbar. Unterschiedliche Marktzeithorizonte stellen unterschiedliche Anforderungen an die Genauigkeit der Last- und Erzeugungsprognosen: der Day-Ahead-Markt schließt um 12:00 Uhr am Tag vor der Lieferung. Auf dem Intraday-Markt findet ein kontinuierlicher Handel bis fünf Minuten vor Lieferung für den Handel innerhalb einer Regelzone, für regelzonen- und grenzüberschreitende

Intradaygeschäfte bis 30 Minuten vor Lieferung statt. Dabei werden sowohl stündliche und 15-minütige Produkte gehandelt. Die Erlöse werden durch den Verkauf von Energie erzielt, jedoch lassen sich durch Preisunterschiede und Preisveränderungen an den Spotmärkten auch Erlöse aus der Flexibilität des Anlagenverbunds erzielen. Die Preise sind zwar in der Regel niedriger als auf dem Regelleistungsmarkt, dennoch kann die Teilnahme am Spotmarkt im Vergleich zur Regelleistungsbereitstellung wirtschaftlich vorteilhaft sein.

Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt bietet den deutschen Marktteilnehmern derzeit die besten Erlösaussichten für ihre Flexibilität. Diese Situation könnte sich allerdings durch die Einführung des Arbeitsmarktes für SRL und MRL ändern, bei dem insbesondere freie Gebote (engl. free bids oder voluntary bids) erlaubt werden, d.h. Regelleistungsgelbete durch Anbieter, die am Regelleistungsmarkt nicht bezuschlagt wurden (vgl. [16]). Dies ermöglicht eine Marktteilnahme von Flexibilitäten mit kurzfristiger Verfügbarkeit und erhöht den Wettbewerb, was mit großer Wahrscheinlichkeit zu niedrigeren Preisen und Erlösen auf dem Regelleistungsmarkt führen wird [17]. Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist ausschließlich den präqualifizierten Anbietern gestattet. Da sich die Produkte am Regelleistungsmarkt deutlich hinsichtlich der technischen Anforderungen (und der potenziellen Erlöse) unterscheiden, wurden diese in vier eigenständige Value Streams aufgeteilt:

PRL (Primärregelung, engl. Frequency Containment Reserve, FCR): Das Produkt mit der geringsten Aktivierungszeit von wenigen Sekunden und einer geforderten Vollaktivierung innerhalb von 30 Sekunden, welches nur durch Technologien mit hohen Leistungsänderungen in kurzer Zeit angeboten werden kann. Der Abruf erfolgt nicht durch die Übermittlung einer Fahrkurve über ein Kommunikationssignal, sondern ergibt sich zustandsbasiert aus der Netzfrequenz. Hierbei wird die angebotene Leistung proportional zur Abweichung der Frequenz von der Sollfrequenz aktiviert (pro rata).

SRL (Sekundärregelung, engl. automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR): Zur Rückführung der Frequenz auf die Sollfrequenz erfolgt zur Unterstützung und Ablösung der PRL die Aktivierung der SRL innerhalb von 30 Sekunden mit einer Vollaktivierung innerhalb von fünf Minuten. Hierfür werden mithilfe von Leistungs-Frequenz-Regelung sekundliche Sollwerte für die Erbringer in der Merit-Order-Liste bestimmt und über einen Kommunikationskanal als Fahrkurve übermittelt.

MRL (Minutenreserveleistung, engl. manual Frequency Restoration Reserve, mFRR): Ebenfalls zur Rückführung der Frequenz auf die Sollfrequenz erfolgt zur Unterstützung und Ablösung der SRL die Aktivierung der MRL innerhalb von 7,5 Minuten mit einer Vollaktivierung innerhalb von 15 Minuten. Hierfür werden mithilfe von Leistungs-Frequenz-Regelung 15-Minuten-Sollwerte für die Erbringer in der Merit-Order-Liste bestimmt und über einen Kommunikationskanal als Fahrkurve übermittelt.

SNL und **SOL** (Schnell und sofort abschaltbare Lasten): Zwei spezifisch für Lasten zugeschnittene Produkte, sofort- und schnell-abschaltbare Lasten, die nach der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) im Jahr 2012

eingeführt wurden. Nach der Novelle von 2016 müssen SOL „unverzögert“ aktiviert werden, SNL hingegen haben 15 Minuten Aktivierungszeit (§2, Abs. 9 und 10 AbLaV). Derzeit sind die Produkte auf die größeren industriellen und kommerziellen Verbraucher zugeschnitten, wobei die Mindestleistung zwischen 2012 und 2017 von 50MW auf 5MW herabgesenkt wurde. Mit der Novelle wurde die Erbringung der Dienstleistung für Anlagenverbände zusätzlich geöffnet (§6, AbLaV), wodurch die Vermarktung als abschaltbare Lasten einen Value Stream für Aggregation darstellt.

Da die Systemdienstleistungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht verzichtbar sind, unterliegen sie als kritische Infrastruktur besonderen Anforderungen an die Ausfallsicherheit, insbesondere hinsichtlich Informations- und Kommunikationstechnik. Die Erbringung von Regelleistung aus einem Anlagenverbund erfordert neben der Besicherung der größten technischen Einheit (N-1-Kriterium) als Redundanz bei der physischen Erbringung ein redundantes Leitsystem aufseiten des Anbieters, um auch die Ansteuerung ausfallsicher gewährleisten zu können. Darüber hinaus dürfen die technischen Einheiten nur als sogenannte geschlossene Benutzergruppe an das Leitsystem angebunden werden und unterliegen hinsichtlich der Kommunikationsschnittstelle vordefinierten Anforderungen (vgl. [18]). Darüber hinaus sind zusätzliche Anforderungen an die Pools für die möglichen Aggregationsstrategien relevant. Die präqualifizierten Anbieter sind u.a. dazu verpflichtet, vor der Gebotsabgabe ihre Einschränkungen und Nichtverfügbarkeiten zeitgerecht zu melden und die Besicherung unverzüglich zu aktivieren, damit die angemeldete Leistung über den gesamten Produktzeitraum bereitgestellt werden kann [19].

Auch für abschaltbare Lasten gelten Anforderungen an die Ausfallsicherheit. Diese sind jedoch im Vergleich zur Regelleistung geringer. So ist beispielsweise ein redundantes Leitsystem empfohlen, aber nicht verpflichtend [20].

In diesem Papier wird eine weit gefasste Definition von Lastmanagement verwendet, die die gesamte Flexibilität auf der Verbraucherseite umfasst. In diesem Zusammenhang sind unter Verbrauchern sowohl Haushalte als auch kommerzielle und industrielle Kunden (C&I) zu verstehen. Mithilfe von eigenen flexiblen Lasten, Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik und Notstromaggregaten sowie Speichern, kann durch die Aggregation ein Mehrwert für die Verbraucher und den Aggregator erzielt werden. Zum Beispiel können durch Demand Response, also die Reduzierung bzw. Verschiebung des Verbrauchs, der Eigenverbrauch optimiert werden, der Verbrauch auf den Zeitraum mit niedrigeren Strompreisen verlegt oder teure Lastspitzen vermieden werden. Die zugrundeliegenden Ertragsmodelle basieren i.d.R. auf der Reduktion der Strombezugskosten, die durch Aggregation ermöglicht wird. Ein weiteres Ertragsmodell ergibt sich für Bilanzkreisverantwortliche, die Lastmanagement zur kurzfristigen Reduzierung von Bilanzkreisungleichgewichten und somit Ausgleichsenergiekosten erschließen können. So kann dem Kunden dafür ein Energiemanagementsystem (EMS) zu Verfügung gestellt werden, um die Steuerung der Last und/oder Erzeugung vor Ort zu ermöglichen. Poplavskaya und De Vries [12] weisen darauf hin, dass die Aggregation auf der Haushaltsebene noch in den Kinderschuhen steckt, was u.a. durch

die Transaktions- und Kundenakquisekosten bedingt ist. Die Aggregation von C&I ist hingegen in zahlreichen Fällen bereits heute ein tragfähiges Geschäftsmodell.

Im Zusammenhang der im nachfolgenden Kapitel vorgestellten Aggregationsstrategien haben die Anwendungsfälle im Bereich Lastmanagement den Vorteil, dass die Anforderungen an die technische Einbindung der Anlagen nicht durch eine notwendige Präqualifikation vorgegeben werden. Zudem ist es nicht notwendig, zu jedem Zeitpunkt den aktuellen Status des Anlagenverbunds zu monitoren und an Dritte zu übermitteln. Somit eröffnen sich Möglichkeiten für die Anwendung von Aggregationsstrategien, die für die Bereitstellung von Regelleistung nicht zugelassen wären.

3 Zur Notwendigkeit neuer Aggregationsstrategien

Das vorangegangene Kapitel hat gezeigt, dass aktuell nur eine geringe Anzahl an Aggregationsstrategien in der Praxis umgesetzt sind und sich diese auf wenige Value Streams konzentrieren. In diesem Kapitel werden zulässige Steuerungskategorien zur Unterscheidung von bereits umgesetzten sowie zukünftig möglichen Aggregationsstrategien eingeführt und beschrieben, wobei der Fokus auf Aggregation zur Bereitstellung von Flexibilität liegt.

Der Flexibilitätsaustausch zwischen den zwei Akteuren Anbieter und Nutzer folgt in der Regel einem wiederkehrenden Mechanismus, der nach [8] in die fünf Schritte (i) Quantifizierung, (ii) Bereitstellung, (iii) Abruf, (iv) Aktivierung und (v) Nachweis untergliedert werden kann. Dabei kann das Angebot an bzw. die Nachfrage nach Flexibilität (iii) initial vom Flexibilitätsanbieter oder vom Flexibilitätsnutzer ausgehen. Dieser Ablauf tritt in allen Anwendungsfällen für Flexibilität auf, kann jedoch durch unterschiedliche Aggregationsstrategien⁷ implementiert werden, die sich unterschiedlich gut für verschiedene Aggregationskonzepte eignen.

3.1 Steuerungskategorien zur Unterscheidung von Aggregationsstrategien

Zur Kategorisierung von Aggregationsstrategien werden in [8] vier Steuerungskategorien definiert. Diese werden nachfolgend kurz beschrieben.

In einem ersten Schritt wird die Flexibilität durch den Anbieter quantifiziert. Nach der Flexibilitätsquantifizierung erfolgt die Bereitstellung durch die Angabe der **Steuerungsbereitschaft**. Dabei bestimmt der Flexibilitätsanbieter, in welchem Ausmaß er in der Lage und bereit ist, flexibel zu reagieren und kommuniziert dieses Flexibilitätspotenzial an den Flexibilitätsnachfrager⁸. Die Steuerungsbereitschaft gibt an, ob das Flexibilitätspotenzial (in Sinne der realisierbaren Fahrkurven) vorab explizit beschrieben oder nur implizit nach der Flexibilitätserbringung, d.h. nach einem Abgleich zwischen ursprünglich geplanter und realisierter Fahrkurve, sichtbar wird. Wird das Flexibilitätspotenzial vorab mittels eines Modells an den Flexibilitätsnachfrager

⁷ In [8] wurde der Begriff Mechanismus verwendet.

⁸ Der umgekehrte Fall in Form einer Anfrage zur Steuerungsbereitschaft wäre ebenfalls möglich.

kommuniziert, wird von einer **expliziten** Steuerungsbereitschaft gesprochen. Findet diese Kommunikation nicht statt, ist die Steuerungsbereitschaft **implizit**.

Beim Abruf der Flexibilität erfolgt die Lastanpassung. Die **Steuerungsanforderung** durch den Flexibilitätsnachfrager kann eine **direkte** Vorgabe einer Soll-Fahrkurve oder ein **indirektes**, anderes Signal sein (z.B. ein zeitvariabler Tarif). Die Übertragung der **Steuerungsanforderung** erfordert im direkten Fall einen **kommunikationsbasierten** Kanal. Bei anderen Mechanismen wird ein vorhandener Umweltparameter (z.B. die Netzfrequenz) als **zustandsbasiertes** Signal für eine Lastanpassung genutzt.

Zuletzt erfolgt die Aktivierung durch die Umsetzung des **Steuerungssignals**. Der Flexibilitätsanbieter verändert seine Fahrkurve in Reaktion auf das Steuerungssignal. Im Falle eines indirekten Steuersignals verantwortet der Flexibilitätsanbieter **aktiv** die Umsetzung des Steuersignals in eine Anpassung der Fahrkurve. Alternativ kann der Flexibilitätsanbieter jedoch auch die Steuerungsverantwortung an den Flexibilitätsnachfrager abgeben und bleibt bei der Umsetzung **passiv**.

3.2 Zulässige Steuerungskombinationen als Aggregationsstrategien

Die im vorherigen Kapitel genannten vier Steuerungskategorien lassen sich nicht beliebig kombinieren, sondern nur gewisse Kombinationen ergeben gültige Aggregationsstrategien. So erfordert beispielsweise eine explizite Beschreibung der Steuerungsbereitschaft immer einen Kommunikationskanal, um die in einem Datenmodell beschriebenen gültigen Lastprofile zu übertragen. Wenn der Flexibilitätsanbieter ein indirektes Flexibilitätsabrufsignal erhält, muss er dieses Signal immer aktiv interpretieren und in eine zu realisierende Lastanpassung übersetzen.

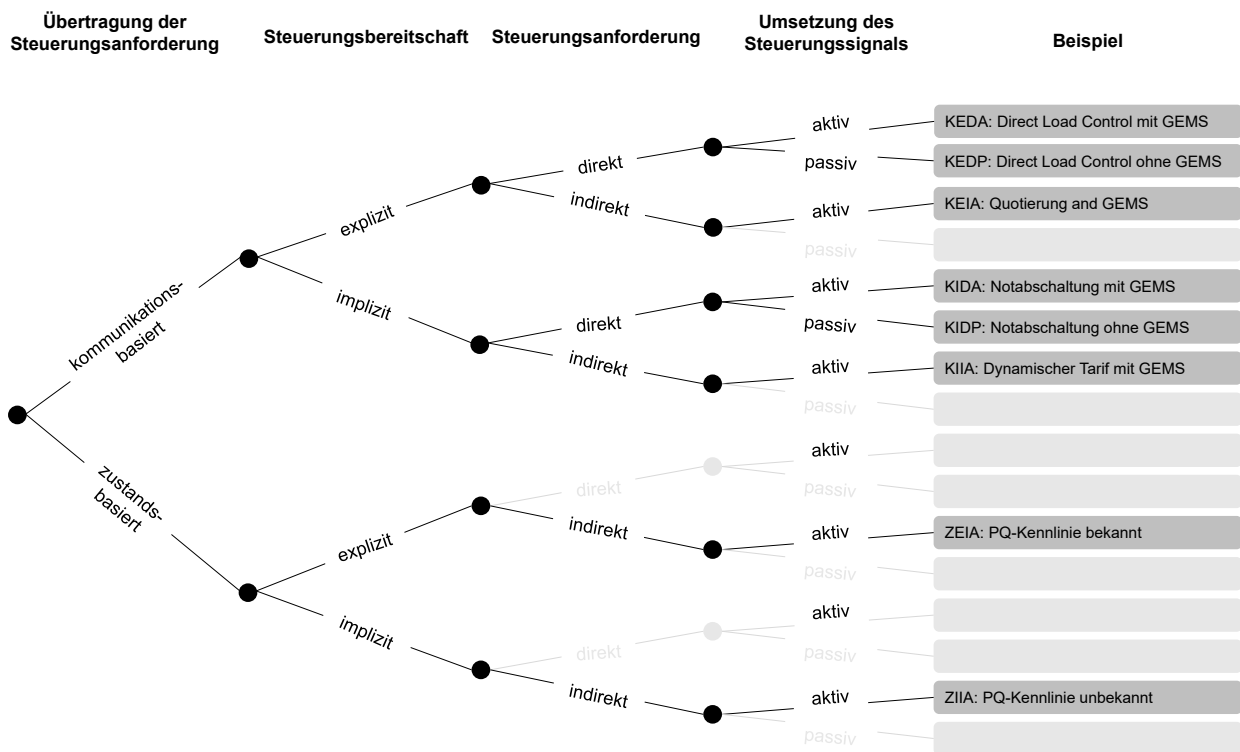


Abbildung 2: Valide Mechanismen als Aggregationsstrategien zur Bereitstellung von Flexibilität aus einem Anlagenverbund.

Zudem ist es unwahrscheinlich, dass ein direktes Abrufsignal eine gültige Anweisung ist, wenn die Flexibilität nicht zuvor als explizites Flexibilitätsangebot beschrieben wurde. Allerdings ist zum Beispiel in Notsituationen eine solche "blinde" Abschaltung ein sinnvoller Anwendungsfall. Eine Übersicht über die validen Mechanismen findet sich in Abbildung 2. Die Steuerungskategorien haben verschiedene Vor- und Nachteile und eignen sich daher unterschiedlich für verschiedene Aggregationskonzepte.

3.3 Eignung der Aggregationsstrategien für verschiedene Ertragsmodelle

Nicht alle Aggregationsstrategien eignen sich gleich gut für die Umsetzung unterschiedlicher Aggregationskonzepte oder sind überhaupt für diese geeignet. Tabelle 1 bietet einen Überblick. Die Aggregationsstrategien werden entsprechend der Reihenfolge in der Tabelle diskutiert.

KEDA: Die Steuerung eines Gebäude-EMS (Flexibilitätsanbieter) durch einen Aggregator (Flexibilitätsnachfrager) ist ein Beispiel einer Aggregation mittels eines KEDA-Mechanismus (kommunikationsgesteuert, explizit, direkt, aktiv). Dabei kommuniziert das Gebäude-EMS vorab die Flexibilitätspotenziale, bspw. als Tupel möglicher Fahrkurven, explizit an den Aggregator. Dieser kann über einen Kommunikationskanal ein direktes Lastprofil vorgeben, um die Flexibilität abzurufen. Wie die Lastanpassung durch einzelne Anlagen vorgenommen wird, obliegt der Entscheidung des aktiven EMS. Diese Aggregationsstrategie eignet sich für fast alle Value Streams, insbesondere für die Bereitstellung von SRL und MRL, da der Aggregator durch die explizite Flexibilitätsbereitstellung eine hohe Planungssicherheit

hat und die Fahrkurve direkt vorgeben kann. Aufgrund der zeitlichen Verzögerung, die mit dem kommunikationsbasierten Steuerungssignal einhergeht, ist diese Strategie allerdings nicht für Anwendungsfälle geeignet, die eine sehr schnelle Flexibilitätserbringung voraussetzen, z.B. Primärregelleistungserbringung. Zudem muss für die Kommunikation eine separate Infrastruktur (z.B. Mobilfunknetz oder Leitsystem) genutzt werden. Neben Kosten ist hierbei auch das Ausfallrisiko ggü. der zustandsbasierten Steuerung höher. Zuletzt kann diese Aggregationsstrategie nicht für DSO Services genutzt werden, da die aktuelle Regulatorik eine aktive Umsetzung des Steuersignals nicht zulässt (§ 14a EnWG).

KEDP: Bei einem virtuellen Kraftwerk kann die Steuerung der Einzelanlagen mittels des KEDP-Mechanismus (kommunikationsgesteuert, explizit, direkt, passiv) erfolgen. Die Anlage ist in diesem Fall über einen Kommunikationskanal mit dem Aggregator verbunden, welcher dieser beim Flexibilitätsabruf direkt eine explizite Fahrkurve vorgibt. Da der Aggregator die Steuerungshoheit besitzt, bleibt die Anlage passiv. Bis auf die passive Umsetzung des Steuerungssignals gleicht diese Aggregationsstrategie KEDA. Folglich lässt sie sich für vergleichbare Anwendungsfälle nutzen, d.h. insbesondere für die Bereitstellung von SRL und MRL, bei denen eine hohe Planungssicherheit seitens des Flexibilitätsnutzers im Vordergrund steht. Diese Aggregationsstrategie bietet einerseits den Vorteil der Steuerung von Einzelanlagen, erfordert jedoch seitens des Flexibilitätsnutzers auch Informationen über diese, insbesondere hinsichtlich technischer Restriktionen (z.B. maximal mögliche Leistungsrampe).

KEIA: Die Umsetzung des KEIA-Mechanismus erfolgt kommunikationsbasiert, explizit, indirekt und aktiv. Ein Beispiel hierfür ist die Vorgabe einer Quote, d.h. einer Unter- und/oder Obergrenze für die elektrische Leistung. Die Übermittlung der Quote durch den Flexibilitätsnachfrager erfolgt kommunikationsbasiert und explizit. Die Steuerungsanforderung ist jedoch indirekt, da der Flexibilitätsanbieter nicht eine konkrete Fahrkurve umsetzen muss, sondern selbst eine aus der Menge zulässiger Fahrkurven aussuchen kann. Im Gegensatz zu den zwei bisher beschriebenen Aggregationsstrategien hat diese für den Flexibilitätsanbieter durch die indirekte Steuerungsanforderung den Vorteil, dass ihm ein höherer Freiheitsgrad hinsichtlich der realisierbaren Fahrkurven gewährt wird. Dieser Vorteil für den Anbieter ist zugleich Nachteil des Nutzers, da dieser nur die Rahmenbedingungen der Flexibilität vorgibt. KEIA eignet sich insofern v.a. für Anwendungsfälle, bei denen nicht die exakte Erbringung einer konkreten Fahrkurve notwendig ist, bspw. im Lastmanagement oder bei einer Betriebsmittelüberlastung in der Niederspannung. Für Regelleistung scheidet diese Aggregationsstrategie dagegen aus. Gleiches gilt aufgrund der aktuellen Regulatorik für DSO Services (vgl. KEDA).

KIDA: Einen Anwendungsfall des KIDA-Mechanismus (kommunikationsgesteuert, implizit, direkt, aktiv) stellt die Notabschaltung dar. Der Flexibilitätsnutzer hat keine explizite Kenntnis über die vorhandene Flexibilität des Anbieters, sendet jedoch über einen Kommunikationskanal direkt ein Signal zur Anlagenabschaltung an das Gebäude-EMS. Letzteres führt die Abschaltung einzelner Anlagen aktiv durch. Diese

Aggregationsstrategie stellt einen Sonderfall dar, da die Kombination aus impliziter Steuerbereitschaft und direkter Steueranforderung nur für einzelne Anwendungsfälle geeignet ist. Durch die implizite Steuerbereitschaft hat der Flexibilitätsnutzer lediglich Kenntnis darüber, dass Flexibilität potenziell vorhanden ist, jedoch nicht in welcher Höhe. Sendet er nun eine direkte Steueranforderung an den Anbieter, so ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass diese nicht umgesetzt wird. Dies liegt entweder daran, dass die Fahrkurve technisch nicht umgesetzt werden kann oder der Flexibilitätsanbieter dies nicht möchte. Entsprechende Regularien können dies jedoch erzwingen, sodass sich diese Aggregationsstrategie auch für DSO Services eignet.

KIDP: Der KIDP-Mechanismus (kommunikationsgesteuert, implizit, direkt, passiv) gleicht dem KIDA-Mechanismus. Allerdings wird in diesem Fall die Anlage durch den Flexibilitätsnachfrager abgeschaltet, d.h. der Flexibilitätsanbieter bleibt passiv. Ein Beispiel hierfür ist eine Abschaltung von erneuerbarer Erzeugung mittels Rundsteuersignal im Rahmen von EinsMan (§ 13a EnWG).

KIIA: Eine in der Praxis häufig anzutreffende Aggregationsstrategie stellt KIIA (kommunikationsgesteuert, implizit, indirekt, aktiv) dar, z.B. in Form zeitvariabler Tarife. Der Flexibilitätsnachfrager sendet über einen Kommunikationskanal ein Signal, z.B. einen Preis, ohne dass dem Flexibilitätsnachfrager vorab explizit die Reaktion des Flexibilitätsanbieters bekannt ist. Letzterer übersetzt das Signal aktiv in eine Fahrkurve. Bei dieser Aggregationsstrategie spielen Ausgleichseffekte zwischen den zu aggregierenden Anlagen eine große Rolle. Der hohe Freiheitsgrad des Flexibilitätsanbieters bei der Umsetzung des Signals in eine Fahrkurve wird nämlich mit Unsicherheiten auf Seiten des Flexibilitätsnutzers erkaufte. Diese Unsicherheiten lassen sich durch einen großen Anlagenpool reduzieren, da dessen Reaktion auf eine indirekte Steueranforderung besser prognostizierbar ist. Für die heutige Regelleistung ist diese Aggregationsstrategie aufgrund der Präqualifikationsanforderungen jedoch nicht geeignet.

ZEIA: Ein Beispiel für ZEIA (zustandsgesteuert, explizit, indirekt, aktiv) sind PQ-Kennlinien. Die Flexibilität ist dem Nachfrager explizit bekannt, jedoch gibt er beim Abruf keine Fahrkurve vor, sondern vereinbart vorab mit dem Flexibilitätsanbieter eine indirekte Reaktion auf einen Umweltzustand (zustandsbasiert). Die Entscheidung, welche Anlage letztlich die Flexibilität erbringt, verbleibt beim aktiven Anbieter. Die zustandsbasierte Steuerung geht mit den Vorteilen einher, dass keine separate Infrastruktur (z.B. Mobilfunknetz) genutzt werden muss, was die Kosten erhöhen und zu Ausfällen führen kann. Zudem kann i.d.R. schneller auf eine Änderung eines Umweltzustands reagiert werden, als dies bei der kommunikationsbasierten Übertragung der Steueranforderung der Fall ist. Daher ist diese Aggregationsstrategie für Anwendungsfälle prädestiniert, bei denen eine schnelle Reaktion und hohe Zuverlässigkeit der Erbringung erforderlich sind, z.B. bei der Primärregelleistung. Sie eignet sich jedoch auch für weitere Anwendungsfälle.

ZIIA: Der letzte der acht validen Mechanismen ist ZIIA (zustandsgesteuert, implizit, indirekt, aktiv). Ein Beispiel für einen Anwendungsfall sind ebenfalls PQ-Kennlinien, jedoch mit dem Unterschied, dass diese dem Nachfrager unbekannt sind. Diese Aggregationsstrategie stellt - ebenso wie KIDA - einen Ausnahmefall dar, da die Kombination aus zustandsbasierter Übertragung der Steuerungsanforderung und impliziter Steuerungsbereitschaft dazu führt, dass zwar Flexibilität als Reaktion auf die Änderung eines Umweltparameters schnell bereitgestellt werden kann, die Höhe der Flexibilität für den Nutzer jedoch nicht bestimmbar, sondern höchstens prognostizierbar ist. Die aktuelle Regulatorik lässt auch eine Nutzung dieser Aggregationsstrategie für DSO Services nicht zu (vgl. KEDA und KEIA). Entsprechend eingeschränkt ist die Adressierung von Value Streams (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Aggregationsstrategien und ihre Eignung für die betrachteten Value Streams.

Value Stream		Beschreibung	Aggregationsstrategie								
			1	2	3	4	5	6	7	8	
			KEDA	KEDP	KEIA	KIDA	KIDP	KIIA	ZEIA	ZIIA	
Spotmarkt	Asset-Management & Optimierung (Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt)	Aggregator steuert den Anlagenverbund und wird auf einem Energy Only Markt aktiv	+	+	+	(+)	(+)	+	(+)	-	
	PRL	Primärregelleistungsmarkt	-	-	-	-	-	-	-	+	-
Regelenergie und andere Systemdienstleistungen	SRL	Sekundärregelleistungsmarkt	+	+	-	-	-	-	-	-	-
	MRL	Minutereservemarkt	+	+	-	-	-	-	-	-	-
	AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)	+	+	-	-	-	-	-	-	-
		Steuerung durch Verteilnetzbetreiber gemäß § 14a EnWG oder weitere Steuerungen im Sinne des Verteilnetzbetreibers	-	+	-	+	+	+	+	+	-
Lastmanagement	DSO Services	Monetäre und nicht monetäre Optimierung ohne Marktteilnahme, z.B. Spitzenlastmanagement, Ausgleichsenergiekostenminimierung, Eigenverbrauchsmaximierung, ...	-	+	-	+	+	+	+	+	-
	Lastmanagement (Gewerbe & Industrie)	Monetäre und nicht monetäre Optimierung ohne Marktteilnahme, z.B. Spitzenlastmanagement, Ausgleichsenergiekostenminimierung, Eigenverbrauchsmaximierung, ...	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Lastmanagement (Haushalte)	Lastmanagement (Haushalte)	Monetäre und nicht monetäre Optimierung ohne Marktteilnahme, z.B. Eigenverbrauchsmaximierung, ...	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Legende

- 1. Buchstabe K: Kommunikationsgesteuert
- 2. Buchstabe Z: Zustandsgesteuert
- 3. Buchstabe E: Explizit
- 4. Buchstabe I: Implizit
- D: Direkt
- I: Indirekt
- A: Aktiv
- P: Passiv

3.4 Potenziale und Eintrittsbarrieren für Aggregationskonzepte

Das im vorangegangenen Kapitel vorgenommene Matching von Aggregationsstrategien auf Value Streams ermöglicht die Diskussion der Potenziale sowie der Eintrittsbarrieren für Aggregationskonzepte, die heute noch nicht kommerziell umgesetzt sind. Wie im vorigen Kapitel dargestellt, charakterisiert diese vornehmlich eine implizite Bereitstellung von Flexibilität. Die Reaktion der Einzelanlage auf das eingehende Signal lässt sich also vorab nicht mit vollständiger Gewissheit ermitteln. Dennoch bieten diese das Potenzial, um im Energiesystem Umsetzung zu finden, insbesondere um Anwendungsfälle mit Teilnahme am Spotmarkt, DSO Services und Lastmanagement zu realisieren.

Im Vergleich zu Aggregationsstrategien, die ein explizites Steuersignal verwenden, können die notwendigen Investitionen reduziert werden. Da Kommunikationskanäle teilweise nur unidirektional benötigt werden oder eine zustandsbasierte Regelung erfolgt, wird eine Erschließung und Anbindung von technischen Einheiten in den Anlagenverbund auch bei niedrigeren erwarteten Erlösen wirtschaftlich attraktiv. Die Reduktion des Koordinations- und Kommunikationsaufwands ermöglicht zudem eine Reduktion der Transaktionskosten und der Komplexität innerhalb des Anlagenverbunds.

Die Verschlankung der Kommunikation bietet weitere Vorteile für die Erschließung bisher nicht erschlossener Flexibilität. Bedenken vonseiten Industrie, Gewerbe und Haushalten hinsichtlich der Gewährleistung von Datensparsamkeit und Datenschutz bei einer Einbindung in einen Anlagenverbund können durch Aggregationsstrategien mit impliziter Flexibilität reduziert oder vermieden werden, da vorab kein Austausch von Fahrkurven oder eine Festlegung von Fahrplänen vorgenommen werden muss.

Die vorgestellten Aggregationsstrategien ermöglichen zudem je nach Anwendungsfall unterschiedliche Grade an Subsidiarität und Autonomie. Diese beiden Aspekte gewinnen durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien und dem damit einhergehenden Anstieg der Systemkomplexität [8] sowie durch Akzeptanzprobleme seitens der Bevölkerung zunehmend an Bedeutung.

Für den Anwendungsfall der Regelleistungsvorhaltung und -erbringung, der in Deutschland als kritische Infrastruktur an hohe Anforderungen geknüpft ist (siehe Kapitel 2), erscheinen die Aggregationsstrategien KEDA und KEDP für die Erbringung von SRL und MRL sowie ZEIA für die Erbringung von PRL im aktuellen Marktdesign alternativlos. Anpassungen im Marktdesign durch Optionen wie Passive Balancing (wie bspw. in den Niederlanden) sind zwar denkbar und könnten die Erschließung von Flexibilität durch hier vorgestellte Aggregationsstrategien fördern, werden aber für den deutschen Markt aktuell nicht diskutiert und daher in diesem Paper nicht eingehend behandelt.

4 Zusammenfassung und Fazit

Das heutzutage vorherrschende Verständnis von Flexibilität im Energiesystem basiert auf der Vorhaltung von Leistung, die je nach Bedarf nach unten oder nach oben angepasst werden kann. Hierfür sind in Flexibilitätsmärkten Produkte definiert, durch die Erbringer von Flexibilität zusätzliche Erlöse im Vergleich zum Verkauf des Fahrplanprodukts Energie realisieren können. Diese Produkte weisen bis heute die Charakteristik auf, dass Leistung mit einer Vorhaltefrist zunächst für eine Vorhaltedauer reserviert und im Anschluss durch eine direkte Steuerungsanforderung abgerufen wird. Die heute vorhandenen Märkte und gehandelten Produkte sind in zunehmendem Maße nicht mehr in der Lage, geeignete Lösungen für die Herausforderungen im Energiesystem bereitzustellen.

Im Zuge der steigenden Dezentralisierung und Digitalisierung eröffnen sich neue Handlungsräume für die Erschließung von Flexibilität. Der vorliegende Beitrag zeigt hierfür auf, wie sich unterschiedliche Aggregationsstrategien für die Erbringung von Flexibilität aus Anlagenverbänden klassifizieren lassen und welche Aggregationskonzepte Potenzial für einen baldigen Markteintritt aufweisen. Der wesentliche Unterschied dieser identifizierten Aggregationskonzepte im Vergleich zu heute bereits kommerziell umgesetzten liegt in der vornehmlich impliziten Bereitstellung von Flexibilität. Die damit einhergehende Unsicherheit lässt sich jedoch quantifizieren, wodurch die Erbringung zu einem kalkulierbaren Risiko wird. Ein zweiter bedeutender Unterschied ergibt sich aus der Übertragung der Steuerungsverantwortung an den Flexibilitätsanbieter (aktiv), die keinen direkten Zugriff auf einzelne Anlagen vorsieht, sondern dezentrale Entscheidungsfindung ermöglicht. Um implizit erbrachte Flexibilität im heutigen Marktsystem in ein Ertragsmodell zu integrieren, ist daher eine Risikoübernahme durch den Aggregator notwendig. Die aktive Umsetzung des Steuersignals erhält einerseits die Autonomie der aggregierten Anlagen und Anlagenverbände und ermöglicht somit ein auf dem Subsidiaritätsprinzip basierendes Energiesystem. Andererseits kann durch die Weiterentwicklung der Aggregationsstrategien zusätzliche Flexibilität bereitgestellt und mithilfe geeigneter Ertragsmodelle in Geschäftsmodellen genutzt werden.

5 Literatur

- [1] Bundesregierung, *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. [Online] Verfügbar unter: <https://archiv.bundesregierung.de/resource/blob/656922/779770/794fd0c40425acd7f46afacbe62600f6/energiekonzept-final-data.pdf?download=1>. Zugriff am: 8. November 2019.
- [2] G. Brauner, *Energiesysteme: regenerativ und dezentral: Strategien für die Energiewende*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [3] N. Lehmann *et al.*, „Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem“ in *Tagungsunterlagen*, Berlin, 2019, S. 459–469.
- [4] Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., *C/sells - Das Schaufenster für die nachhaltige Energiewende*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.csells.net/de/>. Zugriff am: 13. November 2018.
- [5] Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., *C/sells Überblick - Modellregion Süddeutschland*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.smartgrids-bw.net/csells/csells-ueberblick/modellregion-sueddeutschland/>. Zugriff am: 27. Juni 2018.
- [6] A. Zeiselmaier *et al.*, *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. [Online] Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/attachments/article/930/Paper%20Netzdienlicher%20Handel%20als%20Element%20des%20zellulaeren%20Energiesystems.pdf>. Zugriff am: 8. November 2019.
- [7] VDE ETG ITG Arbeitskreis Energieversorgung 4.0, „Arbeitsstand Definition Energiezelle“, 2018.
- [8] N. Lehmann, J. Huber und A. Kießling, „Flexibility in the context of a cellular system model“ in *Conference Proceedings of the 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, 2019.
- [9] Ecofys und Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen“. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2017. [Online] Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf. Zugriff am: 8. November 2019.
- [10] S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Battle und I. J. Pérez-Arriaga, „A review of the value of aggregators in electricity systems“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 77, S. 395–405, 2017.
- [11] P. Stähler, *Merkmale von Geschäftsmodellen in der digitalen Ökonomie*. Lohmar: J. Eul, 2001.
- [12] K. Poplavskaya und L. de Vries, *Aggregators today and tomorrow: From intermediaries to orchestrators?*, in: Sioshansi, F. (Ed.), *Behind and Beyond the Meter. Digitalization, Aggregation, Optimization, Monetization*, 1. Academic Press, Elsevier, Amsterdam., 2020.

- [13] R. Verhaegen und C. Dierckxsens, *Existing business models for renewable energy aggregators*. [Online] Verfügbar unter: http://bestres.eu/wp-content/uploads/2016/08/BestRES_Existing-business-models-for-RE-aggregators.pdf. Zugriff am: 10. November 2019.
- [14] BDEW, *Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt*. [Online] Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190507_Rollenmodell-MAK-Version1-2-END.pdf. Zugriff am: 10. Dezember 2019.
- [15] K. Poplavskaya und L. de Vries, „A (not so) Independent Aggregator in the Balancing Market Theory, Policy and Reality Check“ in *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lodz, 2018, S. 1–6.
- [16] ENTSO-E, *All TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing*.
- [17] E. Kraft, F. Ocker, D. Keles und W. Fichtner, „On the Impact of Voluntary Bids in Balancing Reserve Markets“ in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, 2019, S. 1–6.
- [18] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, *Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/download/minAnforderungInformationstechnikSrl>. Zugriff am: 4. November 2019.
- [19] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, *Präqualifikationsverfahren für Reservenanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland: Stand 23.05.2019*. [Online] Verfügbar unter: https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR. Zugriff am: 9. Dezember 2019.
- [20] 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, *Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Abschaltleistung*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/download/ablaAnforderungenInformationstechnik>. Zugriff am: 10. Dezember 2019.