

# VERMARKTUNG VON FLEXIBILITÄTEN IM VERTEILNETZ – ANALYSE DER AKTEURE UND ROLLEN FÜR ZUKÜNFTIGE GE- SCHÄFTSMODELLE IM VERTEILNETZ

Jessica THOMSEN<sup>1\*</sup>, Andrej SCHULZ, Niklas HARTMANN

1 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Heidenhofstraße 2, +4976145885079, jessica.thomsen@ise.fraunhofer.de, www.ise.fraunhofer.de

**Kurzfassung:** Im vorliegenden Beitrag wird eine qualitative Analyse des Verhaltens von Flexibilitätsanbietern, Aggregatoren und Netzbetreibern im Verteilnetz durchgeführt. Schwerpunkt der Untersuchung ist die Frage, welche Faktoren und Hemmnisse die Nutzung dezentraler Flexibilitäten beeinflussen. Hierzu wurden Experteninterviews geführt und ausgewertet. Die Untersuchung zeigt, dass die analysierten Akteure im Verteilnetz hinsichtlich der Nutzung sogenannter Flexibilitätstechnologien noch große Hemmnisse sowohl im regulatorischen als auch im technischen Bereich sehen. Um das Potenzial dieser Technologien langfristig nutzbar zu machen, werden nicht nur Entwicklungen auf der politischen Ebene, sondern auch im Bereich der Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen notwendig sein.

**Keywords:** Verteilnetz, Akteure, Flexibilität

## 1 Einleitung

Im Zuge der deutschen Energiewende und der Bestrebungen hin zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energieversorgung befindet sich die Struktur des gesamten Energiesystems im Wandel. Durch die Dezentralität eines Großteils der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen folgt ein struktureller Wandel der Dienstleistungen und Aufgaben, die im Verteilnetz zu erbringen sind. Insbesondere die häufig proklamierte Flankierung der erneuerbaren Energien durch Flexibilitäten wie beispielsweise Speicher, Lastmanagement und intelligente Netztechnik müsste daher zu einem nicht unerheblichen Teil im Bereich der Verteilnetze realisiert werden. Die derzeit vorhandenen Akteure im Verteilnetz haben dies bisher jedoch nur verhalten vorangetrieben.

Es stellt sich dadurch die Frage, welche Faktoren das Verhalten von Flexibilitätsanbietern, Aggregatoren und Verteilnetzbetreibern bedingen und ob die aktuellen Rollen für eine Hebung der Flexibilitätpotenziale die notwendigen Kompetenzen, sowohl inhaltlicher als auch rechtlicher Natur, besitzen. Weiterführend ist zu diskutieren, welche Barrieren eine kostendeckende Nutzung der Flexibilitäten ermöglichen/verhindern und in welchen Aspekten Lücken im derzeitigen regulatorischen Rahmen bestehen, die für eine flächendeckende Nutzung geschlossen werden müssen. Zur Beantwortung dieser Fragen wurden Interviews mit Experten in den Bereichen Flexibilitätsanbieter, Aggregatoren und Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Die Ergebnisse dieser qualitativen Expertenbefragung werden in diesem Paper vorgestellt und diskutiert.

## 2 Methodik

Es werden die Rollen und Akteure bei der Aggregation und Vermarktung von dezentralen Flexibilitäten sowie eine mögliche Ausgestaltung der Schnittstellen analysiert. Die Untersuchung erfolgt mittels Experteninterviews in einem Fallstudiendesign, dessen Struktur in Abbildung 1 dargestellt ist. Als Flexibilitätsanbieter werden Anlagenbesitzer, die mittels dieser Anlage Flexibilität zur Verfügung stellen könnten, verstanden. Aggregatoren sammeln diese Flexibilität und vermarkten diese. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) betreiben das Verteilnetz und stellen einen störungsfreien Betrieb sicher. Insgesamt wurden zwölf Tiefeninterviews mit einer durchschnittlichen Dauer von 60 Minuten telefonisch durchgeführt und aufgezeichnet. In allen drei Bereichen (Flexibilitätsanbieter, Aggregatoren, VNB) wurden mindestens zwei Interviews durchgeführt. Bei Aggregatoren wurde ein Schwerpunkt mit sieben Interviews gelegt. Im Bereich Verteilnetzbetreiber konnte mit zwei großen VNB (städtisch und regional) sowie zwei kleinen ländlichen VNB eine gute Abdeckung von Interviewpartnern erreicht werden. Auf der Seite der Flexibilitätsanbieter konnten zwei Interviewpartner gewonnen werden.

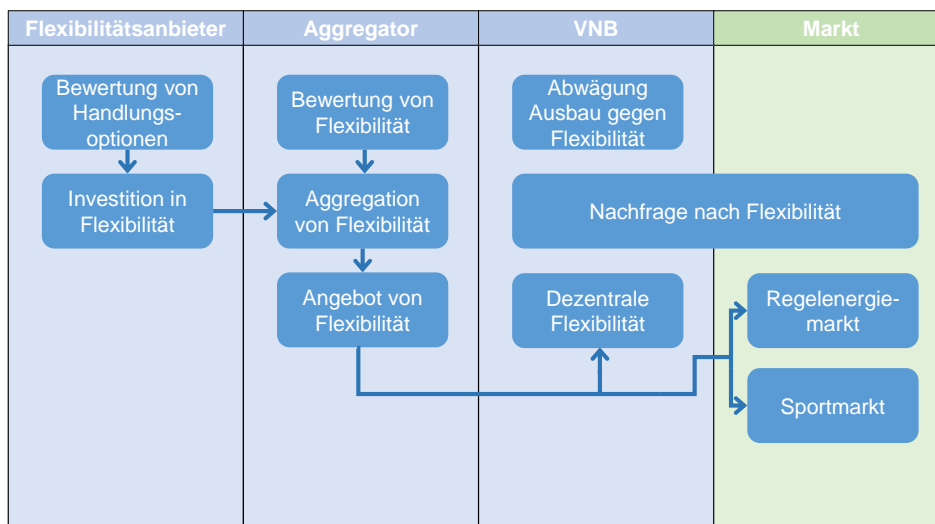


Abbildung 1: Umfang und Aufbau der Fallstudie

Die Interviews werden halbstrukturiert, problemzentriert und mit einem Leitfaden durchgeführt. Zur Erstellung des Leitfadens wird das von Helfferich (2011) entwickelte SPSS-Prinzip angewandt. Für diese Untersuchung werden drei unterschiedliche Leitfäden benutzt, deren Inhalt sich an einzelnen Stellen überschneidet. Das Ziel der Datenanalyse ist, in einem Vergleich der Expertentexte Gemeinsamkeiten, Aussagen über Repräsentatives oder über gemeinsam geteilte Wissensbestände, Relevanzstrukturen, Interpretationen und Deutungsmuster herauszuarbeiten. In dieser Arbeit wird das von (Meuser und Nagel 2002) entwickelte Auswertungskonzept verwendet, welches eine Auswertungsstrategie für leitfadengestützte Experteninterviews bietet.

## 3 Ergebnisse der Untersuchung

Die Ergebnisse der Interviews werden getrennt für die drei analysierten Bereiche (Flexibilitätsanbieter, Aggregatoren, VNB) wiedergegeben.

## **Flexibilitätsanbieter**

In den Experteninterviews genanntes Hauptziel der Flexibilitätsanbieter ist es, durch eine Steuerung oder Vermarktung der Flexibilität eine Kostenersparnis beziehungsweise einen Zusatzerlös zu generieren. Weitere genannte Ziele sind ein regionaler Bezug zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie hoher Komfort der eigenen Energienutzung. Ferner sind ein Beitrag zum Umweltschutz beziehungsweise die Umsetzung der Energiewende sowie Imagepflege genannt worden.

Neben der Nutzung von Flexibilität durch Aggregatoren gibt es Handlungsalternativen, zwischen denen der Flexibilitätsanbieter abwägen muss, um eine für ihn optimale Entscheidung zur Nutzung seiner Ressourcen zu treffen, wobei eine Kombination von Möglichkeiten denkbar ist. Beispielsweise können leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden) bei einem vorhandenen Energiemanagementsystem Maßnahmen treffen, die die Netzentgelte senken. Dazu gehören eine Senkung der Spitzenlast und damit der Leistungskomponenten der Netzentgelte (StromNEV, § 17) oder eine Nutzung der Regelung der atypischen Netznutzung (StromNEV, § 19). Die Unterstützung des Bilanzkreisverantwortlichen bei der Ausregelung des Bilanzkreises stellt eine weitere Möglichkeit dar. Die Eigenverbrauchsoptimierung wird dabei kontrovers diskutiert. Während auf der einen Seite der Kauf einer Photovoltaik (PV)-Anlage in Kombination mit einem Speicher aktiv gefördert wird (KfW 2015), wird auf der anderen Seite der Eigenstromverbrauch aus Neuanlagen durch das EEG belastet (EEG, §61, Abs.3). Von der BNetzA wird der Trend zur Eigenverbrauchsoptimierung als problematisch angesehen, da es zu einer Entsolidarisierung bei der Deckung der Netzkosten führt.

Des Weiteren sorgen informationelle, betriebliche bzw. persönliche sowie ökonomische Hemmnisse dafür, dass eine Nutzung der Flexibilität nicht in Betracht gezogen wird. Als informationelle Hemmnisse werden die Umstände angeführt, dass der Flexibilitätsbesitzer die Handlungsmöglichkeiten nicht kennt oder nicht über das technische Wissen verfügt, die Möglichkeiten seiner Flexibilität zu bewerten. Dadurch können finanzielle Vorteile nicht korrekt eingeschätzt werden. Die Beseitigung der informationellen Hemmnisse wird als essentiell angesehen. Der Flexibilitätsanbieter muss in die Lage versetzt werden, seine energiewirtschaftlichen Möglichkeiten zu erkennen. Dazu sind transparente Strukturen bei der Vermarktung nötig, deren Erzeugung auf Grund der komplexen Struktur der Energiewirtschaft und der Variabilität der Flexibilitätsoptionen als schwierig zu erreichen eingeschätzt wird. Der Gesetzgeber hat die Bedeutung des Themas erkannt und will bei der Einführung der Smart Meter mit einer breiten Informationskampagne die Besitzer von Flexibilität auf ihre Handlungsmöglichkeiten aufmerksam machen. Von mangelnder Transparenz ist die Direktvermarktung ausgenommen, da in dem Bereich eine begrenzte Anzahl an Produkten angeboten wird und mit der von der ISPEX AG betriebenen Vergleichsplattform eine transparente Informationsquelle geschaffen wurde. Damit wurde ein Mittel ähnlich der Verivox Plattform zum Vergleich der Strompreise geschaffen. Das zeigt, dass trotz der Komplexität Transparenz ermöglicht werden kann. Anlagen, deren Förderung ausgelaufen ist, bleiben als Flexibilitätspotential erhalten, solange die Anlagen weiter in der Direktvermarktung bleiben. Im Bereich der betrieblichen Hemmnisse sehen die Interviewpartner die Gefahr, dass aus der Flexibilitätsbereitstellung eine Produktionsunterbrechung folgen kann. Die Produktionsunterbrechung oder ein Qualitätsverlust bei der Produktion muss unter allen Umständen vermieden werden. Bei nicht-kommerziellen Abnehmern muss eine Unterbrechung der Versorgung unterbunden

werden, da die Interviewpartner vermuten, dass ein Komfortverlust nicht akzeptiert würde. Datensicherheit und die Wahrung von Unternehmensgeheimnissen stellen häufig genannte Kritikpunkte dar, wenngleich Aggregatoren betonen, dass die Sicherheit gewährleistet sei. Das Thema Datensicherheit wurde von der Gesetzgebung erkannt und das BSI-Schutzprofil für Smart Meter soll eine ausreichende Sicherheit gewährleisten. Die Interviewten betonen jedoch Bedenken bei dem Entwurf der Smart Meter Schutzprofile. Aus betriebstechnischer Sicht ist die Integration der Flexibilitäten in das Energiesystem aufwändig und anlagenspezifisch unterschiedlich komplex. Eine Installation vor Ort ist immer notwendig. Darüber hinaus wird die Technik überwiegend von den Aggregatoren gestellt, sodass bei einem Anlagenwechsel der Aufwand erneut anfallen würde. Während des Betriebs werden erhöhte Wartungskosten befürchtet, welche wegen aggressiver Vermarktungsstrategien anfallen können. Aus diesem Grund wird eine bessere Koordination zwischen Technik und Vermarktung gefordert, bei der die Vermarktungsstrategie erläutert wird. Aus ökonomischer Betrachtungsweise bestehen Hemmnisse, da die Interviewpartner die Einsparungen als zu gering oder zu weit in der Zukunft liegend ansehen, und/oder dass die Investitions- und Betriebskosten die Einsparungen übersteigen.

### **Aggregator**

Der Aggregator handelt in dieser Analyse als wirtschaftliches unreguliertes Unternehmen und möchte eine dem Risiko entsprechende Rendite einfahren. Außerdem kann das Angebot zusätzlicher Dienstleistungen neben dem Stromvertrieb die Kundenbindung verbessern und für die Zukunft neue Geschäftsfelder neben dem reinen Stromvertrieb sichern. Aggregatoren können Erlöse am Regelenergiemarkt, am Intraday-Markt, beim Ausgleich von Bilanzkreisen sowie bei der Bereitstellung von Energie zur Engpassbeseitigung im Netz erzielen (dena 2013). Außerdem sind Erlöse bei den Flexibilitätsanbietern möglich, indem Flexibilitäten vermietet, Beratungsleistungen getätigt oder Dienstleistungen bei der Optimierung erbracht werden. Das nötige Know-How kann in drei Teilbereiche (Markt, Prozess, Kunden) gegliedert werden. Das Markt-Know-How setzt sich aus dem Wissen über die Funktionsweise der Strombörse sowie dem Ablauf der Auktionen zusammen. Außerdem werden das Bilanzkreismanagement und damit einhergehend die Kommunikationsregeln zwischen den Markttrollen als Kernkompetenzen angesehen. Das Prozess-Know-How besteht aus der IT-Infrastruktur und einer dazugehörigen Software zur Optimierung der Vermarktung (Lauterborn 2014). In den Bereich des Kunden-Know-Hows gehört die Anbindung der Kunden. Darunter fallen der Kundenkontakt, der technische Anschluss sowie die Automatisierung der Kundenanlagen. Alle Themengebiete werden als komplex angesehen und können nur mit jahrelanger Erfahrung ausgeführt werden.

Der Betriebsprozess des Aggregators besteht aus den Schritten der Bewertung, der Aggregation und der Vermarktung potentieller Flexibilitätsoptionen. Die Prozessschritte und die darin benötigten Ressourcen sind in Tabelle 1 anhand der Interviewaussagen qualitativ in einer Skala von „o“ für geringe Kosten bis +++ für hohe Kosten dargestellt. Alle Interviewpartner waren sich in ihren Einschätzungen einig, dass wesentliche Kosten durch die Integration einer energiewirtschaftlichen Steuerung in die Anlagensteuerung anfallen. Die Kosten für interne Prozesse und Personalkosten für diesen beratungsintensiven Bereich sind hingegen begrenzt. Der Schritt des Erstkontakts ist durch den heutigen kleinen Kundenkreis und auf Grund einer leitfadengestützten Gesprächsführung seitens Call-Centern weitgehend

standardisiert. Wie bei den Investitionskosten werden die Betriebskosten in Tabelle 2 qualitativ in einer Skala von „o“ für geringe Kosten bis +++ für hohe Kosten dargestellt.

*Tabelle 1: Kostenfaktoren der Kundenakquise und Installation beim Kunden*

Phase	Ressource	Kosten	Bezugssystem
Erstkontakt	Ermittlung potentieller Kunden	o	Pro Kunde
	Herstellung des Kundenkontakts		
Besuch vor Ort	Datenaufnahme vor Ort	o/+	Pro Kunde
	Software zur Erlösschätzung		
Vertragsvereinbarung	Vertragsverhandlung	o	Pro Kunde
Implementierung	Hardware (Box, Schnittstellen)	+	Pro Kunde
	Technische Arbeiten	o/++	Pro Anlage
	Automatisierungssoftware	+++	Pro Anlage
Probetrieb	Energiewirtschaftliche Prozesse	o	Pro Zählpunkt
	Präqualifizierung		
	Eventuelle Demontage	o/+	Pro Anlage

Die größten Kosten werden der Software zugeschrieben. Zusätzlich werden Hardware sowie Serverkapazität als Investition genannt. Für die Zurechnung von Kosten an Einzelanlagen sind die Kommunikationskosten in Form einer Sim-Card maßgeblich. Die Dena Netzstudie II setzt pauschale variable Kosten von einem Euro pro MWh an (dena 2010).

*Tabelle 2: Kostenfaktoren beim Betrieb eines virtuellen Kraftwerks*

Phase	Ressource	Kosten	Anmerkung
Bereitstellung der Anlage	Personal zur Fahrplanübermittlung, Störungsmeldung	o	Pro Kunde
	Kommunikationsverbindung		
Aggregation	Serverkapazität	++	Gesamtsystem
	Optimierungssoftware		
Vermarktung	Marktzugänge	+	Gesamtsystem
	Leitstand (24/7 Besetzung)		
Abrechnung	Abrechnung der erbrachten Leistungen (kunden- und marktseitig)	o/+	Gesamtsystem
Querschnittsaufgaben	Finance/Controlling/Personal	o	Gesamtsystem

Für die zukünftige Entwicklung der Kosten können folgende Trends benannt werden: Durch das EEG geförderte Anlagen werden beim Bau direkt mit intelligenten Messsystemen (iMsys) ausgestattet, wodurch dies nicht mehr durch den Aggregator erfolgen muss. Die Einführung iMsys bei Verbrauchern birgt hingegen weniger Potential, da die iMsys bei Verbrauchern mit mehr als 6.000 kWh, jedoch nicht bei RLM-Kunden eingebaut wird. Die Standardisierung der Kommunikationsboxen und Schnittstellen wird als ein weiteres Feld zur Kostenreduzierung gesehen. Sollte ein unabhängiger Dienstleister die technische Implementierung übernehmen und so ein „technisches virtuelles Kraftwerk“ beim Kunden errichten, kann auf einen Austausch der Technik beim Wechsel des Vermarkters verzichtet werden. Ein weiteres Potential besteht in einer Änderung der Präqualifikationsbedingungen. Anders als in Deutschland ist es beispielsweise in der Schweiz möglich, einen Pool von Anlagen für den Regelenergiemarkt zu qualifizieren, anstatt dies für jede Anlage separat durchzuführen (Swissgrid 2015). Eine weitere Möglichkeit wird in der zentralen Präqualifikation von Anla-

gentypen durch die Übertragungsnetzbetreiber gesehen. Beide Möglichkeiten würden den Aufwand bei der Präqualifizierung senken, den Markt weiter öffnen sowie den Prozess um zwei bis drei Wochen verkürzen. Darüber hinaus ist bei einer höheren Stückzahl von anzuschließenden Anlagen mit einem Rückgang der Stückkosten der Hardware zu rechnen, gleiches gilt für die Software. Sobald identische oder sehr ähnliche Anlagen angeschlossen werden, sinken die Stückkosten für die Software, da die bereits entwickelte Software nur geringfügig angepasst werden muss. In der Betriebsphase werden die größten Potentiale in der Konsolidierung hin zu wenigen Anbietern mit großen Portfolien anstelle einer Spezialisierung auf bestimmte Kunden und damit kleineren, spezialisierten Portfolien gesehen. Das zukünftige Preisniveau hat entscheidenden Einfluss auf die Größe der Flexibilitäten, die sich wirtschaftlich betreiben lassen, da bislang sehr kleine Anlagen keine rentable Integration darstellen. Für die Nutzung von Flexibilität wurde der Regelerneuermarkt als wichtigster Markt gefolgt vom Bilanzkreisausgleich eingeschätzt. Als Anpassungen am Regelerneuermarkt werden eine verkürzte Produktlänge und Vorlaufzeit sowie eine kalendertägliche Ausschreibung der SRL und MRL vorgeschlagen (BMW 2014). Darüber hinaus sollen angepasste Präqualifikationsbedingungen Windenergieanlagen für negative Regelleistung zulassen und die Ausschreibung der PRL für positive und negative PRL getrennt werden (BMW 2014). Die Entwicklung der Preise wird jedoch von vielen interviewten Personen als unabsehbar angesehen.

Eine genaue Einschätzung, ob eine Anlage wirtschaftlich in das Portfolio integriert werden kann, ist auch davon abhängig, wie sehr ein Portfolio von dem zusätzlichen Element profitiert. Im Allgemeinen ergaben die Interviews, dass Entscheidungen maßgeblich von den Faktoren Größe einer Flexibilität und der Art von Regelerneuer, welche die Anlage anbieten kann, abhängt. Abbildung 3 gibt in den Interviews getätigte Angaben über aktuell genutzte und zukünftig erwartete nutzbare Leistungsgrößen wieder. Für Anlagen in der Direktvermarktung und insbesondere KWK-Anlagen wird davon ausgegangen, dass die Grenze für den Anschluss von Erzeugungsanlagen weiter fällt. Während vor 2012 noch Anlagen von über 400 kW angeschlossen wurden, wird die heutige Grenze für den Anschluss bei 100-150 kW gesehen und zukünftig bei 50 kW für KWK-Anlagen erwartet. Die Spannbreite bei Lasten ist erheblich größer. Anlagen mit Leistungen von 200-750 kW werden als untere Leistungsgrenze gesehen. Alle Interviewpartner sind davon überzeugt, dass in Zukunft kleinere Anlagen angeschlossen werden. Angebote auf Haushaltsebene werden frühestens in zehn Jahren gesehen, wenn ganzheitlichere Ansätze gefunden werden. Für diese müsste die entsprechende Hardware bereits integriert sein und die Flexibilitätsnutzung wäre eher ein Nebenprodukt von intelligenten Geräten, die im Rahmen des Internet of Things (IoT) zur Steuerung per Smartphone oder zukünftigen Gerätedienstleistungen genutzt werden. Speicher können theoretisch bereits heute auf Haushaltsebene in ein Portfolio eingebunden werden (Caterva 2015). Der Bereich der E-Mobilität erreicht eine ähnliche Leistungsklasse.

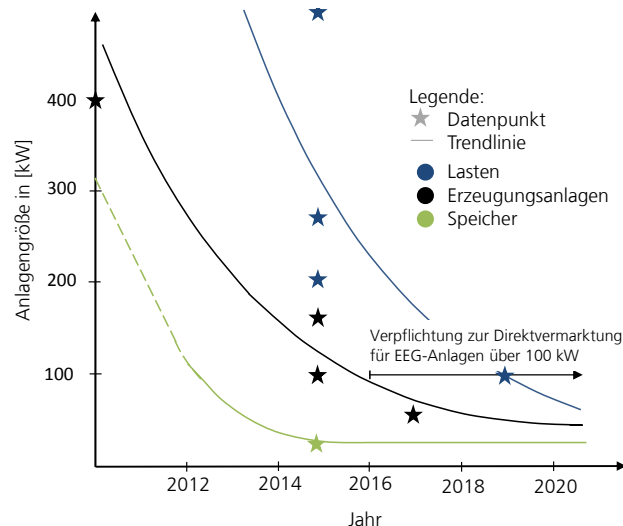


Abbildung 2: Flexibilitätsnutzung in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Jahr (Quelle: eigene Darstellung)

Bei der Ausgestaltung der Vertragsbeziehungen zwischen Aggregator und Flexibilitätsbesitzer müssen verschiedene Aspekte berücksichtigt werden. Dies umfasst regulatorische Aspekte, die Einbindung eines Flexibilitätsvertrags in sonstige Verträge, Bestimmungen zur Fahrweise der Anlage (Wartungsaufwand), die Bezahlungsmodalitäten sowie die Laufzeit der Verträge. Mit dem Kunden wird in Abhängigkeit der Restriktionen seiner Anlage eine Strategie festgelegt. Diese Vereinbarungen können für Kunden mit großen Anlagen individuell getroffen werden. Für kleine Anlagen oder sogar Haushalte wird aus Sicht der Interviewteilnehmer nur die Möglichkeit von Standardverträgen auf Grund des sonst erheblichen Aufwands möglich sein. Als Möglichkeiten der monetären Leistungen für den Flexibilitätsanbieter sind den Interviewpartnern drei Modelle vorgestellt worden: 1. feste Pauschale je angeschlossenes Gerät, welche jedoch von Anlage zu Anlage unterschiedlich sein kann, 2. Prozentuale Erlösbeteiligung und 3. Reduzierter Stromtarif. Ihrer Meinung nach wird der Kunde über das Modell entscheiden und eine pauschale Aussage sei deshalb nicht möglich, das Angebot eines günstigeren Stromtarifs wurde jedoch von keinem Interviewpartner genannt. Dies erklärt sich dadurch, dass die Unternehmen der Interviewpartner entweder nicht Lieferant ihres Flexibilitätsanbieters sind oder nur Erzeugungsanlagen vermarkten.

Da die Erlöse durch Regelenergie im Vorhinein nur zu schätzen sind, ist ein direkter Vergleich von prozentualen Gewinnbeteiligungen gegebenenfalls irreführend, da ein Vermarkter mit besseren Portfolios oder Algorithmen höhere Erlöse einfahren kann und somit bereits ein geringerer Prozentsatz mehr Erlös für den Flexibilitätsanbieter bringt. Aus diesem Grund scheint eine Pauschale ein Mittel zu sein, um Transparenz zu erzeugen. Vereinbarungen zur Laufzeit der Vermarktungsverträge werden von den Interviewpartnern ähnlich eingeschätzt. Durch die größere Auswahl an Aggregatoren werden Laufzeiten von fünf Jahren als unrealistisch angesehen. Bei bestehenden Kunden wird damit gerechnet, dass Laufzeiten von zwei bis drei Jahren zu realisieren sind. Ansonsten wird, wie bei der Direktvermarktung, von Vertragslaufzeiten von einem Jahr ausgegangen. Bei Flexibilitäten, die im Rahmen eines gemeinsamen Projektes oder zur Miete verwirklicht werden, wird die Vertragsdauer von dem Muster abweichen und gerade bei projektbezogenen Flexibilitäten werden längere Laufzeiten üblich sein. Alle interviewten Aggregatoren erkennen auf dem Markt einen Trend zu mehr Akteuren, welcher auf hohe Margen am Regelenergiemarkt zurückzuführen sei, wobei an-

gemerkt wurde, dass Flexibilität aus dezentralen Quellen nur einen kleinen Teil der am Regenergiemarkt angebotenen Leistung ausmacht. Es wurde zusätzlich darauf hingewiesen, dass VNB kein eigenes virtuelles Kraftwerk aufbauen sollten, sondern bei Bedarf an einem Markt Flexibilität nachfragen sollten. Allgemein wird mit einer einsetzenden Konsolidierung des Marktes gerechnet.

Eine mögliche Entwicklung kann darin gesehen werden, dass Akteure sich auf eine Kernaufgabe spezialisieren und die übrigen Bereiche von Dienstleistern erfüllt werden. Als Akteure werden große Stadtwerke, Mittelständler und die großen vier Erzeuger genannt. Lediglich die genannten Akteure verfügen über die Mittel, eigene IT-Infrastrukturen aufzubauen. Kleinere Stadtwerke mit weniger Ressourcen und Erfahrung haben hingegen die Möglichkeit, IT-Lösungen von Anbietern wie Siemens oder Bosch zu beziehen (Siemens 2013; Bosch 2015). Bei kleinsten Stadtwerken, die glauben, dass eine Refinanzierung durch den Vertrieb von Strom nicht gewährleistet sei, aber zu klein sind, eigene virtuelle Kraftwerke zu betreiben, könnten als Marke („White Label Lösung“) bei ihren Kunden Flexibilität für einen nachgeschalteten Aggregator sammeln. Dies hätte für den Kunden den Vorteil, einen Ansprechpartner vor Ort zu besitzen, während das Stadtwerk Zusatzerlöse generieren kann und die Kundenbindung erhöht. Eine weitere Stückelung der Erlöse aus der Flexibilitätsvermarktung auf den Aggregator und das Stadtwerk könnte eine Zusammenarbeit dieser Art unrentabel machen. Insgesamt wird für den Teil der Aggregation und Vermarktung ein Trend zur Kooperation der virtuellen Kraftwerke untereinander ausgemacht, der zu einem Angebot für alle Flexibilitätsarten führt.

In bisherigen virtuellen Kraftwerken ist die Anzahl an Einzelanlagen und die zu verarbeitende Datenmenge gering. Eine Ausweitung der genutzten Flexibilität würde zu einem Wachstum der Datenmenge führen. Zwei Interviewpartner erwähnten für diesen Fall explizit, dass ihre IT-Infrastruktur dafür nicht geeignet sei. Im Bereich des Anschlusses und der Automatisierung bedarf es Fähigkeiten, die reine Energiehändler nicht besitzen. Der Anschluss und die Automatisierung erfordern eine technische Komponente, die vor Ort installiert werden muss. Der Energiehandel sowie die Abrechnung der Bilanzkreise finden hingegen an einem virtuellen Markt statt, sodass das technische Know-How nicht vorhanden sein muss. Drei der Befragten gaben an, Dienstleister für diesen Bereich zu nutzen. Eine weitere Begründung für einen eigenen Akteur für diesen Teilbereich der Rolle des Aggregators ist, dass die Bedürfnisse des Flexibilitätsanbieters besser beachtet werden, da ein unabhängiger Akteur neutral zwischen einer aggressiven Vermarktung und einem verschleißarmen oder eigenoptimierten Betrieb abwägen kann. Darüber hinaus könnte der Flexibilitätsanbieter bei einem Wechsel des Aggregators die installierten Anlagen weiterverwenden, da das „technische virtuelle Kraftwerk“ bestehen bleiben könnte. Eine solche Aufteilung der Rollen bietet die Chance, durch Kooperation mehr Flexibilitäten zu mobilisieren, aber auch Risiken, wie die weitere Aufteilung der Aufgaben und Erlöse. Darüber hinaus wird vermutet, dass die großen Anbieter alle Teilbereiche eigenverantwortlich ausführen.

### **Verteilnetzbetreiber**

Ein zentraler Aspekt, der über die Art entscheidet, wie die Leistungsfähigkeit des Netzes erhalten wird, ist die Weise, wie getroffene Maßnahmen durch die Regulierung refinanziert werden. Maßgeblich für die Höhe der Erlöse sind die Entgeltregulierung nach § 21 f. EnWG sowie die Verordnung zur Anreizregulierung (ARegV) und die Stromnetzentgeltverordnung



(StromNEV). Die Festsetzung der Entgelte nach dem Prinzip der ex-ante-Entgeltregulierung ist rein kostenorientiert. Handlungsmöglichkeiten bestehen für den VNB nur auf der Kosten- seite. Der Ausgangspunkt der Erlösobergrenzen ergibt sich aus einer ermittelten Kostenba- sis des VNB (ARegV, § 6). Investitionen in innovative Systeme sind gegebenenfalls nicht kosteneffizient im herkömmlichen Rahmen und somit durch die Anreizregulierung nicht an- rechnungsfähig (Heinlein 2014). Dies führt dazu, dass VNB keine innovativen Lösungen, sondern klassische Methoden (Netzausbau) wählen, da die Anrechenbarkeit für diesen Fall garantiert ist. Hinzu kommt ein Zeitverzug der Kostenerstattung, der als t-5-Thematik be- kannt ist (Fritsch 2014). Die Diskussion, weitere Aufgaben an den VNB zu delegieren, wird aus Sicht der VNB skeptisch betrachtet. Ein negatives Beispiel stellt die Umrüstung der PV- Wechselrichter dar, welche von den VNB ausgeführt wurde. Die Kostenerstattung erfolgte über ein kompliziertes Verfahren, was dazu führte, dass den VNB nur ein Teil der zugesich- erten Kosten erstattet wurde. Für Investitionen in die Netzinfrastruktur der Verteilnetze standen insgesamt Mittel von über 3 Mrd. Euro zur Verfügung, von denen mindestens 800 Mio. Euro in Maßnahmen zur Behebung von Spannungsproblemen oder Netzengpässen eingesetzt wurden (BNetzA 2014).

Der heutige regulatorische Rahmen reduziert die Maßnahmen zur Flexibilisierung auf den Netzausbau und eine Abregelung nach § 14 EEG sowie Maßnahmen nach §§ 13, 14 und 14 a EnWG (VDE 2014). Hinzu kommen die in § 18 StromNEV festgelegten Bestimmungen zur Erstattung vermiedener Netzentgelte. Die Bestimmungen der unterbrechbaren Lasten sowie der vermiedenen Netzentgelte sollten den Lastfluss verstetigen und damit zur Systemstabi- lität beitragen. Die Interviewpartner sind sich einig, dass die aktuelle Anwendung dieser Re- geln annähernd keinen Nutzen für das Netz bringt. In der Literatur erfolgt eine ähnliche Be- wertung, die besagt, dass die unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen zwar genutzt wer- den, ihr Potential zur Netzentlastung beizutragen und Netzspitzen zu vermeiden jedoch nicht vorhanden oder wenig ausgeprägt ist (Heinlein 2014). Die Steuerung unterbrechbarer Lasten ist mit folgenden Nachteilen behaftet: Zum einen handelt es sich um eine globale Steuerung, die alle Anlagen ein- beziehungsweise abschaltet, ohne die lokale Lastsituation zu berück- sichtigen, zum anderen erfolgt die Schaltung der Anlagen nach festen Zeiten. Die Inter- viewpartner merken an, dass diese aus der Historie gewachsene Rechtslage darauf ausge- legt war, die Residuallast auszugleichen. Durch die Veränderungen der Erzeugungseinheiten wird dieses Ziel nun nicht mehr erreicht und verminderte Netzentgelte sind für solche Anla- gen nicht zu rechtfertigen. Der Rechtsrahmen für vermiedene Netzentgelte wird durch die interviewten Personen ebenfalls als entweder nicht zielführend oder aber als Regulierung mit Anpassungsbedarf eingeschätzt, da sich die Idee, dass dezentrale Erzeugung dezentral ver- braucht wird und damit das Netz entlastet wird, nicht erfüllt hat. Bei der Abregelung von EE- Anlagen zur Engpassbeseitigung wissen VNB, die Rundsteuertechnik benutzen, in der Regel nicht, ob sie tatsächlich die angeforderte Leistung abgeschaltet haben. Für kleine VNB wird dies als Problem angesehen, während große VNB durch den statistischen Ausgleich wenig Bedenken bei dieser Praxis haben. Es zeigt sich, dass sowohl bei Programmen, die präven- tiv das Netz unterstützen sollen (vermiedene Netzentgelte, unterbrechbare Lasten), als auch bei der Engpassbeseitigung Handlungsbedarf besteht.

Neben den Hemmnissen, die sich durch die Regulierung der Finanzierung der VNB ergeben, wurden Hemmnisse in den Bereichen Leistungsfähigkeit der VNB, Inkompatibilitäten zwi- schen zeitlichem und räumlichem Ausgleich, die zeitliche Dimension der Planung sowie die

Unterscheidung zwischen VNB mit Verbrauchs- beziehungsweise Erzeugungsschwerpunkten genannt. Die kleingliedrigen Eigentumsverhältnisse bei elektrischen Netzen führen zu einer großen Anzahl kleiner VNB, die nicht in der Lage sind ein System zur Nutzung dezentraler Flexibilitäten aufzubauen (Birkner 2013). Die technische Ausrüstung der Netze, die mit Rundsteuertechnik arbeiten, erlaubt keine konkrete Beeinflussung der Erzeugung beziehungsweise der Last. Eine Überwachung der Netze unterhalb der Hochspannungsebene ist ebenso wenig verbreitet. Die Anforderung, den VNB die Aufgabe des Datenhandlings zu übergeben, könnte in Zukunft dazu führen, dass die VNB durch die Nutzung der Daten eine realitätsnahe Übersicht über die tatsächliche Nutzung des Netzes erhalten. Diese Neuerung könnte das Hemmnis der fehlenden Überwachung obsolet machen. Die Zuweisung der Rolle an den VNB ist allerdings keineswegs gesichert. Ein weiteres Hemmnis ist der Unterschied zwischen einem rein zeitlichen Ausgleich von Nachfrage und Angebot, wie es der Spot-Markt und als Ergänzung dazu der Regelenergiemarkt darstellt, oder einem räumlichen Ausgleich, der bei der Beseitigung eines Netzengpasses erforderlich ist. Als Hemmnis wird die Gefahr genannt, dass sich durch Marktmechanismen nicht genügend Teilnehmer finden, um den Engpass zu beseitigen. Diese regionale Komponente wird durch Bilanzkreise ebenfalls nicht abgebildet, daher haben Aggregatoren, die ihre Anlagen poolen, keine Möglichkeit räumliche Flexibilität anzubieten, da sich die Flexibilitäten aus vielen Einzelbeiträgen aus verschiedenen Netzpunkten zusammensetzen. Ebenfalls ist der Planungshorizont als weiteres Hemmnis zu betrachten. Der Planungshorizont eines VNB ist auf mehrere Jahrzehnte ausgelegt. So sind neu verlegte Kabel für 40-60 Jahre ausgelegt, während Flexibilitäten für wenige Tage oder Wochen bereitgehalten werden. Eine klare Aussage über die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsoptionen gegenüber einem Netzausbau ist deshalb schwierig zu treffen.

Durch die Interviewteilnehmer sind drei Anwendungsfälle genannt worden, bei denen Investitionen in das Netz getätigt werden. Dazu zählen ein Neubau des Netzes, die Instandsetzung des Netzes sowie ungeplante Last- und Erzeugungsänderungen, die Investitionen in das Netz notwendig machen. Für die beiden ersten Anwendungsfälle sind Arbeiten am Netz nicht abzuwenden und nach Meinung aller Interviewpartner ist ein Ausbau des Netzes in diesem Fall vorzuziehen, da 90 % der Kosten durch die Tiefbauarbeiten anfallen und somit die Kostenersparnis für geringere Querschnitte zu vernachlässigen ist. Im dritten Fall muss während der Planung ein Fehler geschehen sein, da die Netze ansonsten für die Belastung entsprechend ausgelegt worden wären. In diesem konkreten Fall wäre eine Nutzung von Flexibilität sinnvoll. Die Einführung eines Systems, das Flexibilität nachfragt, wurde von keinem Interviewpartner bevorzugt.

## **4 Zusammenfassung**

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die analysierten Akteure im Verteilnetz hinsichtlich der Nutzung sogenannter Flexibilitätstechnologien noch große Hemmnisse sowohl im regulatorischen als auch im technischen Bereich sehen. Um das Potenzial dieser Technologien langfristig nutzbar zu machen, werden nicht nur Entwicklungen auf der politischen Ebene, sondern auch im Bereich der Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen notwendig sein, um auch kleinskalige Lasten und Anlagen einbeziehen und wirtschaftlich vermarkten zu können.

## Danksagung

Die vorliegende Arbeit wurde im Rahmen des Forschungsprojektes „Netzbewirtschaftung als neue Marktrolle“ durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert.

## Literaturverzeichnis

BDEW; VKU (2012): Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern. Kommunikations- und Anwendungs-Leitfaden zur Umsetzung der Systemverantwortung gemäß §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20121012-bdew-vku-leitfaden-praxis-leitfaden-fuer-unterstuetzende-massnahmen-von-stromnetzbetreibern/\\$file/20121012\\_BDEW-VKU%20Praxis-Leitfaden\\_fuer\\_unterstuetzende\\_Ma%C3%9Fnahmen\\_von\\_Stromnetzbetreibern.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20121012-bdew-vku-leitfaden-praxis-leitfaden-fuer-unterstuetzende-massnahmen-von-stromnetzbetreibern/$file/20121012_BDEW-VKU%20Praxis-Leitfaden_fuer_unterstuetzende_Ma%C3%9Fnahmen_von_Stromnetzbetreibern.pdf), zuletzt geprüft am 22.10.2015.

Birkner, Peter (2013): Smart Grid konkret – Die Kernelemente der Energiewende. In: Thomas Kästner, Henning Rentz (Hg.): Handbuch Energiewende. Essen, Ruhr: etv Energieverlag, S. 57–72.

BMWi (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch).

BNetzA (2013): Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS). V 2.0. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer6/BK6\\_91\\_Bilanzkreisabrechnung/08%20achte%20Mitteilung/MaBiS\\_2.0\\_Gesch%C3%A4ftsprozesse.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer6/BK6_91_Bilanzkreisabrechnung/08%20achte%20Mitteilung/MaBiS_2.0_Gesch%C3%A4ftsprozesse.pdf?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 22.10.2015.

BNetzA (2014): Monitoringbericht 2014.

Bosch (2015): Virtual Power Plant Manager aktiviert – Netz und Handel optimiert. Mit den Connected-Energy Solutions von Bosch Software Innovations. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bosch-si.com/media/de/bosch\\_software\\_innovations/documents/brochure/energy\\_4/virtual\\_power\\_plant\\_energy.pdf](https://www.bosch-si.com/media/de/bosch_software_innovations/documents/brochure/energy_4/virtual_power_plant_energy.pdf), zuletzt geprüft am 22.10.2015.

Caterva (2015): Das Caterva Energiespeichersystem (ESS). Online verfügbar unter [http://www.caterva.de/pdf/Caterva\\_ESS\\_Paper.pdf](http://www.caterva.de/pdf/Caterva_ESS_Paper.pdf), zuletzt geprüft am 21.10.2015.

Check24 (2012): CHECK24-Kundenumfrage zur Akzeptanz des Smart Meterings. Schlechte Aussichten für digitale Zähler.

dena (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.

dena (2013): dena Ergebnispapier: Die Entwicklung der Märkte für Flexibilität in der Stromversorgung.

FNN (2009): TransmissionCode 2007 – Anhang D2 Teil 1. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl/pool>, zuletzt geprüft am 21.10.2015.

Fritsch, Thomas von (2014): Smart Grids - Gespräche für Verteilnetzbetreiber. Reicht der geltende Regulierungsrahmen? - um fit zu sein für die Zukunft. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW. Stuttgart, 2014. Online verfügbar unter [http://www.smartgrids-bw.net/fileadmin/documents/2014\\_07\\_23\\_Fritsch\\_Reicht\\_der\\_geltende\\_Regulierungsrahmen-Zukunft\\_fvf\\_22.7.2014.pdf](http://www.smartgrids-bw.net/fileadmin/documents/2014_07_23_Fritsch_Reicht_der_geltende_Regulierungsrahmen-Zukunft_fvf_22.7.2014.pdf), zuletzt geprüft am 22.10.2015.

Helfferich, Cornelia (2011): Die Qualität qualitativer Daten. Manual für die Durchführung qualitativer Interviews. 4. Aufl. Wiesbaden: VS Verl. für Sozialwiss (Lehrbuch).

KfW (2015): Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher", zuletzt geprüft am 21.10.2015.

Lauterborn, Axel (2014): Netz- und Marktakteure im Smart market. In: Christian Aichele und Oliver D. Doleski (Hg.): Smart Market – Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt. Wiesbaden: Springer, S. 215–234.

Meuser, Michael; Nagel, Ulrike (2002): ExpertInneninterviews - vielfach erprobt, wenig bedacht. In: Alexander Bogner, Beate Littig und Wolfgang Menz (Hg.): Das Experteninterview. Theorie, Methode, Anwendung. Opladen: Leske und Budrich, S. 71–93.

Siemens (2013): Virtual Power Plants by Siemens. DEMS - Decentralized Energy Management System, 2013. Online verfügbar unter [http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/distributetech/Documents/DEMS\\_VPPs.pdf](http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/distributetech/Documents/DEMS_VPPs.pdf), zuletzt geprüft am 22.10.2015.

Swissgrid (2015): Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte. Produktbeschreibung – gültig ab Februar 2015.

VDE (2014): VDE-Studie "Regionale Flexibilitätsmärkte" (RegioFlex). Berlin.