

# Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF)

Andreas Zeiselmaier<sup>1</sup>, Simon Köppl<sup>1</sup>, Thomas Estermann<sup>1</sup>, Nico Lehmann<sup>2</sup>,  
Emil Kraft<sup>2</sup>, Nikolai Klemp<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Am Blütenanger 71, 80995 München  
[azeiselmaier@ffe.de](mailto:azeiselmaier@ffe.de), [www.ffe.de](http://www.ffe.de)

<sup>2</sup>Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe  
[nico.lehmann@kit.edu](mailto:nico.lehmann@kit.edu), [www.iip.kit.edu](http://www.iip.kit.edu)

<sup>3</sup>Universität Stuttgart, IER, Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart  
[nikolai.klemp@ier.uni-stuttgart.de](mailto:nikolai.klemp@ier.uni-stuttgart.de), [www.ier.uni-stuttgart.de](http://www.ier.uni-stuttgart.de)

## **Kurzfassung:**

*Der Beitrag erläutert auf Grundlage von beschriebenen Marktmechanismen, welche im Rahmen des Projekts C/sells für ein zelluläres Energiesystem entwickelt werden, die Wertversprechen von Flex-Plattformen für den netzdienlichen Handel von Flexibilität. Diese stellen Netzbetreibern ein zukünftiges Werkzeug für marktbasierendes Engpassmanagement zur Verfügung. Hierzu werden die Funktionen des C/sells Flex-Plattform Konzepts sowie die Interaktionen der beteiligten Akteure vorgestellt. Anschließend werden Charakteristika des Altdorfer Flexmarkts (ALF) als eine Implementierung des Flex-Plattform Konzepts detailliert beschrieben. Auf Basis der Systemlandschaft werden spezifische Prozessschritte erläutert und auf die Schwerpunkte bei der Umsetzung von ALF eingegangen. Hierzu gehört neben dem einfachen Marktzugang von Kleinanlagen die Integration in die durch intelligente Messsysteme bereitgestellte Infrastruktur. In der Zusammenfassung werden die Inhalte im energiewirtschaftlichen Kontext verortet und ein Ausblick auf die weitere Umsetzung gegeben.*

**Keywords:** zelluläres Energiesystem, Flex-Plattform, Engpassmanagement, Flexibilitätsmarkt, Flexibilität, netzdienlich, regionalisierter Handel

## **1 Märkte als zentraler Mechanismus eines zellulären Energiesystems**

Die von der Bundesregierung festgelegten Ziele zur Energieversorgung [1] führen im Kern zu einer Abkehr von der bisherigen, ressourcenbasierten Energieversorgung hin zu einer weitest gehenden Dekarbonisierung des Energiesystems bis Mitte des Jahrhunderts. Der damit einhergehende Ausbau erneuerbarer Energien bedingt eine Umstrukturierung des bislang zentral organisierten Systems [2]. Millionen von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern müssen intelligent miteinander vernetzt werden. Neben einer Umstrukturierung führt der

Ausbau von volatilen erneuerbaren Energien auch zu neuen Herausforderungen beim Energieausgleich und im Bereich der Netze. [3]

Der zelluläre Ansatz stellt eine Möglichkeit dar, diesen Herausforderungen zu begegnen. Sie sind als ein von der Umgebung abgegrenztes Energiesystem definiert welches über Schnittstellen mit dem übergeordneten Energiesystem verbunden ist. Die Zellfunktionen ermöglichen ein autonomes Energiemanagement mit einer Optimierung von Erzeugung und Verbrauch im System, wobei ein Austausch von Produkten und Dienstleistungen mit anderen Zellen stattfindet [in Anlehnung an 4].

Das Projekt C/sells schafft intelligente Verbindungen zwischen vielfältigen Zellen, sodass ökonomische mit technischen Rahmenbedingungen in Einklang gebracht werden und ein nachhaltiges Wirtschaften und die Partizipation vielfältiger Akteure ermöglicht wird. Dabei wird der süddeutsche Solarbogen von Bayern im Osten über Baden-Württemberg bis nach Hessen im Nordwesten genutzt, um ein zellulär strukturiertes Energiesystem zu untersuchen und zu demonstrieren [5, 6].

Um den Austausch von Produkten und Dienstleistungen zwischen Zellen zu ermöglichen, kommen neben einem direkten Handel zwischen den Zellen<sup>1</sup> Märkte und deren Funktionen in Betracht. Märkte übernehmen im Allgemeinen die Koordinierungsfunktion mittels Preisbildung, ermöglichen den Handel zum Marktpreis, sodass eine Markträumung stattfindet, allokiert die vorhandenen Güter und bieten die Möglichkeit zur Erzielung von Renten. Zusätzlich haben sie das Potenzial zu Effizienzsteigerungen (Markteffizienzhypothese) und zu Innovationsanreizen [7]. Die Möglichkeit des Marktzutritts dezentraler Anlagen in bestehende und neue Märkte kann zu einer aktiven Ausrichtung der Energiemanagementsysteme, z.B. eines Stadtquartiers, auf die Bereitstellung der Produkte und Dienstleistungen führen [8].

Im Projekt C/sells wird zwischen drei Arten von Handelsplätzen für Energie und Flexibilität unterschieden (vgl. Abbildung 1-1).

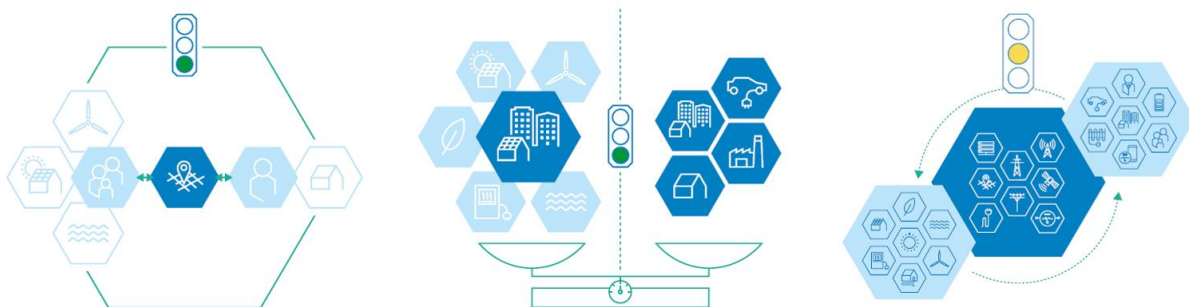


Abbildung 1-1: Die drei C/sells-Handelsplätze: Regionaler marktdienlicher Handel, zentraler marktdienlicher oder systemdienlicher Handel, netzdienlicher Handel  
Quelle: Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.

Der regionale marktdienliche Handel hat die sichere, effiziente und regionale Vermarktung von Strom zum Ziel. Dies gilt auch für Stromkleinstmengen und den Bezug von Strom. Untersuchungen zu regionalen Energiemärkten gewinnen insbesondere in jüngster Vergangenheit an Popularität [9], da ihnen Vorteile gegenüber zentralen Märkten zugesprochen werden. Die Idee ist, den lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu

<sup>1</sup> Auch als OTC-Handel bezeichnet (englisch: *over the counter*).

steigern und damit zur Systemstabilität beizutragen [10]. Weiterhin können regionale Märkte Kleinstherzeuger, Prosumer und Verbraucher stärken und zur Befriedigung von Präferenzen beitragen. Es wird die lokale Wertschöpfung gefördert und dezentrale Investitionen werden lukrativer [11]. Für die erfolgreiche Implementierung eines dezentralen Energiesystems ist die Akzeptanz und Unterstützung seitens der Bevölkerung notwendig [12]. Diesem Umstand wird durch den regionalen Handel Rechnung getragen.

Der zentrale marktdienliche Handel sowie der systemdienliche Handel umfassen den bereits heute etablierten Großhandelsmarkt bzw. den Regelleistungsmarkt, erweitert um die Integration zellulär organisierter, dezentraler kleinteiliger Anlagen. Durch den bevorstehenden Smart Meter Rollout, zelluläre Aggregationskonzepte und das dadurch entstehende Potenzial, auch kleine Anlagen anzusteuern und zu geringen Transaktionskosten zu vermarkten, ergibt sich die Möglichkeit volkswirtschaftlicher Effizienzgewinne. Auch am Regelleistungsmarkt ergeben sich durch die intelligente Organisation neue Vermarktungsmöglichkeiten, indem bisher nicht wirtschaftlich aggregierbare, dezentrale Anlagen aggregiert die Präqualifikationsanforderungen erfüllen und Regelleistung erbringen können [15, 16]. Somit eröffnen sich Möglichkeiten, als dezentrale kleinteilige Anlage zu einer sicheren Systemführung beizutragen und darüber hinaus potenziell zusätzliche Erlöse zu generieren.

Mit dem letzten der drei C/sells-Handelsplätze, dem netzdienlichen Handel, sollen die für Netzbetreiber heute bestehenden Mechanismen für einen sicheren Netzbetrieb um einen marktlichen Mechanismus ergänzt werden. Ziel des marktlichen Mechanismus ist es, Anbieter insbesondere kleinteiliger dezentraler Flexibilitätsoptionen effizient mit dem Flexibilitätsbedarf der Netzbetreiber zur Vermeidung bzw. Behebung von Netzengpässen zusammenzuführen. Dies erfolgt koordiniert über alle Netzebenen. Der marktliche Ansatz gewährleistet hierbei durch die Freiwilligkeit der Teilnahme am C/sells-Handelsplatz, dass die Anbieter in ihrer Autonomie nicht eingeschränkt werden. In Abgrenzung zum regionalen marktlichen Handel ist das Anwendungsgebiet ausschließlich das Netz. Im Gegensatz zum markt- und systemdienlichen Handel ist hingegen eine regionale Komponente im Flexibilitätsangebot zwangsläufig notwendig, um die örtlich begrenzte Wirksamkeit von Flexibilität auf einen Netzengpass zu berücksichtigen.

## **2 Flex-Plattformen für netzdienlichen Handel**

Durch den anfangs beschriebenen Wandel des Energiesystems ergeben sich geänderte Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze gegenüber dem ursprünglichen Auslegungszustand, denen Netzbetreiber entsprechend den geltenden Planungsgrundsätzen (Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau) begegnen. Der verzögert voranschreitende Netzausbau führen zusammen mit der geänderten Erzeugungssituation aktuell vermehrt zu Netzengpässen. Die Kosten für deren Behebung überschritten 2015 und 2017 eine Milliarde Euro und führten zu einer Diskussion über Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung der Netzengpassmanagement Prozesse. [1] Doch selbst mit Netzausbau

ist es wirtschaftlich sinnvoll bei der Auslegung der Netze die Möglichkeit einer Abregelung von EE-Anlagen zu berücksichtigen (3 % der Jahresenergiemenge einer EE-Anlage<sup>2</sup> [18]).

Netzbetreiber müssen limitierte Übertragungskapazitäten des elektrischen Netzes in ihren Netzbetriebsplanungsprozessen berücksichtigen. Während die Definition von netzengpassfreien Marktgebieten und der Netzausbau rahmensetzende Lösungsoptionen zur Vermeidung von Netzengpässen darstellen, sind kurzfristig lediglich Anpassungen im Netz- und Anlagenbetrieb mögliche Lösungsoptionen. Die heute verfügbaren Maßnahmen sind in § 13 EnWG und § 14 EnWG definiert. § 13 EnWG regelt bereits die Möglichkeiten und Reihenfolge von anzuwendender Engpassmanagementmaßnahmen für den Übertragungsnetzbetreiber. So müssen netzbezogene Maßnahmen (Netztopologie-maßnahmen) vor marktbezogenen Maßnahmen (Redispatch/Countertrading, Ab-/Zuschaltbare Lasten, Netz-/Kapazitätsreserven) vor zusätzlichen Reserven nach § 13 (1) S. 1-2 EnWG gezogen werden. Notfallmaßnahmen (Einspeisemanagement, kaskadierte Anlagensteuerung) gemäß § 13 (2) EnWG stellen die Ultima Ratio dar. Gemäß § 14 EnWG gelten diese entsprechend für Verteilnetzbetreiber. Hieraus lässt sich ein allgemeiner Vorrang von Marktmechanismen vor Notfallmaßnahmen ableiten.

Gemäß der Intention des SINTEG-Förderprogramms stehen „sichere, effiziente und massengeschäftstaugliche Verfahren, innovative Technologien sowie Marktmechanismen für flexible, intelligente Netze und Märkte“ im Fokus. [19] Dazu gehört auch die Entwicklung von neuen Marktmechanismen für Netzengpassmanagement. Prinzipiell besteht eine Vielzahl an möglichen Lösungsoptionen für marktbasierende Konzepte, die bereits in [20] oder [21] analysiert wurden. Eine dieser Optionen stellt das Flex-Plattform Konzept dar, welche im Rahmen von C/sells entwickelt wird. Das C/sells Flex-Plattform Konzept erweitert die marktbezogenen Maßnahmen für Netzbetreiber aller Spannungsebenen und zielt auf einen effizienten Prozess zur Anzeige und Vermittlung von Flexibilitätsoptionen zur Anwendung für das Netzengpassmanagement ab. Die Nutzbarmachung der Flexibilität aus dezentralen, im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen, steht dabei im besonderen Fokus. Zu beachten ist, dass in C/sells insgesamt drei Umsetzungen des Flex-Plattform Konzepts existieren (ReFlex der Energienetz Mitte GmbH, comax der TenneT TSO GmbH und ALF der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. gemeinsam mit der Bayernwerk AG). Allen drei Plattformen liegt das gleiche Konzept zugrunde; aufgrund eines jeweils unterschiedlich gesetzten Fokus und der Vielzahl an adressierten Netzengpasssituationen unterscheiden sie sich allerdings in einzelnen Aspekten wie beispielsweise der Produktausgestaltung oder der Integration von Kleinanlagen. Im nächsten Kapitel wird auf die spezifischen Prozesse der ALF Plattform eingegangen.

Über die grundlegenden Prozesse im Flex-Plattform-Konzept gibt nachfolgende Abbildung 2-1 einen Überblick. Hierbei sind verschiedene Prozesse dargestellt: die der Flex-Plattform selbst (dunkelblau), deren Zusammenspiel untereinander und die als technische Schnittstellen (hellblau) bezeichnete Prozesse, die außerhalb der Flex-Plattform ablaufen.

---

<sup>2</sup> Gemäß § 11 EnWG können Netzbetreiber ihre Netzplanung unter der Annahme durchführen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Onshore-Windkraftanlagen in ihrem Netzgebiet um bis zu 3 % je Anlage reduziert werden darf.

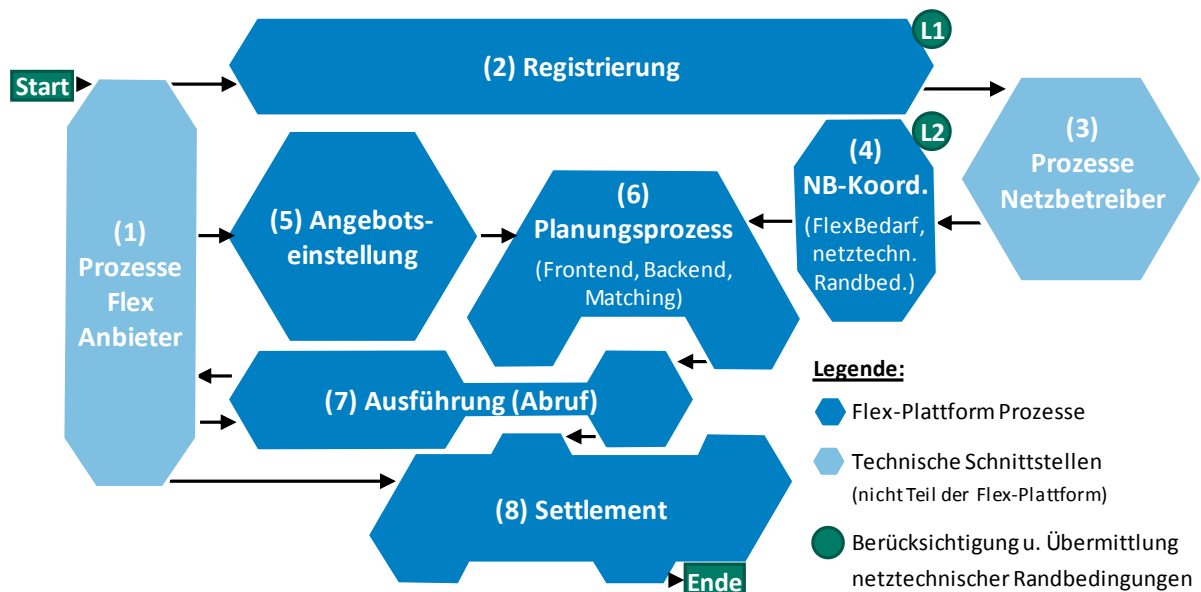


Abbildung 2-1: Überblick zum Aufbau und den Prozessen des C/sells-Flex-Plattform-Konzeptes

Das Konzept besteht aus sechs Flex-Plattform-Prozessen und zwei technischen Schnittstellen. Nachdem ein potenzieller Flex-Anbieter (im Sinne des Einsatzverantwortlichen (EIV) § 13a EnWG, [22]) sich für eine Teilnahme an der Flex-Plattform entschieden hat (1), beginnt der Prozess der Registrierung (2). Die Registrierung von Flex-Anbietern und ihren zugehörigen Flex-Optionen auf der Plattform ist Grundvoraussetzung, um Flexibilität auf der Plattform zu vermarkten.

Als Flex-Anbieter können Betreiber von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichieranlagen auftreten, die ihre Einspeise- oder Entnahmeleistung bei Bedarf gezielt anpassen können. Hierbei werden die Stammdaten des EIV und seiner flexiblen technischen Einheit (TE) übertragen. Die TE wird hinsichtlich ihrer netztechnischen Wirksamkeit durch die Netzbetreiber verortet, auf deren Netzgebiet die zukünftige Flexibilitätserbringung durch die TE Auswirkungen hat (beginnend beim Anschlussnetzbetreiber und anschließend alle überlagerten Netzbetreiber). Nach Abschluss der Registrierung können entsprechend der Anlagenverfügbarkeiten Gebote durch den Flex-Anbieter auf der Flex-Plattform eingestellt werden (5). Bedarfsseitig wird Input durch die Netzbetreiber auf der Flex-Plattform eingestellt, die mittels Netzzustandsprognosen und Sensitivitätsanalysen ihren Flexibilitätsbedarf sowie potenzielle Einschränkungen für den Abruf von technischen Einheiten in ihrem Netzgebiet ermitteln (3) und an die Plattform zur Koordination übertragen (4). Der Planungsprozess auf der Plattform beinhaltet neben einer Benutzerschnittstelle zur Dateneingabe und zur Visualisierung von verfügbaren Flexibilitätsangeboten (Frontend), der Datenverarbeitung (Backend) insbesondere das Zusammenführen (Matching) von Angebot und Nachfrage zur Behebung von Netzengpassituationen und den energetischen Ausgleich (6). Nachdem der Abruf entsprechend der Auswahl der technischen Einheiten übertragen wurde und erfolgt ist (7), umfasst der abschließende Settlement-Prozess die dem Abruf nachgelagerten Funktionen (8). Dazu zählt der Nachweis zur Erbringung der angeforderten Flexibilität, die Abrechnung, der bilanzielle Ausgleich und die Erfüllung der Dokumentationspflichten, mit denen die Prozesse des Flex-Plattform Konzepts abgeschlossen sind.

Nachfolgend wird mittels eines e<sup>3</sup>-Value-Diagramms nach [23] ein Überblick zum Zusammenspiel der am Prozess der Flex-Plattform beteiligten Akteure gegeben (vgl. Abbildung 2-2). Dies umfasst die Interaktion der Netzbetreiber mit Flexibilitätsanbietern (EIV) und die Koordination zwischen überlagerten und unterlagerten Netzbetreibern hinsichtlich netztechnischen Randbedingungen über die Flex-Plattform.

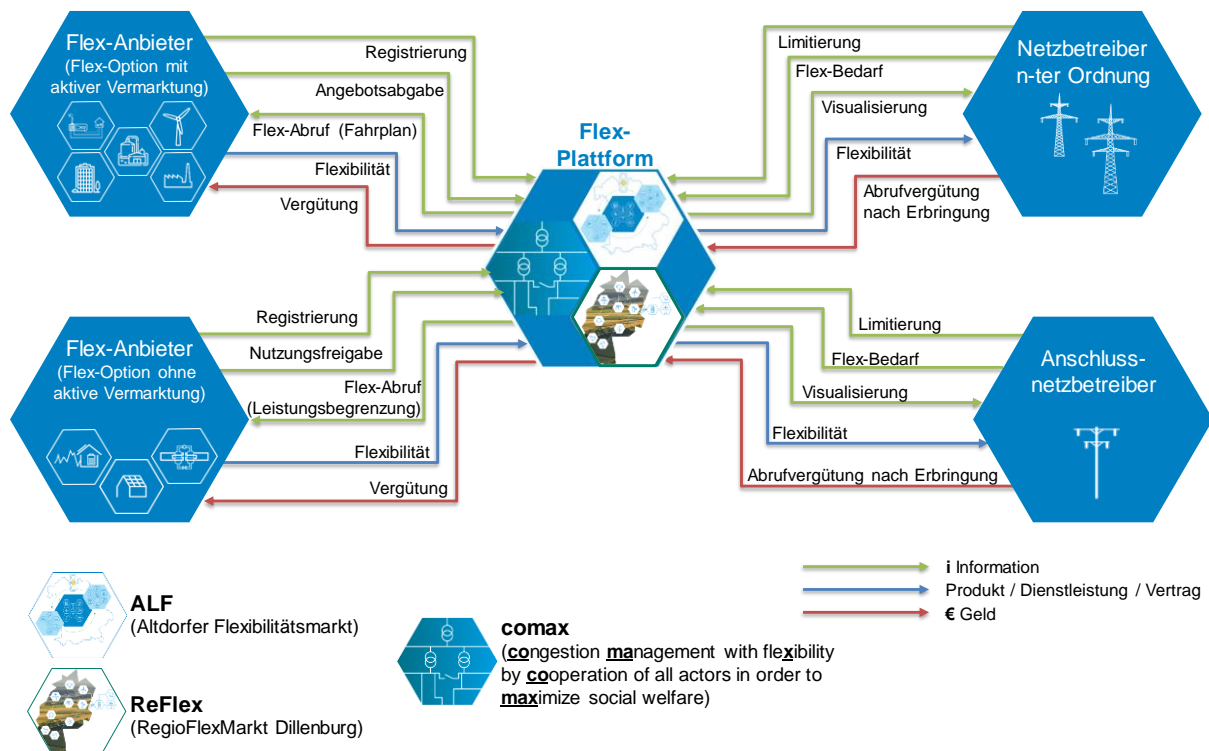


Abbildung 2-2: Vereinfachtes e<sup>3</sup>-Value-Diagramm der Funktionen und Interaktionen der beteiligten Akteure über die in C/sells entwickelten Flex-Plattformen ALF, ReFlex und comax

Als zentraler Vermittler steht die Flex-Plattform mit den Kernfunktionen des Planungsprozesses (Matching, Frontend/Backend) und der Ausführung bzw. des Flexibilitätsabrufs. Das System teilt sich dabei in ein Backend, in welchem alle internen Plattform-Prozesse und -Funktionen stattfinden und ein Frontend, über welches den beteiligten Akteuren Oberflächen und Schnittstellen zur Interaktion und Visualisierung zur Verfügung stehen.

Auf der Flex-Plattform agieren prinzipiell zwei verschiedene Gruppen von Akteuren:

1. Als **Flex-Nachfrager** (Abbildung 2-2, rechts) wird der Netzbetreiber bezeichnet, der auf der Flex-Plattform seine Nachfrage zur Lösung seines Netzengpasses einstellen kann.
2. **Flex-Anbieter** (Abbildung 2-2, links) bieten über die Flex-Plattform ihre Flexibilität an. Sie stellen sog. Flex-Angebote auf der Plattform ein bzw. geben ihre Flex-Option zur Nutzung frei, wenn sie selbst ihre Anlage nicht aktiv vermarkten. In letzterem Fall müssten keine regelmäßigen (z. B. täglichen) Vermarktungsentscheidungen durch aktualisierte Gebotseinstellungen getroffen werden; der Flexibilitätsabruf würde entsprechend vergütet.

Die Aufgaben und Rollen dieser Akteure gliedern sich bei Interaktion mit der Plattform in den Ablauf und die Funktionalitäten der Plattform ein.

Wie beschrieben stellen die erläuterten Funktionen und Prozesse das Grundgerüst der in C/sells entwickelten Umsetzungen zum Flex-Plattform Konzept dar. Im folgenden Kapitel soll exemplarisch die Ausgestaltung des Altdorfer Flexmarkts (ALF) im Detail beschrieben werden.

### **3 Der Altdorfer Flexmarkt – eine prototypische Umsetzung**

Der Altdorfer Flexmarkt (ALF) stellt die Implementierung der Flex-Plattform für den Feldversuch der FfE in Zusammenarbeit mit Bayernwerk in Altdorf bei Landshut dar. ALF versteht sich dabei als Markt- und Koordinationsplattform für dezentrale Flexibilität. Bei der Umsetzung wird insbesondere auf die spezifischen Anforderungen eines Verteilnetzbetreibers eingegangen.

#### **3.1 Motivation und Zielsetzung**

Die zukünftigen Herausforderungen im Verteilnetz sind neben dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien geprägt von neuen elektrischen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen und elektrischen Wärmeerzeugern. Neben den damit verbundenen Netzbelastungen aufgrund potenziell hoher Gleichzeitigkeit bieten gerade diese Anlagen auch relevantes Flexibilisierungspotenzial, welches netzentlastend wirken kann. Bislang fehlen jedoch auf Seiten der Verteilnetzbetreiber ausreichende Möglichkeiten – außerhalb von Notfallmaßnahmen – auf die vorhandene Flexibilität zuzugreifen. Gerade hinsichtlich marktbezogener Maßnahmen sind die Möglichkeiten von Verteilnetzbetreibern im Vergleich zu Übertragungsnetzbetreibern deutlich begrenzter. Nach Ausschöpfen aller netzseitigen Maßnahmen steht ihnen lediglich die Abregelung von Verbrauchsanlagen nach den Vorgaben in § 14a EnWG zur Verfügung. Diese erhalten im Gegenzug eine statische Verringerung von Netzentgelten. [24], [25]

Zur Nutzung der im Verteilnetz vorhandenen Flexibilität versteht sich ALF daher als Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Flexibilität im Netzgebiet. Das übergeordnete Ziel liegt dabei darin, den Einsatz verfügbarer Flexibilität kostenoptimal, sicher und zuverlässig zu gewährleisten. Netzbetreiber erhalten durch ALF folglich ein neues Werkzeug, in ihrer Betriebsplanung flexibel auf Netzengpässe zu reagieren und somit ihren Bedarf an Notfallmaßnahmen wie Einspeisemanagement zu reduzieren. ALF bietet so einen Marktmechanismus für das Netzengpassmanagement, um die vorhandene Lücke bei marktbezogenen Maßnahmen – insbesondere auf Seiten des Verteilnetzbetreibers – zu schließen. Die Funktionen und Prozesse wurden daher unter Berücksichtigung der entsprechenden Anforderungen entworfen (Kapitel 3.3)

Die Plattform ist prinzipiell offen konzipiert und auf sämtliche Spannungsebenen anwendbar. Gerade für die Umsetzung im Feldversuch konzentriert sich die Anwendung allerdings auf Anlagen in der Nieder- und Mittelspannungsebene. So soll gerade durch die Integration von Kleinanlagen, welche bislang keine Möglichkeiten zur Flexibilitätsvermarktung hatten, ein Marktzugang geboten werden (Kapitel 3.2). Bei der Pilotumsetzung im Feld liegt weiter ein Fokus auf der Demonstration der Funktionsfähigkeit durch Integration der intelligenten Messsysteme (iMSys) (siehe Kapitel 3.4).

Durch die Erschließung lokal verorteter Flexibilität können die Netze besser ausgelastet und Einspeise- und Verbrauchsspitzen reduziert werden. Eine detaillierte Beschreibung des Plattformkonzepts von ALF findet sich in [24].

### 3.2 Einfacher Marktzugang für Kleinanlagen

Ein Alleinstellungsmerkmal des Altdorfer Flexmarkts ist die Berücksichtigung von kleineren Anlagen wie Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen oder Elektrofahrzeuge, welche insbesondere in der Niederspannung betrieben und bislang nicht aktiv vermarktet werden. Da die Flexibilität dieser Anlagen durchaus erhebliches Potenzial bietet, wurde an der FfE eine Methodik zur Integration solcher Kleinanlagen in einen zukünftigen Flexibilitätsmarkt entwickelt. Zu diesem Zweck wurde die Produktart der Langzeitkontrahierung entwickelt, welche durch Nutzungsfreigabe Betreibern solcher Anlagen einen möglichst einfachen Zugang zu ALF gewährleistet. [25]

Mittels dynamischer, bedarfsspezifischer Aggregation und einer darauf basierenden Verfügbarkeitsermittlung auf Basis von historischen Daten in Kombination mit tagesaktuellen Witterungsprognosen wird eine bedarfsgerechte Anlagensteuerung ermöglicht. [26], [27] Grundlage für eine einfache Integration war die Orientierung an bereits bestehenden Mechanismen und Randbedingungen, wie sie aktuell bereits in § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung gegeben sind. Diese Regelung stellt aktuell die einzige Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber dar, außerhalb der roten Ampelphase auf Flexibilität zuzugreifen.

§ 14a EnWG verpflichtet Verteilnetzbetreiber, Letztverbrauchern in der Niederspannung (mit separatem Zählpunkt) ein reduziertes Netzentgelt anzubieten, sobald diese im Gegenzug netzdienlich steuerbar sind. Insgesamt erhalten auf diese Weise mehr als 1,4 Millionen steuerbare Verbrauchseinrichtungen (insb. elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen) ein reduziertes Netzentgelt. Bei Annahme typischer Jahresverbräuche<sup>3</sup> und einer durchschnittlichen Netzentgeltreduktion für steuerbare Anlagen von 3,53 ct/kWh lassen sich so aktuell jährlich entgangene Netzentgelterlöse von etwa 550 Millionen € approximieren, welche auf die Netzentgelte der übrigen Netzkunden umgelegt werden. [17]

Da die Anlagenregelung nach der bisherigen technischen Umsetzung mittels Rundsteuersignal nicht bedarfsspezifisch erfolgen kann und die Netzentgeltreduktion somit pauschal ohne marktlichen Anreiz geschieht, kann der Wert als eine Referenz für das Investitionsvolumen zur Erschließung von Kleinanlagen dienen.

### 3.3 Plattform Funktionen und Prozesse

Der Prozessablauf auf ALF basiert grundsätzlich auf den in Abbildung 2-1 beschriebenen Prozessen. In der näheren Spezifikation von ALF wird nachfolgend auf die in Kapitel 3.1 genannten spezifischen Anforderungen und das technische Umsetzungskonzept eingegangen, um die Spezifika von ALF, also die Produktausgestaltung, die Funktionen

---

<sup>3</sup> Annahmen: Jahresarbeitszahlen und Anteile von Luft- (2,8/52 %) und Erdwärmepumpen (3,5/48 %) nach [35] und [36] sowie der mittleren Wärmeerzeugung je Technologie nach [37]



Matching und Abruf unter Berücksichtigung der iMSys-Architektur detailliert zu beschreiben. In Abbildung 3-1 ist die Systemlandschaft der verschiedenen Plattformfunktionen und deren Schnittstellen dargestellt.

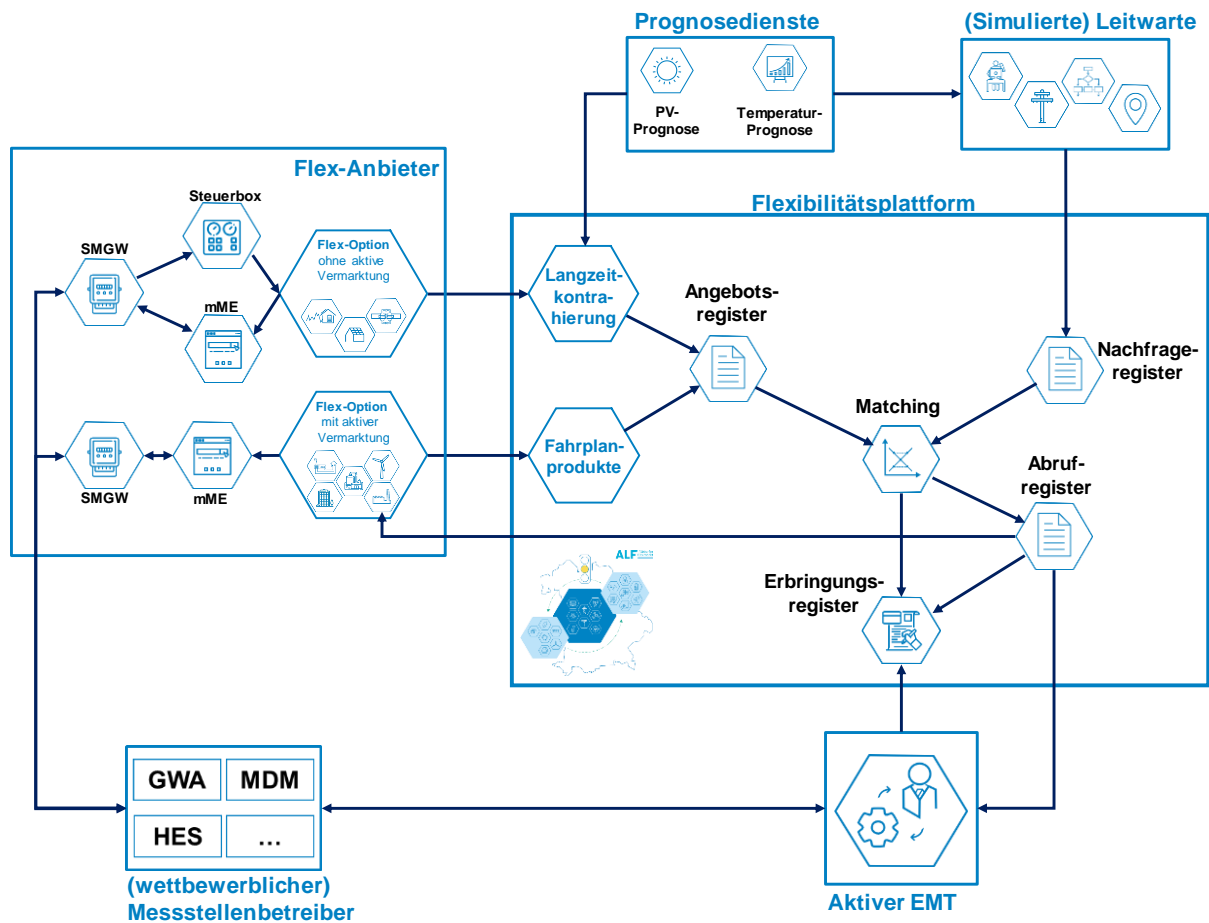


Abbildung 3-1: Systemlandschaft des Altdorfer Flexmarkts

Je Anbieter können prinzipiell mehrere Flex-Optionen registriert und angelegt werden. Nach Eintragung einer neuen Flex-Option wird der jeweilige Anschlussnetzbetreiber aufgefordert, die Verortung der Anlage innerhalb seines Netzgebietes zu übernehmen. Bei der Angebotserstellung auf ALF wird zwischen Flex-Anbietern von Anlagen mit und ohne aktive Vermarktung unterschieden. Für diese stehen jeweils unterschiedliche Produktarten zur Verfügung:

1. **Fahrplanprodukte** für Anlagen mit aktiver Vermarktung. Dabei handelt es sich um direkt oder über einen Aggregator vermarktete Anlagen, welche zu diesem Zweck über bereits im Vorfeld geplante Arbeitspunkte, die sog. Baseline verfügen. Die Flex-Anbieter solcher Anlagen können folglich ihr Angebot in Form einer Leistungs-Preiszeitreihe auf der Plattform hochladen und ihre Flexibilität individuell anbieten.
2. **Langzeitkontrahierung** für Anlagen ohne aktive Vermarktung. Dabei ist von Seiten des Flex-Anbieters lediglich die Freigabe zur Nutzung der Flex-Option unter definierten Randbedingungen notwendig (siehe Abschnitt 3.2).

Die Bedarfsprognose und Erstellung der Nachfrage geschieht auf Seiten des Flex-Nachfragers, der auf Basis von Netzsimulationen unter Einbeziehung von Prognosediensten mögliche Engpässe in seinem Netz identifiziert und daraus einen Bedarf an Flexibilität ableitet. Die Übergabe der Nachfrage erfolgt in Form eines Leistungswertes mit Netzzuordnung, zugehörigem Erbringungszeitpunkt und -dauer sowie optional eines Maximalpreises.

Nach erfolgreicher Abgabe von Angebot und Nachfrage erfolgt das Mapping im Sinne einer Filterung aller für die Nachfrage in Frage kommenden Angebote und die spezifische Aggregation der Angebote mit Langzeitkontrahierung bei Nutzung von externen Prognosediensten. Dies stellt eine spezifische Funktion von ALF dar, die auf den Fokus auf Kleinanlagen ohne aktive Vermarktung zurückzuführen ist (siehe Kapitel 3.2). [28]

Die Allokation von Flex-Nachfrage und Flex-Angebot erfolgt schließlich im Matching. Da Flex-Anbieter mehrere Randbedingungen (z. B. Sperrzeiten zwischen Abrufen, maximale/minimale Abrufdauer, Anzahl erlaubter Abrufe pro Tag) mit ihren Angeboten vorgeben können, sind Angebote und Nachfragen auf ALF sehr spezifisch. Ein Matching über Standardkontrakte, wie sie üblicherweise an Strombörsen (z. B. EPEX SPOT) gehandelt werden, ist daher nur schwer möglich, da welche auch zu einer Anbietereinschränkung auf ALF führen könnte. Für einen lokalen Markt wie in ALF vorhergesehen, ist es aber wichtig, dass es so wenige Anbietereinschränkungen wie möglich gibt, um Liquidität im Marktgebiet zu gewährleisten. Der Schlüsselindikator für das Matching ist also nicht nur der Preis, sondern auch andere Kriterien wie die verschiedenen Randbedingungen oder die Lokalität im Netz. Diese Marktstruktur wird nach [29] als „matching markets“ bezeichnet. Die Lokalität der Flex-Optionen wird bereits in einer vorgelagerten Filterfunktion (Mapping) berücksichtigt. Für ein effektives Matching müssen die oben genannten Randbedingungen zusätzlich zu der effektiven Leistung und den Kosten jeder Flex-Option berücksichtigt werden. ALF nutzt deshalb eine gemischt-ganzzahlige Optimierung über den gesamten Erbringungszeitraum, um eine kostenoptimale Nutzung der vorhandenen Flexibilität unter Berücksichtigung aller Restriktionen zu gewährleisten. [30]

Der Abruf der kontrahierten Anlagen erfolgt schließlich über die Infrastruktur der intelligenten Messsysteme (iMSys) unter Einbeziehung der relevanten Akteure wie aktive Externe Marktteilnehmer (aEMT) und wettbewerblicher Messstellenbetreiber (wMSB). Technisch werden dabei Smart Meter Gateway (SMGW), moderne Messeinrichtung (mME) bzw. Steuerbox genutzt (siehe Kapitel 3.4).

Den letzten Schritt stellt das Settlement dar, zu dessen Zweck in ALF ebenfalls die iMSys-Architektur genutzt wird: Mittels Tarifierungsfällen (TAF) werden die notwendigen Informationen über das SMGW zum Zwecke der Dokumentation, des Erbringungsnachweises und der Abrechnung abgerufen.

### **3.4 Integration in die iMSys-Architektur**

Für die Übertragung von Mess- und Schaltsignalen zwischen der Flexibilitätsplattform und den verschiedenen Flex-Optionen wird auf iMSys und Steuerboxen zurückgegriffen (vgl. Abbildung 3-1). Ein intelligentes Messsystem besteht dabei aus einem SMGW sowie einer mME, die als „eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein SMGW sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann“, definiert ist [31]. Die moderne

Messeinrichtung ersetzt primär den bisher überwiegend verwendeten Ferrariszähler und übernimmt dessen Basisfunktion – die geeichte Messung verbrauchter Energie. Neben der modernen Messeinrichtung stellt das SMGW die zweite Komponente des iMSys dar und repräsentiert dabei die Kommunikationseinheit. Als Kernfunktionalität steht die Erhebung, Zeitstempelung, Verarbeitung, Übermittlung, Speicherung und Löschung von Messwerten und zugehöriger Daten im Vordergrund, wobei Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität zu gewährleisten sind. Gemäß [31] werden iMSys verpflichtend bei Einspeiseanlagen ab einer installierten Leistung von 7 kW, Verbrauchern ab einem Jahresenergiebedarf von 10.000 kWh sowie Anlagen, welche am Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG teilnehmen, schrittweise verbaut. [32]

Die unterschiedlichen Plattformfunktionen und –prozesse greifen dabei auf diverse Funktionalitäten der iMSys-Architektur zurück. Diese sind als Mindestanforderungen in [33] beschrieben, wodurch vermieden werden kann, dass die Plattform Prozesse bzw. Daten benötigt, welche durch die iMSys-Architektur nicht bereitgestellt werden können. So werden in Bezug auf die einzelnen Flex-Optionen Messdaten benötigt, welche je nach Plattformteilprozess in unterschiedlicher Auflösung und Frequenz zu übertragen sind. Die zu Grunde liegende Beschreibung der einzelnen Tarifierungsfälle (TAF) sind in [33] zu finden, wobei die folgende Aufzählung die Adaption der für die Plattform benötigten TAF enthält:

- **TAF 7: Zählerstandsgangmessung:**  
Für die Abrechnung, den Erbringungsnachweis und die Dokumentation ist für die Abrufdauer der Flex-Option der zugehörige Last- bzw. Erzeugungsgang auszuwerten. Historische Lastgänge werden ggf. für eine Verbesserung der Verfügbarkeitsprognose der Flex-Option verwendet.
- **TAF 9: Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage:**  
Für die Zustandsermittlung der Flex-Option vor dem Schalten sowie dem Nachweis durch Abruf des Messwertes nach dem Schalten wird der jeweilige Leistungswert der Verbrauchs- bzw. Erzeugungsanlage vor und nach dem Schaltvorgang benötigt.
- **TAF 10: Abruf von Netzzustandsdatenerhebung:**  
Für die Ermittlung des Flex-Bedarfs des Anschlussnetzbetreibers werden u. a. die Schwellwerte an neuralgischen Punkten im Netz definiert (bspw. Netzspannung), um Überlastungen frühzeitig zu detektieren.

Die SMGWs der ersten Generation unterstützen nach [34] die TAF 1, 2, 6 und 7. Die für die Plattformumsetzung zusätzlich notwendigen TAF 9 und 10 sind in Testgeräten zum Teil bereits vorhanden und sollen schrittweise in den weiteren Gerätegenerationen umgesetzt werden.

Neben den verschiedenen Messdaten, welche über die beschriebenen TAF übermittelt werden, ist die Übertragung und Umsetzung von Schaltsignalen der zweite wesentliche Bestandteil der Nutzung der iMSys-Architektur für die Umsetzung des Altdorfer Flexmarkts. Für den hierfür notwendigen transparenten Kanal zwischen der Schaltvorrichtung beim Probanden und der Flex-Plattform respektive aEMT sind in [33] verschiedene Kommunikationsszenarien beschrieben. Die Generierung eines Fahrplanes bzw. eine Abfolge von Schalthandlungen erfolgt in dem vorgestellten Konzept im Rahmen der Flex-Plattform,

wodurch auch die Kommunikationsinitiierung durch die Plattform respektive aEMT erfolgt. Somit findet das in [33] beschriebene Kommunikationsszenario HKS 4 „Transparenter Kanal initiiert durch EMT“ Anwendung.

Die beschriebene Kopplung der Flex-Plattform mit der iMSys-Architektur stellt sicher, dass für die Umsetzung im Feld keine zusätzliche proprietäre Schalt- und Messtechnik zu verbauen ist und somit das Potenzial zur Skalierbarkeit sowie zur Interoperabilität gegeben ist.

#### **4 Zusammenfassung und Ausblick**

In diesem Beitrag wurde zunächst das Konzept einer Flex-Plattform zum netzdienlichen Handel in den heutigen Marktrahmen eingeordnet. Dabei wurde gezeigt, dass netzdienlicher Handel konzeptionell ein sinnvolles ergänzendes Element neben dem zentralen Handel mit Systemdienstleistungen (Regelleistungsmarkt) und mit Strom (Strombörse) ist.

Im Rahmen des Projekts C/sells werden hierzu verschiedene Konzepte entwickelt und erprobt. Die Ergebnisse sollen schließlich als Musterlösung dienen, welche skalierbar und großflächig eingesetzt werden kann, um langfristig fester Bestandteil des Energiesystems zu werden.

Gemeinsam mit Bayernwerk wird ALF in Altdorf und Umgebung angewandt und die Anbindung und Integration von Probanden in das System erprobt. Das Ziel ist dabei, wertvolle Erkenntnisse unter anderem hinsichtlich des quantifizierbaren Flexibilitäts-Bedarfs und -Potenzials, der Teilnahmebereitschaft von Probanden oder dem Rollenverständnis für einen standardisierten Datenaustausch zu gewinnen. Bei der Implementierung sollen die angewandten Partizipationsansätze sowohl ein Verständnis für die Herausforderungen, insbesondere aber auch hinsichtlich der innovativen Lösungsansätze für das Energiesystem der Zukunft schaffen.

## 5 Literatur

- [1] Bundesregierung: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 2010.  
<https://archiv.bundesregierung.de/resource/blob/656922/779770/794fd0c40425acd7f46afacbe62600f6/energiekonzept-final-data.pdf?download=1>, abgerufen am: 14.01.2019
- [2] Brauner, G.: Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Strategien für die Energiewende. Wiesbaden: Springer Vieweg 2016
- [3] Koirala, B. P., Koliou, E., Friege, J., Hakvoort, R. A. u. Herder, P. M.: Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56 (2016), S. 722–744
- [4] Arbeitsstand Definition Energiezelle, VDE ETG ITG Arbeitskreis Energieversorgung 4.0, 2018
- [5] Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.: C/sells Überblick - Modellregion Süddeutschland. <http://www.smartgrids-bw.net/csells/csells-ueberblick/modellregion-sueddeutschland/>, abgerufen am: 27.06.2018
- [6] Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.: C/sells - Das Schaufenster für die nachhaltige Energiewende, 2018. <https://www.csells.net/de/>, abgerufen am: 13.11.2018
- [7] Varian, H. R.: Grundzüge der Mikroökonomik. Berlin, Boston: De Gruyter 2016
- [8] Parag, Y. u. Sovacool, B. K.: Electricity market design for the prosumer era. *Nature Energy* 1 (2016) 4, S. 16032
- [9] Mengelkamp, E., Staudt, P., Gärtner, J., Weinhardt, C. u. Huber, J.: Quantifying Factors for Participation in Local Electricity Markets. 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM). *IEEE 2018 - 2018*, S. 1–5
- [10] Mengelkamp, E., Gärtner, J., Rock, K., Kessler, S., Orsini, L. u. Weinhardt, C.: Designing microgrid energy markets. *Applied Energy* 210 (2018), S. 870–880
- [11] Regulatory Options for Local Reserve Energy Markets: Implications for Prosumers, Utilities, and other Stakeholders. FCN Working Paper 12/2014, Rosen, C. u. Madlener, R., Aachen 2014
- [12] Kalkbrenner, B. J., Yonezawa, K. u. Roosen, J.: Consumer preferences for electricity tariffs. Does proximity matter? *Energy Policy* 107 (2017), S. 413–424
- [13] Niessen, S.: Lokale Märkte für Synergie in Symbiose mit heutigen Strukturen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (2017) Ausgabe November 2017, S. 29–32
- [14] European Energy Exchange AG: EEX Händlerprüfung, 2019.  
<https://www.eex.com/de/schulungen/eex-haendlerpruefung>, abgerufen am: 14.01.2019

- [15] Dynamische Bestimmung des Regelleistungsbedarfs, Abschlussbericht, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel 2015
- [16] Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks, Abschlussbericht, Mackensen, R., Saint-Drenan, Y.-M., Fritz, R., Asanalieva, N., Widdel, M. u. Hahler, M., 2017
- [17] Monitoringbericht 2018. Bonn: Bundesnetzagentur, 2018.
- [18] Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad - Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in Verteilnetzen - FNN-Hinweis. Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2017.
- [19] SINTEG – Schaufenster intelligente Energie - Ein Programm zur Förderung von Schaufensterregionen für die Energieversorgung der Zukunft. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.
- [20] Bogensperger, Alexander; Lienert, Christoph; Zeiselmaier, Andreas; Köppl, Simon; Estermann, Thomas: Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems - Eine FfE-Kurzstudie im Rahmen der Projekte MONA 2030 und C/sells. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- [21] Ropenus, Stephanie: Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Berlin: Agora Energiewende, 2017
- [22] Frein, Christina: Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt - Anwendungshilfen - Strom und Gas. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016.
- [23] Gordijn, Jaap: Value-based Requirements Engineering - Exploring Innovative e-Commerce Ideas. Amsterdam: Vrije Universiteit Amsterdam, 2002
- [24] Zeiselmaier, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- [25] Zeiselmaier, Andreas et al.: Erschließung von Kleinanlagen nach § 14a EnWG zur Flexibilitätsvermarktung. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 03/2019. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2019.
- [26] Fünfgeld, Christian et al.: Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Cottbus: Energieressourcen-Institut e.V., 2002.
- [27] Uhrig, Martin Dipl.-Ing.: Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017
- [28] Estermann, Thomas et al.: Approach to determine the effect of local flexibility options within the framework of a smart market platform in: 8th Solar Integration Workshop. Stockholm: Energynautics GmbH, 2018.
- [29] Roth, Alvin: The Theory and Practice of Market Design - Prize Lecture. In: The Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 2012; Stockholm: Harvard University, Cambridge, MA, USA, Harvard Business School, Boston, MA, USA, 2012.

- [30] Morey, Mathew: Power Market Auction Design: Rules and Lessons in Market-based Control for the New Electricity Industry. Washington D.C.: Edison Electric Institute (EEI), 2001.
- [31] Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Ausgefertigt am 2016-08-29; Berlin: BMWi, 2016.
- [32] Bogensperger, Alexander; Estermann, Thomas; Samweber, Florian; Köppl, Simon; Müller, Mathias; Zeiselmaier, Andreas: Smart Meter - Umfeld, Technik, Mehrwert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- [33] Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 - Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems. Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), 2013.
- [34] FNN-Hinweis: Lastenheft Logmeldungen zur Einbindung von SMGW-G1-Geräten. Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2016.
- [35] Russ, Christel et al.: Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudebestand. Freiburg: Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2010
- [36] Günther, Danny; Miara, Marek et al.: WP Monitor - Feldmessung von Wärmepumpenanlagen. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2014
- [37] Conrad, Jochen et al.: Modelling the Private Households Sector and the Impact on the Energy System. 41st IAEE conference 10-13 June 2018, Groningen, The Netherlands.