

Implementierung einer kombinierten Planungs- und Echtzeitsteuerung proaktiver Prosumer-Agenten für lokale Energie- und Flexibilitätsmärkte

Martin Asman^{1*}, Christian Derksen², David Cano-Tirado³, Markus Zdrallek³

¹Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal
Rainer-Gruenter-Str. 21 | 42119 Wuppertal, Deutschland | +49 202 439 1852
asman@uni-wuppertal.de | Webauftritt: <https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/>

²Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und Softwaretechnik, Universität Duisburg-Essen
Universitätsstraße 9 | 45141 Essen, Deutschland | +49 201 18 34586
christian.derksen@uni-due.de | Webauftritt: <https://www.softec.wiwi.uni-due.de/>

³Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

Kurzfassung: Bedingt durch eine steigende Anzahl leistungsstarker Verbraucher sowie dezentraler Erzeugungsanlagen steigen besonders die Anforderungen an elektrische Verteilnetze. Die dort vermehrt auftretenden lokalen Netzengpässe können durch zentrale Märkte nicht behoben werden, sondern erfordern die Betrachtung neuer Marktkonzepte [1]. Lokale Handelsplattformen ermöglichen sowohl den Handel von Energie zwischen Endkunden untereinander als auch von netzdienlicher Flexibilität zwischen Endkunden und Netzbetreibern. Zur Teilnahme an lokalen Handelsplattformen bedarf es einer aktiven Vermarktung durch die Bereitstellung von Fahrplänen, mit denen der Handel von Energie und Flexibilität erfolgt. Potenzielle Abweichungen aufgrund von schwer prognostizierbaren konventionellen Lasten sowie Unsicherheiten in Wetterprognosen, welche die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien beeinflussen, sind hierbei zu berücksichtigen. Die Integration von Fahrplandaten in Echtzeitsteuerungsprozessen bietet das Potenzial, Abweichungen von Fahrplänen durch den Einsatz von Flexibilität im Betrieb gegenzusteuern und somit die Umsetzung lokaler Marktkonzepte zu ermöglichen.

Dieser Beitrag stellt die softwaretechnische Anforderung, die Implementierung und das Potenzial einer kombinierten Planungs- und Echtzeitsteuerung für häusliche Energiesysteme mithilfe von Prosumer-Agenten vor. Als Anwendungsszenario dient eine integrierte Plattform für einen Peer-to-Peer-Energiehandel in Kombination mit einer aktiven Netzführung in der Verteilnetzebene [2]. Die Steuerung wird durch Energie-Agenten realisiert, welche in der Lage sind, Aufgaben sowohl reaktiv als auch proaktiv auszuführen und dabei mit Energiesystemen zu interagieren [3]. In Ergebnissen eines Feldtests in einem realen Niederspannungsnetz im Smart Grid Labor der Bergischen Universität Wuppertal zeigt sich, dass eine kombinierte Planungs- und Echtzeitsteuerung eine netzdienliche und gleichzeitig ökonomisch vorteilhafte Teilnahme von Prosumer-Agenten an lokalen Energie- und Flexibilitätsmärkten ermöglicht.

Keywords: Lokaler Energiehandel, Prosumer-Agent, Planung, Echtzeitsteuerung

1 Einleitung

Mit flächendeckender Nachrüstung von konventionellen Netzen mit moderner Informations- und Kommunikationstechnologie zu Smart Grids ist der Weg für die Einführung von

intelligenten Märkten, sogenannten Smart Markets, geebnet. Durch das optimale Zusammenspiel der technischen Basis des Smart Grids mit den wettbewerblichen Strukturen des Smart Markets kann die verfügbare Netzkapazität überwacht und in den intelligenten Handel als indirektes Angebot überführt werden [4]. Die Hauptaufgaben sind mit der Netzkapazitätsbereitstellung sowie dem Energietransport aufseiten des Netzes und mit dem Energiemengenaustausch durch den Energiehandel aufseiten des Marktes klar definiert. Es gibt jedoch viele Aufgabenstellungen, die nicht eindeutig einer der zwei Seiten zuzuordnen sind, sondern grundsätzlich sowohl durch Eingriffe des Smart Markets als auch des Smart Grids umgesetzt werden können. In diesen Fällen müssen hybride Lösungsansätze gefunden werden, die Gegenstand in mehreren aktuellen Forschungsarbeiten sind.

Im Rahmen von Smart Markets agiert eine inhomogene Gruppe unterschiedlicher Marktakteure, die viele unterschiedliche Interessen verfolgen. In diesem Kontext setzen neue Technologien in Form von technischen Plattformen an, die operative Funktionen und Services zur Umsetzung wettbewerblicher Strukturen bereitstellen [1]. Die in [2] beschriebene Plattform basiert auf einem Agentensystem, das auf das Energie-Agenten Framework sowie das Energie-Optionsmodell (EOM) zur Modellierung von Energiesystemen zurückgreift. Zur Einbindung unterschiedlicher Marktakteure sowie der Berücksichtigung ihrer Interessen werden verschiedene Arten von Agenten entwickelt. Im Rahmen dieses Beitrags wird die Umsetzung des Prosumer-Agenten vorgestellt, der die Interessen von Prosumern zur Teilnahme an einem lokalen Handel von Energie und Flexibilität verfolgt. Besonderes Augenmerk gilt hierbei der Übertragbarkeit des entwickelten Ansatzes auf verschiedene Marktkonzepte und den daraus resultierenden Anforderungen.

2 Stand der Technik und Forschung

In diesem Kapitel werden verschiedene Lösungsansätze für den lokalen Energie- und Flexibilitätshandel sowie die Entwicklungsumgebung des Prosumer-Agenten vorgestellt.

2.1 Lokale Energie- und Flexibilitätsmärkte

Beim lokalen Energiehandel handeln, im Gegensatz zum klassischen vertikalen Handel zwischen Energieversorgungsunternehmen und Endkunden, zwei oder mehrere Privatpersonen dezentral erzeugten erneuerbaren Strom miteinander. Laut der Deutschen Energie-Agentur können durch den lokalen Handel von Energie die Preise für Endverbraucher bis zu 20 % gesenkt werden, wobei die Einsparpotenziale stark vom geographischen Ausmaß des Marktes abhängen [5]. In mehreren Forschungsprojekten wurden verschiedene Technologien und Marktkonzepte zur Umsetzung eines solchen lokalen Energiehandels untersucht [6–9].

Beim lokalen Flexibilitätshandel werden Effizienzdienstleistungen wie die Abregelung von steuerbaren Lasten und das Energiemanagement durch die zeitliche Verlagerung von Energieflüssen im Rahmen eines Smart Markets abgebildet. In den Projekten [10–12] wurde der Handel von netzdienlichen Flexibilitäten kleiner dezentraler Anlagen für verschieden große geographische Gebiete an lokalen Handelsplattformen oder über die europäische Strombörse EPEX Spot realisiert, um den Einsatz von erneuerbaren Energien zu optimieren und notwendig werdende Infrastrukturinvestitionen zu reduzieren.

Beim dritten Lösungsansatz handelt es sich um eine Kombination aus lokalem Energie- und Flexibilitätshandel. Es existieren verschiedene Marktkonzepte und Allokationsmechanismen, um Netzrestriktionen zusammen mit einem lokalen Energiehandel zu berücksichtigen. Die in der Literatur häufig vertretenen Marktkonzepte sind zonale Aufteilung, Nodal Pricing, zentraler Dispatch, dezentraler Peer-to-Peer Handel sowie Parallelmärkte [13]. Im Forschungsprojekt TUMCreate Market [14] erfolgt im Rahmen eines Day-Ahead-Handels ein wegen Prognoseunsicherheiten erforderlicher Leistungsausgleich. Im Forschungsprojekt pebbles [15] wird mit variablen Netzentgelten zu einer effizienteren Nutzung der Netzinfrastruktur angeregt. Im laufenden Projekt PEAK [2] bilden sequenzielle Parallelmärkte das Marktkonzept der lokalen Handelsplattform, bei denen der Handel von Energie und Flexibilität in zwei getrennten, konsekutiven Märkten stattfindet und durch Prosumer-Agenten realisiert wird. Die aus diesem Marktkonzept entstehenden Anforderungen für den hier vorgestellten Prosumer-Agenten werden in Abschnitt 3.2.1 näher vorgestellt.

2.2 Software-Toolchain zur Entwicklung von Energie-Agenten

Energie-Agenten bilden die Grundlage zur Entwicklung der hier vorgestellten Prosumer-Agenten. Sie stellen eine auf Energieanwendungen spezialisierte Form von Software-Agenten dar, die sich durch verschiedene Eigenschaften und Fähigkeiten auszeichnen, wie zum Beispiel ihre Autonomie oder ihre Kommunikationsfähigkeit (vgl. [3]). Energie-Agenten vereinigen darüber hinaus Aspekte, die zusätzlich auf die Wiederverwendung von Softwareentwicklungsmethoden, -werkzeugen und -strukturen ausgerichtet sind, um die Entwicklung von Lösungen zur Kontrolle von Energiesystemen zu systematisieren und somit zu vereinfachen [16]. Hierbei sehen der durch die Software-Toolchain vorgesehene Software-Lifecycle und Entwicklungsprozess für Energie-Agenten eine Erprobung und Nutzung von Agenten in Simulationen, in automatisierungstechnischen Testbedumgebungen sowie ihren Einsatz in realen Betriebsumgebungen vor. Aufgrund ihrer Struktur können Energie-Agenten somit zunächst im Rahmen von Simulationen erprobt werden, bevor sie im weiteren Verlauf in realen Betriebsumgebungen, beispielsweise als Hausenergiemanagementsystem (HEMS), genutzt werden [17].

Hauptbestandteile der JAVA-basierten und durch OSGI modularisierten Toolchain sind die Software-Frameworks Agent.Workbench (AWB), das Energie-Optionsmodell (EOM) sowie das Energie-Agenten Framework. Als erweiterungsfähiges Framework und Laufzeitumgebung ohne konkreten Anwendungsbezug, ermöglicht AWB generell die Entwicklung und Ausführung beliebiger Agentensysteme. Hierbei können dann Funktionalitäten genutzt werden, die beispielsweise eine Verwendung von Datenbanken oder REST-Services ermöglichen.

Das EOM stellt einen offenen und vereinheitlichten Modellierungsansatz zur softwaretechnischen Beschreibung des Betriebsverhaltens und somit zur Flexibilisierung von Energiesystemen zur Verfügung. Einzelne Systeme können hier mit unterschiedlicher Granularität und zeitlicher Auflösung modelliert werden. Ferner ermöglicht das EOM, mehrere Systemmodelle zu einer Aggregation zusammenzufassen. Evaluationsstrategien werden dazu verwendet, unterschiedliche Zielsetzungen bei der Steuerung der betrachteten Systeme zu verfolgen. So können echtzeitnahe, softwaretechnische Kontrollsysteme entworfen oder auch längerfristige Planungsstrategien, welche einen wirtschaftlich optimierten Einsatz der zu kontrollierenden Energiesysteme adressieren, implementiert werden [18].

Das auf der AWB und dem EOM aufgebaute Framework der Energie-Agenten verbindet die vorab beschriebenen generellen Ansätze und bietet eine Basisstruktur für die Entwicklung und Ausführung individueller Energie-Agenten. Zum umfangreichen Funktionsumfang gehören neben dem modellbasierten Monitoring von Systemzuständen und der Ringspeicherung von Daten unter anderem die Möglichkeit, mithilfe von EOM-Echtzeitstrategien Einfluss auf den operativen Betrieb der einem Agenten zugeordneten Energiesysteme zu nehmen. Ferner ermöglicht die Vorstrukturierung von Energie-Agenten den Einsatz im oben beschriebenen Entwicklungsprozess. Hier bietet insbesondere die integrierte Simulationsumgebung umfangreiche Möglichkeiten zur Erprobung entwickelter Energie-Agenten, einerseits im Rahmen von Echtzeitsimulationen, andererseits im Rahmen diskreter Simulationen, um auch größere Untersuchungszeiträume betrachten zu können.

Insbesondere durch diese Eigenschaft unterscheiden sich Energie-Agenten von anderen Ansätzen und macht sie nach unserem Kenntnisstand zu einem einzigartigen Ansatz sowohl für die Energiesystemanalyse, als auch für die systematische Entwicklung dezentraler Kontrollansätze auf Basis des Software-Agenten Paradigmas [19].

3 Methodik

In diesem Kapitel wird die Erweiterung des in Abschnitt 2.2 vorgestellten Energie-Agenten Frameworks für eine kombinierte Planungs- und Echtzeitsteuerung vorgestellt. Anschließend wird gezeigt, wie diese Erweiterung im Rahmen der Implementierung des Prosumer-Agenten, basierend auf Anforderungen des zu Grunde liegenden Marktes, angewendet wird.

3.1 Erweiterung des Energie-Agenten Frameworks

Ausgangspunkt für die im Rahmen des PEAK-Projekts entworfene Erweiterung des Energie-Agenten Frameworks und des Energie-Agenten ist die Überlegung, dass eine EOM-basierte, echtzeitnahe Steuerung von Energiesystemen - anders als bisher - nicht über einen einzelnen ad hoc-Entscheidungsprozess kontrolliert werden kann. Vielmehr ist es erforderlich, die Handelsperioden, welche durch das gewählte PEAK-Marktkonzept festgelegt sind, zunächst mithilfe geeigneter Planungsprozesse berücksichtigen zu können. Unter der Voraussetzung, dass die verwendeten EOM-Modelle perfekt und die angenommenen Randbedingungen, wie zum Beispiel die eintreffende Globalstrahlung, wie prognostiziert auftreten, würde sich die Komplexität eines Echtzeitentscheidungsprozesses auf das Ausführen vorgefertigter Fahrpläne reduzieren. Aufgrund spontaner Ereignisse, wie zum Beispiel durch den Eingriff eines Endbenutzers oder einen Netzbetreibereingriff, muss jedoch generell von Planungen abgewichen werden können. Daraus folgt, dass eine Echtzeitsteuerung der beteiligten Energiesysteme auch auf Grundlage unterschiedlicher Priorisierungen und hiermit korrespondierenden Entscheidungsprozessen erfolgen können muss.

Die im Rahmen des PEAK-Projekts ergänzten Konzepte und Basisklassen für einen abstrakten Energie-Agenten, der Ausgangspunkt für individuelle Entwicklungen ist, lassen sich entsprechend der vorab beschriebenen Anforderungen in einen Planungs- und in einen Echtzeitteil unterteilen.

Planungen lassen sich im Grundsatz bereits mithilfe der durch das EOM angebotenen Evaluationsstrategien realisieren. Hierbei werden auf Grundlage von EOM-Systemmodellen

und systemrelevanten Prognosedaten für einen zu spezifizierenden Planungszeitraum detaillierte Ausführungsfahrpläne, sogenannte Schedules, erstellt. Diese beinhalten unter anderem systemspezifische Sollwerte, die über geeignete Protokolle zur eigentlichen Steuerung eines Energiesystems kommuniziert werden und so eine zeitpunktgenaue Steuerung der beteiligten Energiesysteme ermöglichen. In der Regel werden einzelne Zielsetzungen, wie beispielsweise die Maximierung der Nutzung selbsterzeugter Energie oder eine marktorientierte Optimierung, mithilfe einzelner Evaluationsstrategien umgesetzt.

Vor dem Hintergrund häufig wiederkehrender Aufrufe, unterschiedlicher Zielsetzungen und sich stetig verändernder Planungszeiträume, wurde der Energie-Agent so erweitert, dass er in der Lage ist, zunächst mehrere Planungsstrategien zu registrieren, um sie zur Laufzeit bedarfsgerecht auszuführen. Mithilfe einer zu erweiternden Managerklasse werden alle Aufgaben zur Vor- oder Nachbereitung von Planungsprozessen an einer zentralen Stelle verwaltet. So können beispielsweise die Systemzustände zu Beginn einer Planung festgelegt oder Planungsergebnisse weiterverarbeitet werden.

Als Brücke zwischen Planungsprozessen und Echtzeitsteuerung dient ein konsolidierender Zwischenspeicher, welcher den Fahrplan repräsentiert, der durch die Echtzeitsteuerung umgesetzt werden soll. Zum Ende eines Planungsprozesses kann die vorab beschriebene Managerklasse somit einen bereits vorhandenen Echtzeitfahrplan erweitern oder ihn bei Bedarf auch ganz oder partiell überschreiben.

Auch die Basisklassen für Echtzeitentscheidungsprozesse werden im Prinzip bereits durch das EOM-Framework sowie durch vorgefertigte Strukturen im Energie-Agenten angeboten. Im Sinne einer dedizierten Aufgabentrennung und vor dem Hintergrund unterschiedlicher Entscheidungsprozesse waren hier jedoch bisher weder Priorisierungen noch ein dynamisches Umschalten zwischen unterschiedlichen Zielsetzungen vorgesehen. Die erstellte Erweiterung des EOM-Frameworks sieht eine solche Zielsetzungsunterscheidung sowie ein dynamisches Umschalten nun vor. Hierzu kann in einer EOM-Echtzeitstrategie ein sogenannter DecisionSwitch (Entscheidungsschalter) integriert werden, der unterschiedliche Detail-Entscheidungsprozesse deklariert und priorisiert. Zur Laufzeit des Energie-Agenten kann dann beispielsweise auf eine Nachricht des Netzbetreibers reagiert werden, indem auf einen geeigneten Detailentscheidungsprozess umgeschaltet wird und die vorhandenen Energiesysteme entsprechend der neuen Vorgaben gesteuert werden.

3.2 Implementierung des Prosumer-Agenten

Im Folgenden werden die aus dem Marktkonzept entstehenden Anforderungen sowie die Implementierung der Planungs- und Echtzeitkontrollprozesse des Prosumer-Agenten unter Verwendung der Erweiterungen des Energie-Agenten Frameworks vorgestellt.

3.2.1 Anforderungen

Das Marktkonzept in [2] besteht aus sequentiellen Parallelmärkten, in denen mit Energie und Flexibilität zwei unterschiedliche Produkte für einen Erbringungszeitraum von 15 Minuten gehandelt werden. Nach dem Handelsschluss des Energiemarktes mit einer Vorlaufzeit von 15 Minuten wird eine Netzzustandsprognose (NZP) angestoßen, die den Netzzustand des gehandelten Zeitfensters auf Netzengpässe prüft (vgl. Abbildung 1). Zur Kommunikation, ob Netzengpässe prognostiziert sind und netzdienliche Anpassungen am Energiehandel benötigt

werden, wird nach Abschluss der NZP eine Smart Market Ampel veröffentlicht [20]. Bei einer grünen Ampel ist kein Netzengpass prognostiziert, sodass der Energiehandel abgeschlossen ist und die Marktergebnisse ausgegeben werden. Bei einer gelben Ampel ist ein Netzengpass prognostiziert, sodass der Flexibilitätsmarkt geöffnet und netzdienliche Flexibilität nachgefragt wird. Nach Handelsschluss des Flexibilitätsmarktes mit einer Vorlaufzeit von 5 Minuten werden sowohl die Marktergebnisse des Energie- als auch des Flexibilitätsmarktes ausgegeben.

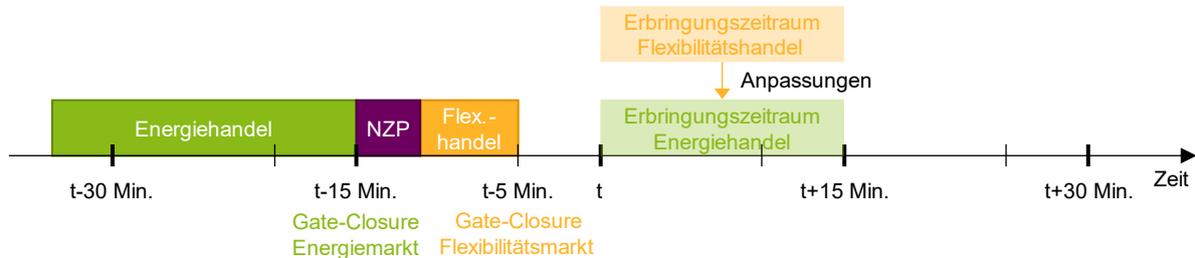


Abbildung 1: Übersicht der Handelsperioden und Erbringungszeiträume für den PEAK-Markt

Wie in Abbildung 1 zu sehen, erstreckt sich der Handel für einen Erbringungszeitraum über mindestens zwei Handelsperioden. Respektive kann in einer Handelsperiode für zwei unterschiedliche Erbringungszeiträume jeweils Energie und Flexibilität gehandelt werden. Da die Ergebnisse des Flexibilitätsmarktes Auswirkung auf die Planung für den folgenden Energiehandel haben kann, müssen die Planungs- und Kontrollprozesse des Prosumer-Agenten entsprechend des Marktkonzeptes in einem Planungsablauf strukturiert werden. Im Rahmen des Planungsablaufes muss die Abschätzung der eigenen Energiebilanz für ein Handelsintervall, die Ermittlung lokal verfügbarer Flexibilitätspotenziale und die Generierung von Geboten oder Anfragen für den Energie- und den Flexibilitätsmarkt koordiniert werden.

Zur Erfüllung von Handelsergebnissen wird eine Steuerung benötigt, die Planungs- und Handelsergebnisse in echtzeitnahe Kontrollentscheidungen und Steuerungsbefehle umsetzt. Zusätzlich erfolgt im Rahmen von PEAK neben dem präventiven, marktorientierten Netzengpassmanagement eine Netzüberwachung und -Regelung durch ein Netzautomatisierungssystem. Dabei dienen eine Smart Grid Ampel einerseits sowie Echtzeit-Sollwerte andererseits als Einflussgrößen des Prosumer-Agenten zum Netzautomatisierungssystem [17]. Bei einem kritischen Netzzustand werden Leistungsvorgaben an ausgewählte Prosumer-Agenten gesendet, die primär vor dem Erfüllen des Handelsergebnisses einzuhalten sind. Die Leistungsvorgaben können sowohl einer Limitierung des maximalen Leistungsbezugs als auch -einspeisung entsprechen, wobei im Falle der Leistungsbegrenzung ein Mindestwert von 4,2 kW entsprechend des aktuellen nationalen Gesetzesentwurf des § 14a EnWG [18] gilt.

3.2.2 Planungsablauf

Wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben, müssen sich die Planungsprozesse des Prosumer-Agenten nach dem gewählten Marktkonzept richten, um an diesen teilnehmen und agieren zu können. Aufgrund der konsekutiven Märkte sowie der Abhängigkeit zwischen Flexibilitäts- und Energieplanung wird für einen Marktzyklus ein fest definierter Planungsablauf des Prosumer-Agenten benötigt, in dem zuerst Flexibilitätsmarktaufgaben berücksichtigt werden. Im Rahmen dieses Planungsablaufes besteht das Ziel darin, Gebote oder Nachfragen für beide Märkte abzugeben, um von den ökonomischen Vorteilen des lokalen Handelns zu profitieren. Der Planungsablauf sowie die möglichen Zustände innerhalb eines Marktzyklus sind in Abbildung 2 dargestellt und werden im Folgenden beschrieben.

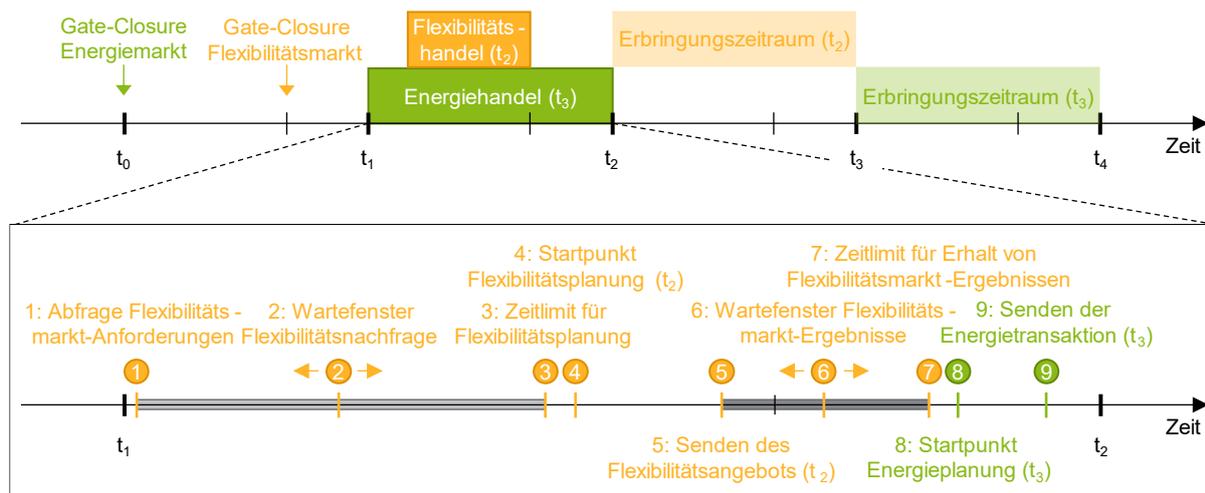


Abbildung 2: Handel- und Lieferzeiten (oben) und Zustandsverlauf eines Prosumer-Agenten in einem Marktzyklus von 15 Minuten (unten) [2]

Bei Eintritt in einen neuen Marktzyklus wird in Zustand 1 geprüft, ob die Voraussetzungen für die Teilnahme am Flexibilitätsmarkt erfüllt sind. Dazu müssen eine flexible Anlage sowie eine Energietransaktion oder Leistungsprognose für den Erbringungszeitraum des Flexibilitätsmarktes vorliegen, aus denen ein netzdienlicher Anpassungsbedarf abgeleitet werden kann. Bei erfüllten Voraussetzungen wird in Zustand 2 auf den Erhalt einer Flexibilitätsnachfrage gewartet. Die Wartezeit wird mit Zustand 3 durch die Berechnungszeit für die Flexibilitätsplanung begrenzt, die auf der Grundlage abgeschlossener Planungsprozesse berechnet und aktualisiert wird. Bei Erhalt einer grünen Smart Market Ampel, werden die Aufgaben des Flexibilitätsmarktes gestoppt und in Zustand 8 die Aufgaben des Energiemarktes gestartet (vgl. Abbildung 3 oben). Im Falle einer gelben Ampel und einer Flexibilitätsnachfrage, wird in Zustand 4 mit der Planung der verfügbaren Flexibilität begonnen (vgl. Abbildung 3 unten).

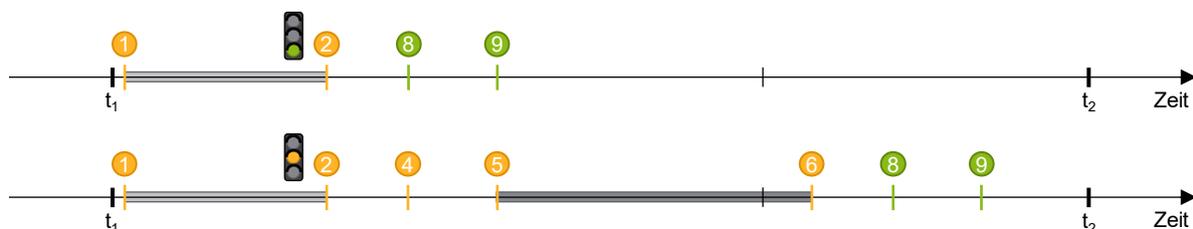


Abbildung 3: Zustandsverläufe im Normalfall ohne Flexibilitätsmarkt (oben) und mit Flexibilitätsmarkt (unten) [2]

Nach Abschluss der Planung der verfügbaren Flexibilität werden bei vorhandener Flexibilität die Ergebnisse in eine Markttransaktion umgewandelt und an den Markt gesendet (Zustand 5). Um zu entscheiden, ob die Flexibilitätsplanung für den nächsten Marktzyklus übernommen werden soll, muss das Ergebnis des Flexibilitätsmarktes abgewartet werden (Zustand 6). Analog zur Wartezeit aus Zustand 3, beschreibt Zustand 7 in Abbildung 2 den letzten Zeitpunkt, an dem ausreichend Zeit für die Energiemarktplanung bis zur Schließung des Energiemarktes vorhanden ist. Bei Erhalt eines Zuschlags am Flexibilitätsmarkt, wird die Planung des Agenten aktualisiert und in Zustand 8 gewechselt. Bei ausbleibendem Zuschlag erfolgt dieser Schritt ohne Aktualisierung der Planung für den kommenden Marktzyklus.

Mit Zustand 8 beginnen die Energiemarktaufgaben mit dem Ziel, auf der Grundlage der aktuellen Prognosen der einzelnen Energiesysteme sowie der gewählten Strategie, Gebote oder Nachfragen für die offene Handelsperiode zu erstellen. Bei Eintritt in Zustand 8 wird die

energiebezogene Planung mit der gewählten Strategie gestartet. Nach Abschluss der Planung werden die Ergebnisse in eine Markttransaktion umgesetzt und an den Markt-Agenten gesendet (Zustand 9).

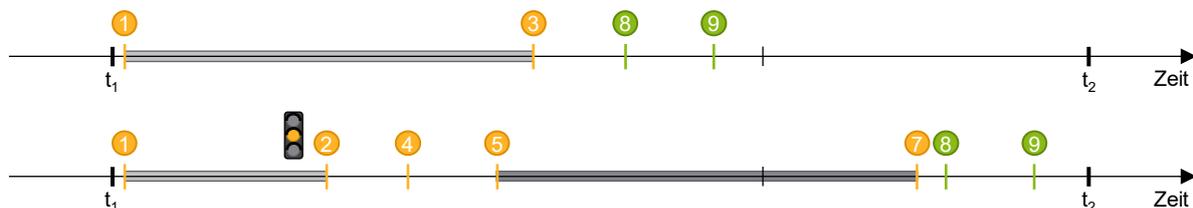


Abbildung 4: Zustandsverläufe im Fehlerfall ohne Empfang einer Smart Market Ampel (oben) und ohne Empfang von Flexibilitätsmarkt-Ergebnissen [2]

Durch die Verwendung eines deterministischen Planungsablaufes ist sichergestellt, dass jeder mögliche Zustand abgefangen wird. Neben dem Normalbetrieb kann so auf Fehlerfälle wie ausbleibenden Empfang einer Smart Market Ampel (vgl. Abbildung 4 oben) oder der Flexibilitätsmarkt-Ergebnisse (vgl. Abbildung 4 unten) entsprechend reagiert werden. Als Rückfallebene dient die Energiemarktplanung, die mit Zustand 8 startet.

3.2.3 Echtzeitsteuerung

Mit dem in Abschnitt 3.2.2 vorgestellten Planungsablauf ist sichergestellt, dass im Rahmen eines jeden Marktzyklus ein Fahrplan und somit eine lokal gehandelte Energiemenge für den nächsten Erbringungszeitraum festgelegt wird. Die gehandelte Energiemenge kann nach Marktschluss nicht abgeändert werden und dient als Zielvorgabe für die Echtzeitsteuerung. In Abbildung 5 ist die Abfolge von Planung und Echtzeitsteuerung für drei Marktzyklen dargestellt, in denen jeweils eine grüne Smart Market Ampel ausgerufen ist.

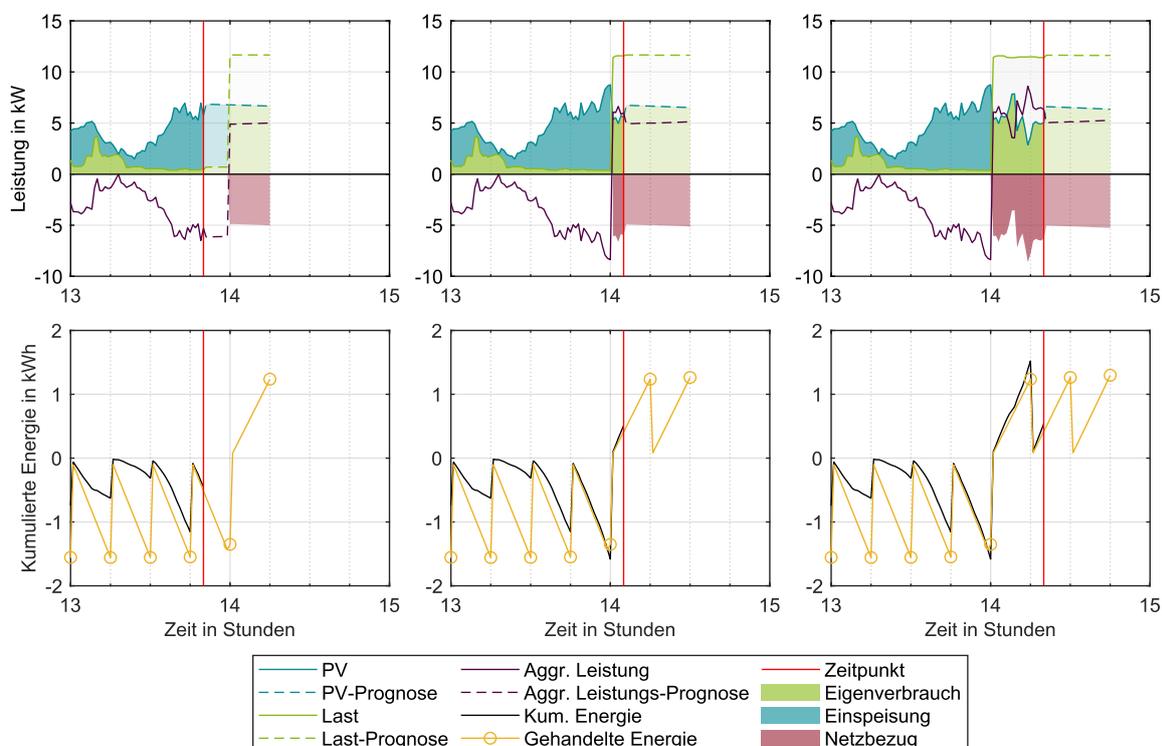


Abbildung 5: Rolloierende Abfolge der Planungs- und Echtzeitkontrollprozesse des Prosumer-Agenten

Im Rahmen der Echtzeitsteuerung müssen neben den Ergebnissen aus der Planung auch Echtzeiteingriffe berücksichtigt werden. Mithilfe der Erweiterung des in Abschnitt 3.1 eingeführten DecisionSwitch ist der Echtzeit-Steuerungsprozess in vier Kategorien eingeteilt:

- Standard-Betrieb (zum Beispiel Eigenverbrauchsoptimierung)
- Erfüllung der Energiemarktplanung
- Erfüllung der Energie- und Flexibilitätsmarktplanung
- Erfüllung von Echtzeit-Sollwerten

Solange keine Planung und keine Sollwertvorgaben vorliegen, wird der Echtzeitprozess im Standard-Betrieb entsprechend der hinterlegten Echtzeitkontrollstrategie ausgeführt (vgl. Abbildung 6 a). Sobald für den aktuellen Zeitpunkt ein abgeschlossenes Handelsergebnis aus dem Energie- und optional aus dem Flexibilitätsmarkt vorliegt, wird im Echtzeitprozess das Erfüllen des Handelsergebnis verfolgt. Dazu wird kontinuierlich die kumulierte Energie in einem Marktzyklus des hinterlegten Fahrplans mit aktuellen Messdaten verglichen. Bei Abweichungen der kumulierten Energie von über 0,1 kWh wird die in Echtzeit verfügbare Flexibilität genutzt, um die bezogene oder eingespeiste Energiemenge entsprechend der gehandelten Energiemenge anzupassen. In Abbildung 6 b) kommt es zwischen 13 und 14 Uhr zu Abweichungen der eingespeisten Energie, die auf Grund fehlender Flexibilität nicht korrigiert werden kann. Zwischen 14 und 15 Uhr wird hingegen die Flexibilität der Ladung eines Elektrofahrzeugs genutzt, um im Handelsfenster die gehandelte Energiemenge zu beziehen.

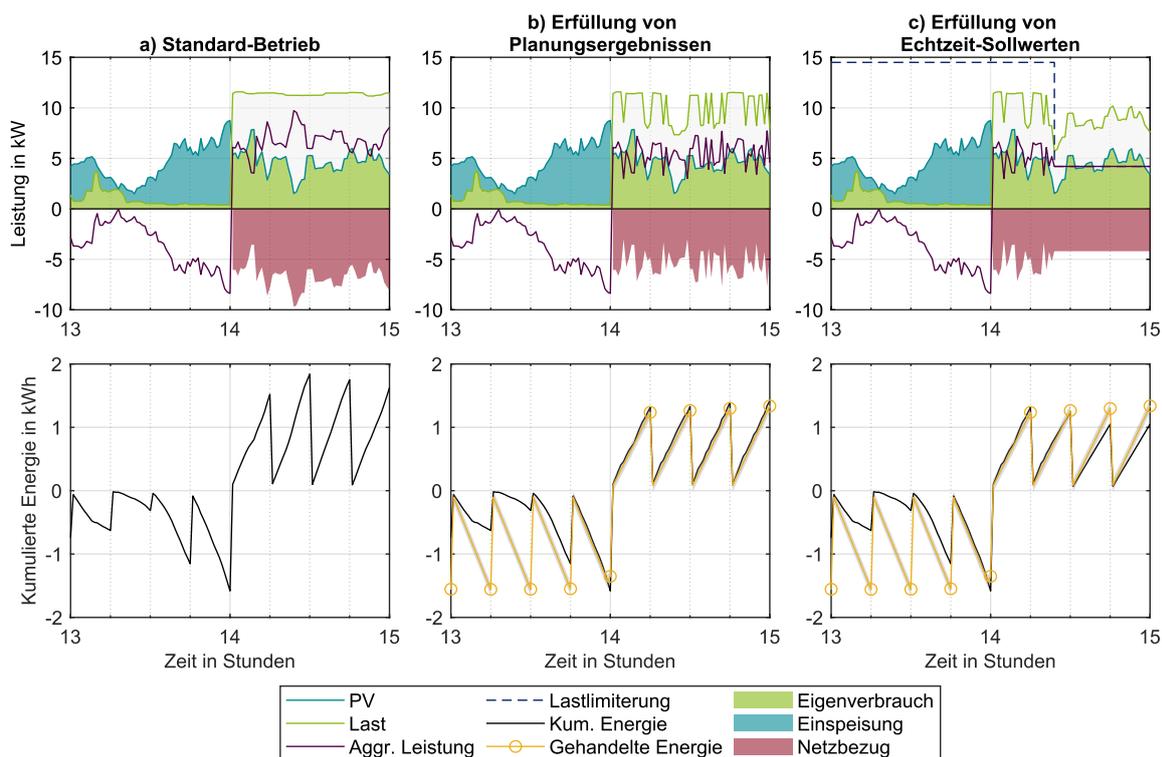


Abbildung 6: Beispielverläufe des Echtzeitsteuerungsprozesses mit verschiedenen Echtzeitkontrollstrategien

Im Falle eines Netzbetreibereingriffs wird eine obere oder untere Leistungsgrenze gesendet, die der Planung vorrangig nicht über- oder unterschritten werden soll. In Abbildung 6 c) ist dies für eine Limitierung der maximal bezogenen Leistung von 4,2 kW ab 14:23 Uhr dargestellt. Auch in diesem Beispiel wird die in Echtzeit verfügbare Flexibilität der Ladung des Elektrofahrzeugs genutzt, um die Leistungsgrenze des Netzbetreibers einzuhalten.

4 Ergebnisse und Analyse

Die Evaluierung des Konzepts erfolgt im Rahmen eines Feldtests im Smart Grid Labor auf dem Campus Freudenberg der Bergischen Universität Wuppertal. Dieses umfasst ein reales Niederspannungs-Verteilnetz mit 16 Netzknoten und 32 Abzweigungen mit einer Gesamtlänge von 750 Metern [21]. Als steuerbare Systeme stehen Lastbänke mit einer Gesamtleistung von 45 kW und bidirektionale Leistungselektronik mit einer Gesamtleistung von 97 kVA zur Verfügung. Diese werden im Feldtest dazu verwendet, um das Leistungsverhalten von insgesamt zwölf Prosumern mit einer Echtzeitsimulation zu emulieren und deren Teilnahme an der PEAK-Plattform durch die kombinierte Planungs- und Echtzeitsteuerung zu erproben. Die Konfiguration der Energiesysteme, die verwendeten Datensätze sowie eine ausführliche Analyse der Ergebnisse aus dem Feldtest sind in [2] beschrieben.

Im Feldtest werden mit verschiedenen Netz- und Marktszenarien die Komponenten der PEAK-Plattform auf ihre Funktionalität erprobt. Die Analyse des Netzengpassmanagements findet für eine Betriebsmittelüberlastung eines Kabels über den thermischen Grenzstrom I_{th} und eine untere Spannungsbandverletzung statt. Durch die Teilnahme der Prosumer-Agenten an dem Flexibilitätsmarkt kann ein erheblicher Anteil der Netzengpässe präventiv gelöst werden (vgl. Abbildung 7 für den Fall einer Betriebsmittelüberlastung). Um sicherzustellen, dass alle Netzengpässe behoben werden, ist ein Echtzeiteingriff durch das Netzautomatisierungssystem erforderlich [2].

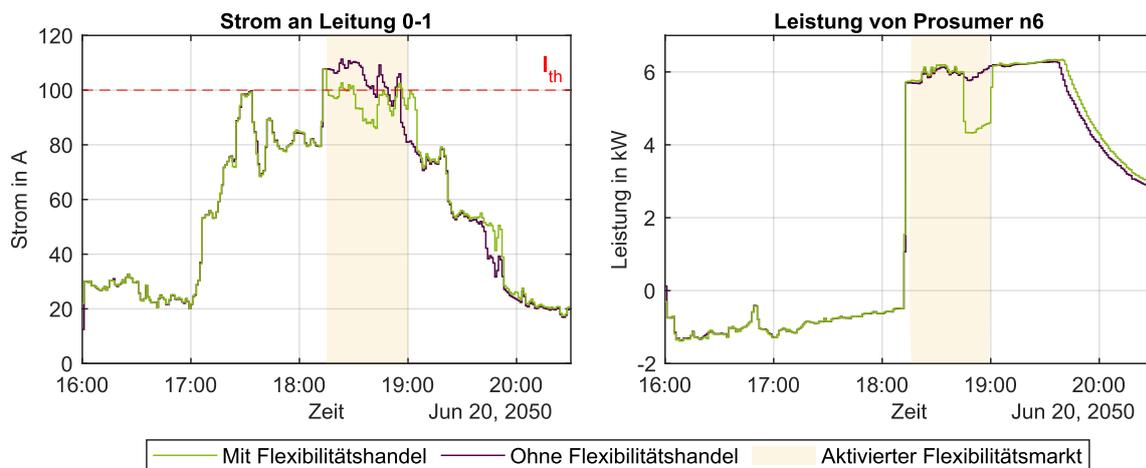


Abbildung 7: Gemessener Strom an Leitung 1 (links) und gemessene Leistung von Prosumer 6 (rechts) während einer Betriebsmittelüberlastung ohne und mit aktiviertem Flexibilitätsmarkt [2]

Die Auswertung der Erlöse eines jeden Prosumer-Agenten aus dem lokalen Energiehandel haben für einen Handelszeitraum von jeweils vier Stunden durchschnittliche Gewinne zwischen 0,09 und 1,03 € ergeben [2]. In Testfällen mit Netzengpässen generieren Prosumer-Agenten zusätzliche Erlöse durch den Flexibilitätshandel von bis zu 15,70 €, wobei diese stark von dem Ausmaß des Netzengpasses und der entsprechenden Sensitivität des Prosumer-Agenten auf den Netzengpass abhängen [2]. Die Analysen zeigen, dass kein Prosumer-Agent finanzielle Verluste erleidet, da ein externer Energielieferant für das Marktgleichgewicht entweder notwendige Energie beschafft oder überschüssige Energie abnimmt. Zudem werden keine Steuern, Zölle und Abgaben betrachtet [2]. Ferner können wirtschaftliche Resultate auf Grund gewählter Preisfindungsstrategien variieren.

Im Hinblick auf die Prognosegüte der Planung ist die betrachtete Leistungskennzahl der durchschnittliche prozentuale Scheinleistungsprognosefehler $e_{S,rel,k}$ für jeden Prosumer-Agent k , der in Gleichung (1) dargestellt ist.

$$e_{S,rel,k} = \begin{cases} \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \frac{S_{k,t} - S_{k,t}^p}{S_{k,t}} \right| \cdot 100 \% & S_{k,t} \geq S_n \\ \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \frac{S_{k,t} - S_{k,t}^p}{S_n} \right| \cdot 100 \% & 0 \leq S_{k,t} < S_n \\ \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \frac{S_{k,t} - S_{k,t}^p}{0,85 \cdot P_{PV,r}} \right| \cdot 100 \% & S_{k,t} < 0 \end{cases} \quad (1)$$

Der Fehler pro Prosumer-Agenten k wird für eine Anzahl von N_t Zeitschritten mit dem gemessenen Scheinleistungswert $S_{k,t}$ und dem prognostizierten Scheinleistungswert $S_{k,t}^p$ für jeden Zeitschritt berechnet. Insbesondere bei geringen Scheinleistungen verzerren sehr hohe relative Fehler die Auswertung, obwohl ihr Einfluss auf einen nachträglichen bilanziellen Ausgleich eines Ersatzversorgers oder auf die Bestimmung eines Netzzustandes gering ist. Daher wird der relative Fehler $e_{S,rel,k}$ je nach Wert von $S_{k,t}$ auf eine vorgegebene Scheinleistung S_n , auf die gemessene Scheinleistung $S_{k,t}$ oder auf die Nennleistung der PV-Anlage $P_{PV,r}$ für den entsprechenden Knoten bezogen. Die Nennleistung wird zusätzlich um den Faktor 0,85 reduziert, um Abschattung und Bewölkung zu berücksichtigen [22]. Für S_n wird der gewährte Mindestwert des § 14a EnWG [23] von 4,2 kW festgelegt.

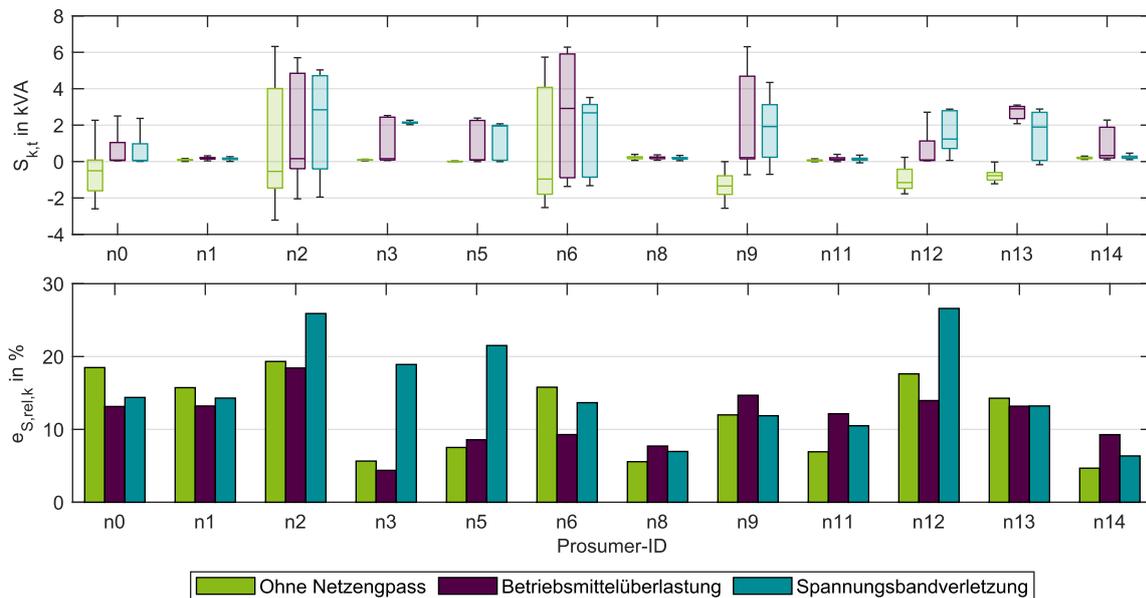


Abbildung 8: Boxplots der gemessenen Scheinleistung (oben) und durchschnittliche prozentuale Scheinleistungsprognosefehler der Prosumer-Agenten (unten) in drei Testfällen im Feldtest

In Abbildung 8 sind Box-Plots der gemessenen Scheinleistung $S_{k,t}$ (oben) sowie die durchschnittlichen prozentualen Scheinleistungsprognosefehler $e_{S,rel,k}$ (unten) für Testfälle ohne Netzengpass, mit Betriebsmittelüberlastung und mit einer Spannungsbandverletzung dargestellt. Die Prognosefehler variieren von 4 % bis 27 %, wobei Unterschiede sowohl zwischen den Prosumer-Agenten als auch zwischen den Testfällen auftreten. Da sich der Fehler entweder auf $S_{k,t}$, S_n oder $P_{PV,r}$ bezieht, weisen Prosumer-Agenten mit einer hohen Last oder Einspeisung während des Testfalls tendenziell auch höhere Fehler auf.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Zur Umsetzung lokaler Marktconzepte bedarf es der Entwicklung und Nutzung von Technologien, die den Anforderungen unterschiedlicher Marktakteure genügen und gleichzeitig einen individuellen lokalen Handel zwischen Endverbrauchern ermöglichen. In diesem Kontext baut der hier vorgestellte Prosumer-Agent auf ein bestehendes Energie-Agenten Framework auf, das durch bedarfsgerechte Planungsstrategien sowie durch individuelle Entscheidungsprozesse für die Echtzeitsteuerung erweitert wurde. Anschließend wurden diese Erweiterungen für die eigentliche Implementierung eines Prosumer-Agenten verwendet, der mithilfe eines deterministischen Planungsablaufes verschiedene Zustände des Marktes abfangen kann. Als Anwendungsbeispiel dient dabei der lokale Markt zum Handel von Energie und Flexibilität des Forschungsprojektes PEAK [2]. Das entwickelte Konzept kann jedoch durch die Anpassung von Handels- und Lieferzeiten auch auf andere Marktconzepte übertragen werden. Im Rahmen der Echtzeitsteuerung wurden vier Zielsetzungskategorien eingeführt, die neben den Ergebnissen aus dem Markt unter anderem auch Leistungsvorgaben des Netzbetreibers berücksichtigen.

Der Feldtest im Smart Grid Labor der Bergischen Universität Wuppertal hat gezeigt, dass eine kombinierte Planungs- und Echtzeitsteuerung die netzdienliche und gleichzeitig ökonomisch vorteilhafte Teilnahme von Prosumer-Agenten an lokalen Energie- und Flexibilitätsmärkten ermöglicht. Dazu wurden Energiebilanzen für ein Handelsintervall abgeschätzt, lokal verfügbare Flexibilitätspotenziale ermittelt und Gebote oder Anfragen für den Energie- und den Flexibilitätsmarkt erstellt. Durch die Berücksichtigung von Netzbetreibereingriffen im Betrieb wird zusätzlich ein Beitrag zum kurativen Netzengpassmanagement geleistet. Zudem konnte durch das zyklische Erstellen von Kurzfristprognosen eine hohe Prognosegüte erzielt werden.

Zur Untersuchung von Skalierungseffekten des entwickelten Konzeptes sind weitere Simulationen mit längeren Simulationszeiten sowie einer höheren Anzahl an Prosumer-Agenten geplant. Als Erweiterung der Echtzeitstrategie für die Berücksichtigung von Handelsergebnissen könnten zum Beispiel die Auswirkung von Sanktionen oder Geldstrafen bei Nichtbeibehaltung des Fahrplans betrachtet werden. Die bisher auf ein Anwendungsszenario festgelegten Parameter wie Handels- und Lieferzeiten werden für weitere umfassende Analysen variiert, um Aussagen zur Übertragbarkeit des entwickelten Ansatzes auf verschiedene Marktformen treffen zu können.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Diese Arbeit wurde gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimapolitik und den Projektträger Jülich GmbH (PTJ, FKZ: 03EI6035B & 03EI6035E)

6 Literatur

- [1] C. Aichele und O. D. Doleski, *Smart Market: Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.

- [2] M. Kilhau *et al.*, "Integrating Peer-to-Peer Energy Trading and Flexibility Market With Self-Sovereign Identity for Decentralized Energy Dispatch and Congestion Management," *IEEE Access*, Jg. 11, S. 145395–145420, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3344855.
- [3] M. Wooldridge, *An introduction to MultiAgent Systems*. Chichester: Wiley, 2009.
- [4] Bundesnetzagentur, "Smart Grid und Smart Market: Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems," Bonn, 2011.
- [5] Deutsche Energie-Agentur (dena), Hg., "Das dezentralisierte Energiesystem im Jahr 2030," 2023.
- [6] T. Brenner, "DLT im Energiesektor – Wie blockchainbasierte Werkzeuge und maschinelles Lernen ein dekarbonisiertes Energiesystem möglich machen," in *Blockchain und maschinelles Lernen*, S. Schacht und C. Lanquillon, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019, S. 195–216.
- [7] G. C. Okwuibe, A. S. Gazafroudi, E. Mengelkamp, S. Hambridge, P. Tzscheutschler und T. Hamacher, "Advanced Clustering Approach for Peer-to-Peer Local Energy Markets Considering Prosumers' Preference Vectors," *IEEE Access*, Jg. 11, S. 33607–33627, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3264233.
- [8] E. Mengelkamp, J. Gärtner und C. Weinhardt, "Decentralizing Energy Systems Through Local Energy Markets: The LAMP-Project," in 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/profile/johannes-gaertner/publication/324091206_decentralizing_energy_systems_through_local_energy_markets_the_lamp-project
- [9] L. Ableitner, A. Meeuw, S. Schopfer, V. Tiefenbeck, F. Wortmann und A. Wörner, "Quartierstrom - Implementation of a real world prosumer centric local energy market in Walenstadt, Switzerland," 2019.
- [10] S. Köppel, A. Zeiselmair, T. Estermann und A. Bogensberger, "C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands: Abschlussbericht," Forschungstelle für Energiewirtschaft e.V., München, Rep. 1, 2020.
- [11] P. Goldmann, R. Janssen und P. Ringel, "Enera: Final report of the consortium," EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg, Rep. 1, 2021.
- [12] C. Exner, A. von Haken und M.-A. e. a. Frankenbach, "Gemeinsamer Abschlussbericht flexQgrid - Praxisorientierte Umsetzung des quotenbasierten Netzampelkonzepts zur Flexibilitätsnutzung im und aus dem Verteilnetz," Netze BW, Stuttgart, Rep. 1, Apr. 2023.
- [13] V. Regener, G. Römmelt, A. Zeiselmair, L. Wasmeier und A. Bogensperger, "Design choices in peer-to-peer energy markets with active network management," *IET Smart Grid*, Jg. 5, Nr. 4, S. 281–296, 2022, doi: 10.1049/stg2.12067.
- [14] Z. Zhang, R. Li und F. Li, "A Novel Peer-to-Peer Local Electricity Market for Joint Trading of Energy and Uncertainty," *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 11, Nr. 2, S. 1205–1215, 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2933574.
- [15] J. Gasten, K. Joachim, W. Cramer, A. Amthor und S. Jessenberger, "Ein Plattform-Konzept für eine kostenoptimierte Energiewende mit Hilfe lokaler Energiemärkte," 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://pebbles-projekt.de/wp-content/uploads/2021/04/pebbles_Whitepaper.pdf
- [16] C. Derksen, T. Linnenberg, R. Unland und A. Fay, "Unified Energy Agents as a Base for the Systematic Development of Future Energy Grids," in *Multiagent system technologies*, Berlin: Springer, 2013.
- [17] S. Törsleff *et al.*, "A Toolchain for the Development of Agent-Based Smart Grid Control Solutions," *IFAC-PapersOnLine*, Jg. 53, Nr. 2, S. 8261–8267, 2020, doi: 10.1016/j.ifacol.2020.12.1963.
- [18] C. Derksen und R. Unland, "The EOM: An Adaptive Energy Option, State and Assessment Model for Open Hybrid Energy Systems," in *Proceedings of the 2016 Federated Conference on Computer Science and Information Systems*, 2016, S. 1507–1515, doi: 10.15439/2016F392.
- [19] J.-P. Beck, J. Reinhard, K. Kamps, J. Kupka und C. Derksen, "Model experiments in operational energy system analysis: Power grid focused scenario comparisons," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 164, S. 112550, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112550.
- [20] M. Koch, M. Asman, M. Zdrallek, G. Suriyamoorthy und K. Korotkiewicz, "Smart Meters for Grid State Identification with Use Case for Agent Based Local Energy and Flexibility Market," in *CIREN 2023 - 27th International Conference on Electricity Distribution*, 2023.
- [21] M. Koch, M. Tafuro, D. Cano-Tirado, M. Forchheim, M. Wazifehdust und M. Zdrallek, "Low Voltage Laboratory Grid for Smart Grid Systems with Bidirectional Power Flows," in *ETG Kongress 2023*.
- [22] Harry Wirth, "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland," Fraunhofer ISE. [Online]. Verfügbar unter: www.pv-fakten.de
- [23] Bundesministeriums der Justiz, *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*: EnWG, Berlin, 2023.