ENERGIEREVOLUTION GETRIEBEN DURCH BLOCKCHAIN

Smart Service Welt

Dezentrale Systeme für lokalen Energiehandel
und Stromspeicherbewirtschaftung in der Community

ENERGIEREVOLUTION GETRIEBEN DURCH BLOCKCHAIN

Dezentrale Systeme für lokalen Energiehandel und Stromspeicher-bewirtschaftung in der Community

Eine Publikation der Verbundprojekte BloGPV, ETIBLOGG, pebbles, SMECS des Technologieprogramms Smart Service Welt II gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Impressum

Herausgeber
Begleitforschung Smart Service Welt II
Institut für Innovation und Technik (iit) in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH

Guido Zinke
Steinplatz 1
10623 Berlin
zinke@iit-berlin.de

Texte
Projekt BloGPV
Thorsten Zoerner (Discovergy GmbH)
Martin Kassebaum (Enercity AG)
Fabian Schwarzbeck (Fenecon GmbH)

Projekt ETIBLOGG
Simone Gitschier (GETEC ENERGIE GmbH)
Dr. Michael Merz (PONTON GmbH)
Rex Kempcke (PONTON GmbH)
Fred Steinmetz (Universität Hamburg)
Dr. Ingo Fiedler (Universität Hamburg)

Projekt pebbles
Joachim Klaus (Allgäuer Überlandwerk GmbH)
Prof. Dr. Stefan Nießen (Siemens AG)
Dr. Michael Metzger (Siemens AG)
Dr. Sebastian Thiem (Siemens AG)
Sebastian Schreck (Siemens AG)

Projekt SMECS
Jörg Schiller (CIS Solutions GmbH)
Gerrit Schumann (Energieforen Leipzig GmbH)
Oliver Strauss (Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft
und Organisation)
Chris Leiter (Social CRM Research Center e.V.)

Prof. Dr. Jens Strüker (Hochschule Fresenius)
Dr. Tom Kraus (iit)
Dr. Stefan Wolf (iit)

Redaktion
Dr. Tom Kraus (iit)
Dr. Stefan Wolf (iit)

Gestaltung
Loesch*Hund*Liepold Kommunikation GmbH

Bilder
Titelbild: ag visuell - stock.adobe.com
Alle übrigen Grafiken und Bilder: Eigentum der genannten Projekte

Druck
Laserline

Stand
Januar 2020

INHALTSVERZEICHNIS

1 Einleitung 5

2 Der Beitrag der Blockchain-Technologie für eine digitale Echtzeit-Energiewirtschaft 8
2.1 Die Koordination dezentraler Akteure als marktseitige und informationstechnische Herausforderung 9
2.2 Blockchain in der Energiewirtschaft: Eine Momentaufnahme 11
2.3 Erkenntnisfortschritt durch Pilotprojekte 12
2.4 Quellen- und Literaturverzeichnis 14

3 Der Blockchain-basierte Energieherkunftsnachweis und die regulatorischen Rahmenbedingungen für den regionalen Stromhandel 15
3.1 Das Projekt SMECS / Das Ergebnis 16
3.2 Herkunftsnachweis 16
3.2.1 Bestehende Regelungen und deren Grenzen 16
3.2.2 Der Blockchain-basierte Herkunftsnachweis in SMECS 17
3.2.3 Nutzen und Vorteile eines digitalen Herkunftsnachweises 20
3.3 SMECS-Community-Modell (Smart Contracts, Prognosen, Geschäftsmodell) 21
3.4 Regulatorische Anregungen, Rahmenbedingungen 22

4 Das Potenzial von steuerbaren Erzeugern und dezentral vernetzten Energiespeicherverbünden aus Anlagen- und Netzbetreiberperspektive 24
4.1 Motivation und Ziele des Verbundprojektes BloGPV 25
4.2 Transformationsprozesse aus der Netzbetreiberperspektive 26
4.3 Ökonomische Aspekte eines Wandels des Energiesystems 27
4.4 Potenziale einer dezentralen Vernetzung 28
4.5 Rolle der Distributed Ledger Technology (DLT) 30

5 Netzdienlicher Peer-to-Peer Energiehandel durch Erschließung von Flexibilitätspotenzialen durch einen lokalen Energiemarkt 33
5.1 Motivation 34
5.2 Konzept „Lokaler Energiemarkt“ 35
5.3 Mehrwerte für die verschiedenen Stakeholder 37
5.4 Energiecampus Wildpoldsried 39
5.5 Beispielhafte regulatorische Herausforderungen 40

6 Potenzial eines lokalen Peer-to-Peer-Echtzeithandels für die Stabilisierung von lokalen, regionalen und überregionalen Energienetzen 42
6.1 Einleitung 43
6.2 Die Idee von ETIBLOGG 44
6.3 Das Ziel von ETIBLOGG 46
6.4 Der Handelsprozess 47
6.5 Die Integration in mittlere und höhere Netzebenen 49
6.6 Aktueller Projektstand und Ausblick 49

7 Fazit 50

1 Einleitung

1 EINLEITUNG

In Deutschland wurde und wird der Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entscheidend durch das im Jahr 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geprägt. Die im Rahmen des EEG für 20 Jahre gewährte Einspeisevergütung läuft im Jahr 2021 für die ersten Erzeugungsanlagen aus. Um einen Rückbau dieser Anlagen zu vermeiden, bedarf es neuer Ideen für die Vermarktung des erzeugten Stroms. Insbesondere für den Strom aus Kleinanlagen mit geringen Erträgen müssen transaktionskostenarme Vertriebswege geschaffen werden.

Weiterhin geht mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien eine zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung einher. Sowohl die zunehmende Dezentralisierung als auch das volatiler werdende Energiedargebot führen zu einem sich erhöhenden Koordinierungsbedarf im Energiesystem. Bereits heute ist die effiziente Integration erneuerbarer Energien für Netzbetreiber eine herausfordernde Aufgabe. Und es ist davon auszugehen, dass das Gesamtsystem weiter an Komplexität gewinnen wird, da der Anteil volatiler Stromerzeugung steigen muss, um die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen.

Dementsprechend bestehen sowohl technische Herausforderungen, die volatilen Energiequellen effizient in das Energiesystem zu integrieren, als auch betriebswirtschaftliche Herausforderungen, ausreichend Anreize für die Investitionen in Netz-, Erzeugungs- und Speicherinfrastruktur für Netz- und Anlagenbetreiber zu schaffen. Es werden neue, intelligente Dienstleistungen (Smart Services) benötigt, die dezentralen Erzeugern erneuerbarer Energie Perspektiven eröffnen und die gleichzeitig der wachsenden Komplexität des Energie- und Infrastrukturmanagements Rechnung tragen.

Kleinere, lokale Energie-Versorgungsnetzwerke, in denen Strom direkt zwischen Produzenten, Konsumenten und der Mischform der „Prosumer“ getauscht oder gehandelt wird, können maßgeblich zur Schaffung eines effizienteren Energiesystems beitragen. Sie bergen das Potenzial, den wirtschaftlich nachhaltigen Betrieb kleiner Erzeugungsanlagen ohne staatliche Förderung sicherzustellen und die Stabilität der Energienetze zu verbessern. Auch stellt die Integration lokaler Versorgungsnetzwerke eine komplementäre Handlungsstrategie zu kostspieligen, langwierigen und bei der Bevölkerung zuweilen unpopulären Netzausbaumaßnahmen dar.

Um lokale Versorgungsnetzwerke zu etablieren, müssen die genannten Akteure jedoch zunächst zu einem wechselseitigen Austausch von Energie befähigt werden. Dies beinhaltet, dass potenzielle Energielieferanten und -abnehmer sich „finden“ und Geschäftsprozesse transparent, sicher und weitgehend automatisiert abgewickelt werden können. Zudem verfolgen die Teilnehmer entsprechender Netzwerke, zu denen auch Energieversorger, Gewerbe und Industrieunternehmen gehören können, naturgemäß sehr unterschiedliche Eigeninteressen.

In dieser Gemengelage kann der Einsatz eines Blockchain-Netzwerks zur Absicherung von Geschäftsprozessen von Vorteil sein. Durch das ausgefeilte Zusammenspiel verteilter Datenhaltung und kryptografischer Verfahren kann auf diese Weise Vertrauen zwischen einander unbekannten Energieerzeugern und -verbrauchern geschaffen werden und ein transparentes und manipulationssicheres Abrechnungs- oder Handelssystem aufgebaut werden. Durch den Einsatz einer Blockchain entfällt insbesondere die Notwendigkeit eines zentralen Vermittlers, da die Akteure auf Basis einer Peer-to-Peer-Infrastruktur direkt miteinander verbunden sind und jeglicher Austausch zwischen den Akteuren nachvollziehbar und anhand automatisierter Verifikationsprozesse erfolgt. Blockchain-

Lösungen bieten einen hohen Grad an Sicherheit für den Austausch von digitalen Wirtschaftsgütern, da sie im Vergleich zu herkömmlichen Datenbanken keine zentralen Angriffspunkte bieten.

Für die Absicherung potenziell kritischer Infrastrukturen bieten Blockchain-Systeme im Vergleich zu klassischen Datenbanken einen erhöhten Schutz vor Missbrauch und zusätzliche Vorteile hinsichtlich der Verfügbarkeit. Auf der anderen Seite ist zu beachten, dass die Entscheidung für eine Blockchain-Architektur nachteilige Auswirkungen auf die Skalierbarkeit und die Vertraulichkeit haben kann. Für konkrete Anwendungen muss daher mit Blick auf die Systemanforderungen stets gründlich analysiert werden, ob der Einsatz einer Blockchain tatsächlich sinnvoll ist und wie diese gegebenenfalls ausgestaltet werden sollte. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass der Betrieb eines Blockchain-Netzwerks nicht notwendigerweise mit einem hohen Energieaufwand einhergehen muss. So gründet etwa der bekanntermaßen hohe Energieaufwand für das Bitcoin-Netzwerk vor allem auf dem dort verwendeten „Proof-of-Work"-Konsensmechanismus, der sich für die meisten Anwendungen im Energiebereich wenig bis gar nicht eignet.

Die vorliegende Publikation zeigt auf, welche Lösungen auf Basis von Blockchain derzeit für den Umgang mit aktuellen technischen und ökonomischen Herausforderungen der Energiewende entwickelt werden. In Sektion zwei folgt zunächst ein einführender Beitrag von Prof. Dr. Jens Strüker. In diesem Beitrag werden die Herausforderungen, die bei der Koordination dezentraler Akteure im heutigen Energiesystem auftreten, und die heutige Bedeutung der Blockchain-Technologie für die Energiewirtschaft diskutiert. In den Sektionen drei bis sechs folgen die Beiträge der vier Forschungsprojekte SMECS, BloGPV, pebbles und ETIBLOGG. In diesen Beiträgen wird anhand der Projektzielsetzungen erläutert, wie die jeweiligen Smart Services ausgestaltet sind und wie das Potenzialversprechen der Blockchain für den lokalen Energiehandel und die Stromspeicherbewirtschaftung in der Community eingelöst werden kann.

BloGPV, ETIBLOGG, pebbles und SMECS sind vier Projekte des Technologieprogramms Smart Service Welt II des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Sie erforschen und entwickeln – unter Beachtung der technologischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen – neue Services für verschiedene Anwendungsfälle in der Energiewirtschaft. Trotz dieser sich hieraus ergebenden unterschiedlichen Schwerpunkte eint die Verbundprojekte neben der Nutzung der Blockchain-Technologie, dass sie sich in echten Testregionen und -strukturen bewegen und heute schon teilweise mit echten Testkunden agieren.

Durch die vorliegende Publikation soll ebenfalls darauf hingewiesen werden, dass durch punktuelle Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen eine erfolgreiche Integration von lokalen Energie-Versorgungsnetzwerken wesentlich unterstützt werden kann. Bei ausbleibenden Anpassungen der Energiemarktordnung könnte ein Wandel in der Erzeugungs- und Nachfragestruktur sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Funktionsfähigkeit des Energiesystems gefährden.

2

Der Beitrag der Blockchain-Technologie für eine digitale Echtzeit-Energiewirtschaft

2 DER BEITRAG DER BLOCKCHAIN-TECHNOLOGIE FÜR EINE DIGITALE ECHTZEIT-ENERGIEWIRTSCHAFT

Prof. Jens Strüker – Hochschule Fresenius

2.1 Die Koordination dezentraler Akteure als marktseitige und informationstechnische Herausforderung

Dezentrale Akteure verändern das Energiesystem

Die Stromerzeugungsstruktur in Deutschland wird immer kleinteiliger. So beträgt die Zahl der Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Deutschland 2018 bereits über 1,7 Millionen.[1] Im Jahr 2018 wurden in Deutschland Windanlagen mit einer Kapazität von 3,7 Gigawatt (0,98 Gigawatt Offshore, 2,72 Gigawatt Onshore), PV-Anlagen mit einer Nennleistung von 2,95 Gigawatt-Peak und Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 30 Megawatt installiert.[2] Darüber hinaus ist die Anzahl von in Betrieb befindlichen konventionellen Großkraftwerken auf 480 Stück gesunken, was einem Anteil an der Bruttostromerzeugung von 65 Prozent entspricht.[3] Im Jahr 2018 hat sich die installierte Leistung von Steinkohlekraftwerken um 0,88 Gigawatt und von Kernkraftwerken um 1,28 Gigawatt reduziert.[4]

Die Erzeugungsstruktur wird jedoch nicht nur kleinteiliger, sondern die traditionell getrennte Angebots- und Nachfrageseite vermengt sich auch zunehmend: Stromverbraucher (consumer) werden durch die Nutzung ihrer eigenen Stromerzeugung (producer) zu „Prosumern". Mit dem Abschmelzen der EEG-Einspeisevergütung steigt der Anreiz für Privat- und Gewerbekunden, den in ihren Anlagen erzeugten Strom nicht vollständig in das Stromnetz einzuspeisen und ihn stattdessen für die Deckung des eigenen Stromverbrauchs zu nutzen.[5] Für diesen selbstverbrauchten Teil der Erzeugung entfällt dabei die EEG-Vergütung, gleichzeitig werden die Strombezugskosten gespart. Entsprechend wird es bei Neuanlagen für Privathaushalte und Gewerbekunden zunehmend attraktiver, den Strom aus der Anlage selbst zu verbrauchen und nicht in das Stromnetz einzuspeisen.[6] Private und gewerbliche Anlagenbetreiber als aktive Wirtschaftssubjekte werden folglich ihren Eigenverbrauch und den Reststrombezug sowie den Verkauf überschüssiger Strommengen dynamisch aufeinander abstimmen. Das Energiesystem wird somit immer dezentraler und interaktiver.[7]

Der aufgezeigte Wandel in der Erzeugungs- und Nachfragestruktur droht, bei ausbleibenden Anpassungen der Energiemarktordnung, sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Funktionsfähigkeit des Energiesystems zu gefährden.[8] Nimmt der Eigenverbrauch von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im zuvor beschriebenen Ausmaß zu, dann werden diese Strommengen nicht länger vermarktet und stehen damit den Energiemärkten nicht zur Verfügung. In der Folge droht die Liquidität der Märkte deutlich abzunehmen.[9] Da zudem die Reststromlieferungen unmittelbar witterungsabhängig und volatil sind, erhöht sich die Komplexität des Stromsystems für die Verteilnetze ebenso wie für den Handel. Schließlich gefährdet der steigende Eigenverbrauch unter sonst gleichbleibenden Bedingungen die Finanzierung der Stromnetze: Sinkt die Menge der aus dem Netz bezogenen Kilowattstunden, müssen die Netzkosten auf weniger bezogene Kilowattstunden verteilt werden.

Der steigende Eigenverbrauch gefährdet die Finanzierung der Stromnetze.

Insgesamt könnte sich die Destabilisierung des Energiesystems durch die CO2-Bepreisung im Wärme- und Transportsektor weiter verschärfen, da sie neben der Kostendegression bei den Erneuerbaren-Energien-Anlagen einen weiteren starken Impuls für ein dezentraleres Stromsystem bedeutet.[10] Es ist davon auszugehen, dass sich die Zahl der aktiven Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie der steuerbaren Lasten weiter deutlich erhöhen wird und damit der ordnungspolitische Handlungsbedarf steigt, die neuen dezentralen Akteure aktiv in das Energiesystem einzubinden.

Die Einbindung dezentraler Akteure bedarf dezentraler Märkte

Ausgehend von der steigenden Anzahl dezentraler Akteure werden aktuell dezentrale Strommärkte als Koordinationsmechanismus diskutiert, pilotiert sowie in regulatorischen Innovationszonen erprobt. Die in der Definition unscharfen Marktkonzepte reichen dabei von einer horizontalen Abstimmung zwischen wenigen dezentralen, lokalen Akteuren im Rahmen von Mieterstrommodellen oder Quartierstrom-Projekten[11] über die Erbringung von Systemdienstleistungen im Rahmen eines Engpassmanagements[12] bis hin zu einer vertikalen Abstimmung zwischen einer großen Anzahl von dezentralen Akteuren mit zentralen, konventionellen Großerzeugern und -abnehmern.[13] Letztere Ausprägungen in Form grobaufgelöster dezentraler Märkte sind bereits gut in Theorie und Praxis untersucht.[14] Erheblicher Forschungsbedarf besteht allerdings bei lokal hochdifferenzierten Märkten und Preisen.[15] Diese sind erst jüngst im Zuge der fortschreitenden Digitalisierung technisch und wirtschaftlich möglich geworden und bisher nur ansatzweise in der Literatur und Projekten untersucht.

Hochaufgelöste dezentrale Märkte müssen unter anderem gewährleisten, dass sich Akteure auf der Hochspannungsebene nicht widersprüchlich zu direkt benachbarten Akteuren auf der Niederspannungsebene verhalten. Im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) werden hochaufgelöste lokale Märkte erprobt.[16] Wie diese lokalen Zusatzmärkte jedoch mit zonalen Strommärkten zu kombinieren sind, ohne engpassverstärkendes Verhalten und unerwünschte Rentenabschöpfung zu bewirken, ist umstritten.[17] Auch liegen bislang kaum theoretische und empirische Arbeiten zur Frage vor, bei welcher räumlichen Auflösung kleinteilige, dezentrale Marktplätze eine kritische Masse an Marktteilnehmern und damit lokale Liquidität sichern können.

Insgesamt sind hochaufgelöste dezentrale Märkte als Koordinationsinstrument noch wenig systematisch untersucht. Spätestens seit der Verabschiedung der „Renewable Energy Directive“ der Europäischen Kommission wird die rasche Weiterentwicklung eines konsistenten Marktdesigns für dezentrale Marktakteure notwendig und dringlich.[18] Die Direktive gibt Haushalten das Recht, Strom, zum Beispiel mit Photovoltaikanlagen, selbst zu erzeugen, zu nutzen und Überschüsse zum aktuellen Marktpreis zu verkaufen.[19] Vor dem Hintergrund der steigenden Komplexität des Energiesystems, in dem potenziell Millionen von Geräten in hoher Frequenz miteinander sicher interagieren sollen, hat die Diskussion um ein skalierbares Zielsystem begonnen, in dem diese Geräte positiv zur Liquidität der Strommärkte beitragen.[20] In einer solchen Echtzeit-Energiewirtschaft erhalten dezentrale Erzeugungsanlagen, Wärmepumpen, stationäre Stromspeicher, Elektrofahrzeuge, Elektrolyseure und diverse Lasten einen Marktzugang für die Vermarktung ihrer Flexibilität.[21]

Freiheitsgrade für dezentrale Märkte und Systeme mittels Blockchain

Zentralisierte Strommärkte enden heute am Netzabschlusspunkt, der in der Regel durch den Stromzähler gebildet wird. Um übergeordnete Märkte für kleine Erzeugungsanlagen, Lasten und Speicher hinter dem Zähler zu öffnen sowie dezentrale Märkte zu bilden, bedarf es kosteneffizienter Kommunikationsmechanismen zur Anbahnung und Abwicklung von Markttransaktionen. Die Durchführung derartiger Transaktionen und im weiteren Sinne auch der Nachweis zur berechtigten Teilnahme bilden die Kosten für die Nutzung des Marktes. Ein kosteneffizienter Austausch von Daten und einfache, zuverlässige und nachvollziehbare Systeme zur Verifikation dieser Informationen können mit dem Einsatz der Blockchain-Technologie realisiert werden. Diese Technologie ermöglicht es somit, potenziell eine große Anzahl an aktiven Teilnehmern wie Prosumer in Strommärkte einzubinden. Hochaufgelöste dezentrale Märkte im Verständnis einer Echtzeit-Energiewirtschaft werden realisierbar.

Um dezentrale Märkte zu bilden, bedarf es kosteneffizienter Kommunikationsmechanismen zur Anbahnung und Abwicklung von Markttransaktionen.

2.2 Blockchain in der Energiewirtschaft: Eine Momentaufnahme

Die Jahre 2018 und 2019 sind geprägt von fundamentalen Kursverlusten und einer entsprechenden Verringerung der Marktkapitalisierung von Kryptowährungen.[22] In deutlichem Kontrast zu diesen Entwicklungen steht die über öffentliche und private Kryptonetzwerke durchgeführte Anzahl an Transaktionen.[23] Auch die Anzahl an wissenschaftlichen Veröffentlichungen zu diesem Thema ist von 2017 auf 2018/2019 weiter stark gestiegen.[24] Die Blockchain-Technologie als Fundament der Kryptowährungen wird für die etablierte IT-Industrie immer interessanter und Unternehmen wie Amazon und SAP bieten Angebote zum Erstellen von Blockchain-Anwendungen bereits als Blockchain-as-a-Service-Dienst an.[25] In der Energiewirtschaft sind Blockchain-Aktivitäten, gemessen in Anzahl an Projekten und Erprobungen, 2018 und 2019 global weiter angestiegen.[26] Erste umfassende und systematische Studien zum wirtschaftlichen, technologischen und regulatorischen Reifegrad verschiedener energiewirtschaftlicher Anwendungen liegen vor.[27]

Technologische Reife

Bei der Kommerzialisierung und Finanzierung von Blockchains besteht aktuell noch eine erhebliche Lücke zwischen den Ambitionen – ausgedrückt beispielsweise in Businessplänen und Whitepapers – von Unternehmen, Entwicklern und Start-ups und dem verfügbaren und verlässlich anwendbaren Instrumentenkasten, um die Pläne umzusetzen.[28] Hierbei ist die Benutzerfreundlichkeit hervorzuheben. Heutige Kryptonetzwerke erlauben Nutzern noch keinen leichten und unbeschwerten Einstieg frei von Expertenwissen. Gängige Blockchain-Technologien sind noch deutlich weiterzuentwickeln, bevor diese tatsächlich für die Massennutzung geeignet sind. Ebenso fehlen für Softwareentwickler einheitliche Entwicklungsumgebungen und leicht zugängliche und standardisierte Blockchain-Baukästen, um Kundenaufträge rasch zu planen und umzusetzen. Erste Software-as-a-Service-Angebote von Anbietern wie Amazon[29] oder SAP[30] und anderen sind erste Schritte in diese Richtung.

Hinsichtlich Interoperabilität liegen Konzepte wie die von Cosmos und Polkadot vor, die eine universale, sogenannte Multichain anstreben, bei der eine Übersetzungsarchitektur für die unterschiedlichen öffentlichen Blockchains sowie die diversen privaten Sidechains geschaffen wird. Dies ermöglicht es, beispielsweise für eine Transaktion Ether zu versenden und Bitcoin zurückzuerhalten.[31] Während weiter neue Blockchain-Protokolle sowie eine Vielzahl neuer Anwendungen zu beobachten sind, hat die Standardisierung durch internationale Gremien[32] oder im Zuge von Kooperationen[33] begonnen.

Eine Bestimmung der technologischen Reife wird aktuell vor allem dadurch erschwert, dass Blockchain-Technologien bzw. Distributed-Ledger-Technologien sich erheblich unterscheiden. Einerseits lassen sich verschiedene Anwendungstypen wie Wertespeicher (Kryptowährungen), Smart-Contract-Plattformen oder Marktplätze für den dezentralen Werte- und Diensteaustausch beobachten.[34] Andererseits weisen Blockchain-Technologien zahlreiche Unterschiede hinsichtlich funktionaler und technischer Eigenschaften auf.[35] Insgesamt steht die Blockchain-Welt noch vor einer Vielzahl an Herausforderungen, bevor der Schritt hin zu einer Massenanwendung in der Energiewirtschaft erfolgen kann.[36]

2.3 Erkenntnisfortschritt durch Pilotprojekte

Hochaufgelöste dezentrale Märkte in einem Energiesystem mit Millionen von dezentralen Akteuren stellen als Koordinationsinstrument eine empfindliche Forschungslücke dar. Zuvor wurde dieser Befund zunächst hergeleitet und anschließend aufgezeigt, welche Freiheitsgrade die Blockchain-Technologie für das Schließen dieser Lücke in Form der Koordination von dezentralen Marktakteuren potenziell bietet. Die Blockchain-Förderprojekte BloGPV, ETIBLOGG, pebbles und SMECS des Technologieprogramms Smart Service Welten II des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) setzen unmittelbar bei der Rolle von dezentralen Akteuren an und versprechen, auf diese Weise wichtige praktische Erkenntnisse bezüglich der technischen Machbarkeit und des wirtschaftlichen Nutzens von Blockchain-Anwendungen zu liefern. Dies ist dringend erforderlich, da die Bestimmung des Beitrags der Blockchain-Technologie für die dezentrale Koordination von Akteuren, und damit die Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens für hochaufgelöste dezentrale Märkte, aufgrund der Komplexität dezentraler Systeme ohne empirische Daten nicht möglich ist. Die Forderung nach weiteren Umsetzungsprojekten und ihrer Auswertung gehört auch zu den Kernergebnissen der bislang umfassendsten Untersuchung zum Einsatz der Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft.[37]

Ohne empirische Daten ist die Bestimmung des Beitrags von Blockchain für die dezentrale Koordination aufgrund der Komplexität dezentraler Systeme nicht möglich.

Die Förderprojekte BloGPV, pebbles und ETIBLOGG untersuchen mit je unterschiedlichen Schwerpunkten das Zusammenspiel von Stromhandel zwischen dezentralen Akteuren und den Stromnetzen. Diese integrativen Ansätze gehen damit weit über existierende Peer-to-Peer-Ansätze in der Energiewirtschaft hinaus, die zumeist lediglich innovative Bilanzierungskonzepte darstellen und Bilanzierungsverantwortlichkeiten und Wechselwirkungen mit Verteil- und Transportnetzen unberücksichtigt lassen.[38]

Die möglichen Rückschlüsse für die notwendige Weiterentwicklung der Energiemarktordnung sind bei den drei genannten Projekten entsprechend vielversprechend. Jüngste Untersuchungen zum Blockchain-basierten Labeling von Ökostrom und EE-Zertifikatehandel kommen zu dem Schluss, dass die Kosten für die Erstellung von Herkunftsnachweisen durch die unmittelbare Ausschaltung heute aktiver Intermediäre und Zertifizierungsdienstleister deutlich gesenkt werden können.[39] Ebenso werden sinkende Kosten für die Kontrolle und Durchführung von Nachweisen und die Verwaltung erwartet. Unter sonst gleichbleibenden Bedingungen nehmen dann die Anreize für Erzeuger zu, auch kleine Mengen Strom zu vermarkten. Für Marktakteure wird demnach schon die Einspeisung einzelner Kilowattstunden attraktiv statt wie bisher erst im Megawattstundenbereich. Blockchain-basierte Herkunftsnachweise können so mittelbar zur Marktintegration von dezentralen Akteuren beitragen. Auch wird ihnen in Studien bereits heute die technische Umsetzbarkeit und ein hoher wirtschaftlicher Nutzen attestiert.[40] Die im Förderprojekt SMECS umgesetzten Blockchain-basierten Herkunftsnachweise versprechen daher ebenfalls wichtige Erkenntnisse für die Weiterentwicklung unserer Energiemärkte.

1 IRENA (2018) und Bundesnetzagentur (2018).

2 ISE (2019).

3 Kraftwerksliste der BNetzA mit Stand vom 02.02.2018, Bundesnetzagentur (2018). Zur Feststellung der Anzahl wurde in der Gesamtkraftwerksliste nach denKriterien Kraftwerksstatus in Betrieb und den Energieträgern Erdgas, Braunkohle, Steinkohle, Kernenergie, mehrere Energieträger, Mineralölprodukte, sonstige Energieträger und unbekannte Energieträger differenziert.

4 ISE (2019).

5 European Energy Labs 2030 und Wirtschaftsrat der CDU (2019).

6 European Energy Labs 2030 und Wirtschaftsrat der CDU (2019).

7 Umweltbundesamt (2019).

8 European Energy Labs 2030 und Wirtschaftsrat der CDU (2019).

9 European Energy Labs 2030 und Wirtschaftsrat der CDU (2019).

10 BNEF (2018).

11 Mieterstromansätze und Quartierstromlösungen finden sich z. B. unter https://future-living-berlin.com/ sowie unter https://quartier-strom.ch (Beide Links zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

12 Nieße et al. (2018).

13 Vgl. Übersicht in Hirth et al. (2019).

14 Referenzarbeiten sind Schweppe et al. (1988), Neuhoff und Boyd. (July 2011), Hogan (2002), FERC (2002).

15 Siemens & Epex-Spot (2019).

16 Vgl. z.B. Radecke et al. (2019)

17 Hirth et al. (2019).

18 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN (Zuletzt aufgerufen am 08.01.2020).

19 Simon (2018).

20 Vgl. ausführlich hierzu: European Energy Labs 2030 und Wirtschaftsrat der CDU (2019).

21 Flexibilität beschreibt die technische Fähigkeit einer Anlage, die aktuelle bzw. prognostizierte Leistung [P, Q] zu verändern.

22 Patterson (2018).

23 Laut ConsenSys (2019) wurden bereits 400 Millionen Transaktionen über das Bitcoin-Netzwerk durchgeführt. Im Juni 2019 überstiegendie im Ethereum-Netzwerk erfolgten Transaktionen bereits eine Million.

24 Auf Google Scholar lässt sich eine Zunahme sämtlicher Begriffe mit Verbindung zu Blockchain-Technologien nachvollziehen. So nahmen Publikationen, welche den Begriff Blockchain allgemein bzw. im Titel enthalten, um etwa 150 Prozent bzw. 200 Prozent zu, ähnliche Werte gelten für Hyperledger. Publikationen mit den Begriffen Bitcoin, Ethereum und Byzantine Fault Tolerance nahmen um etwa 50 Prozent zu.

25 BDEW (2018).

26 Wood Mackenzie (2018).

27 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (2019) und FfE (2018).

28 Deutsche Energie-Agentur (2019).

29 Vgl. AWS (2018).

30 BDEW (2018).

31 Vgl. Kajpust (2018).

32 Vgl. ISO (2019).

33 Stanley (2019).

34 Deutsche Energie-Agentur (2019).

35 Die Verfasser des technischen Gutachtens in Deutsche Energie-Agentur (2019) analysieren 13 Kryptonetzwerke für die Energiewirtschaft anhand von 15 Kriterien.

36 Vgl. die ausgezeichnete Übersicht in Merz (2019).

37 Deutsche Energie-Agentur (2019).

38 Vgl. hierzu die in Deutsche Energie-Agentur (2019) unter dem Use Case 8 „P2P-Handel zwischen Kunden eines Stromlieferanten“ aufgeführten Umsetzungsbeispiele.

39 FfE (2018) sowie Deutsche Energie-Agentur (2019).

40 Vgl. z. B.: Deutsche Energie-Agentur (2019).

2.4 Quellen- und Literaturverzeichnis

AWS (2018). Blockchain in AWS. (Amazon, Produzent). AWS Blockchain-Vorlagen. https://aws.amazon.com/blockchain/ (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

BDEW (2018). Blockchain in the Energy Sector. BDEW, INEWI, SAP - The Potential for Energy Providers, Technology, Berlin.

BNEF (2018). New Energy Outlook 2018 - BNEF's annual long-term economic analysis of the world's power sector out to 2050. Bloomberg NEF. https://bnef.turtl.co/story/neo2018 (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Bundesnetzagentur (2018). EEG in Zahlen 2017. 3.2 Entwicklung der Anzahl installierter erneuerbarer Energieanlagen.

ConsenSys (3.12.2019). media.consensys.net. https://consensys.net/blog/news/the-decade-in-blockchain-2010-to-2020-in-review/ (Beide Links zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Deutsche Energie-Agentur (2019). Blockchain in der integrierten Energiewende. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Studie_Blockchain_Integrierte_Energiewende_DE4.pdf (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

EPEX SPOT (2020). EPEX SPOT Homepage. https://www.epexspot.com/document/40266/190205_EPEX_EWE_ENERA_PressRelease_EN_clean.pdf (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

EU (2018). Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

European Energy Lab 2030; Wirtschaftsrat Deutschland (2019). Digitale Echtzeit-Energiewirtschaft – Bausteine für ein marktwirtschaftliches Zielmodell. https://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/digitale-echtzeit-energiewirtschaf-bausteine-fuer-ein-marktwirtschaftliches-zielmodell-de/$file/Leitstudie%20European%20Energy%20Lab%202030.pdf (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

European Energy Labs 2030 und Wirtschaftsrat der CDU (2019). Leitstudie Digitale Echtzeit-Energiewirtschaft - Bausteine für ein marktwirtschaftliches Zielmodell.

FERC (March 2002). Working paper on standardized transmission service and wholesale electricity market design. Federal Energy Regulatory Commission, Washington DC.

FfE (2018). Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Blockchain - Chance zur Transformation der Energiewirtschaft? https://www.ffe.de/attachments/article/846/Blockchain_Teilbericht_Use Cases.pdf#page=155 (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Hirth, L; Schlecht, I.; Maurer, C.; Tersteegen, B. (2019). Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem - Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Hogan W.W. (2002). Electricity market design and structure: Working paper on standardized transmission service and wholesale electricity market design Comments. Submitted to the Federal Energy Regulatory Commission Washington DC April 10, 2002.

IRENA (2018). Global Energy Transformation - A Roadmap to 2050. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

ISE (2019). Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: Energy Charts. https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm?year=2018&period=annual&type=inc_dec (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

FfE (2018). Die Blockchain-Technologie - Chance zur Transformation der Energiewirtschaft - Berichtsteil Anwendungsfälle. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. München: https://www.ffe.de/attachments/article/846/Blockchain_Teilbericht_UseCases.pdf (zuletzt abgerufen am 06.01.2020).

ISO (2019). ISO/TC 307. Blockchain and distributed ledger technologies. International Organization for Standardization.

Kajpust, D (27.06.2018). Medium Cryptocurrency. Blockchain Interoperability: Cosmos vs. Polkadot. https://medium.com/@davekaj/blockchain-interoperability-cosmos-vs-polkadot-48097d54d2e2 (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Merz, M. (2019). Blockchain im B2B-Einsatz – Technologien, Anwendungen, Projekte. ISBN: 978-3-940117-18-2: MM Publishing.

Neuhoff K. and R. Boyd (July 2011). International Experiences of Nodal Pricing Implementation. Tech.report. Climate Policy Initiative. Berlin, Germany.

Nieße, A.; Ihle, N.; Balduin, S. et al. (2018). Distributed ledger technology for fully automated congestion management. Energy Informatics 1, 22

Patterson, M. (12.09.2018). bloomberg.com. Crypto's 80% Plunge Is Now Worse Than the Dot-Com Crash. https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-09-12/crypto-s-crash-just-surpassed-dot-com-levels-as-losses-reach-80 (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Radecke, J.; Hefele, J.; Hirth, L. (2019) . Markets for Local Flexibility in Distribution Networks, ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg, https://www.econstor.eu/handle/10419/204559 (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Simon, F. (4.12.2018). euractiv. Solar PV sector hails EU deal on small-scale 'citizen energy'. https://www.euractiv.com/section/energy/news/solar-pv-sector-hails-eu-deal-on-small-scale-citizen-energy/ (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Siemens & EPEX-SPOT (2019). Taking markets to all levels: Valuing flexibility to achieve market-based sector integration. http://bit.ly/2OQBamT (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Schweppe F.; Tabors, R.; Caramanis M.; R. Bohen (1988). Spot pricing of electricity. Power Electronics and Power Systems. Springer US.

Stanley, A. (01.12.2018). forbes.com. Hyperledger And Enterprise Ethereum Alliance Join Forces In Enterprise Blockchain Boost. https://www.forbes.com/sites/astanley/2018/10/01/hyperledger-and-enterprise-ethereum-alliance-join-forces-in-enterprise-blockchain-boost/#5594d-0c74aa2 (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Umweltbundesamt (2019). Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12_cc_03-2019_sektrokopplung.pdf (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

Wood Mackenzie (2018). Blockchain for Energy 2018: Companies & Applications for Distributed Ledger Technologies on the Grid. https://www.woodmac.com/reports/power-markets-blockchain-for-energy-2018-companies-and-applications-for-distributed-ledger-technologies-on-the-grid-58115325 (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

3

Der Blockchain-basierte Energieherkunftsnachweis und die regulatorischen Rahmenbedingungen für den regionalen Stromhandel

3 DER BLOCKCHAIN-BASIERTE ENERGIEHERKUNFTSNACHWEIS UND DIE REGULATORISCHEN RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN REGIONALEN STROMHANDEL

Jörg Schiller (CIS Solutions GmbH), Gerrit Schumann (Energieforen Leipzig GmbH), Oliver Strauss (Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation), Chris Leiter (Social CRM Research Center e.V.)
***Verbundprojekt SMECS** (Smart Energy Communities, https://www.smecs-projekt.de)*

3.1 Das Projekt SMECS / Das Ergebnis

Wir sind heute digital vernetzt und steigern unsere Lebensqualität durch smarte Dienstleistungen und künstliche Intelligenz stetig. In vielen Bereichen des alltäglichen Lebens vertrauen wir bereits zunehmend auf Assistenzsysteme – sie messen unseren Puls, helfen dabei einzuparken oder mit anderen Menschen zu kommunizieren. Für eine regionale Versorgungswirtschaft mit lokalem Grünstrom, dem Local Green Grid, fehlt jedoch ein Assistenzsystem.

Das Forschungsprojekt SMECS (Smart Energy Communities) nutzt zur Entwicklung und Erprobung einer solchen Lösung Community-Konzepte sowie innovative KI- und Prognosemodelle in Kombination mit Blockchain-Verfahren für lokale Stromherkunftsnachweise und Digital Contracts. Dadurch können zugehörige Informationsflüsse sicher und kosteneffizient abgebildet werden. Die Erfüllung der hohen Sicherheitsanforderungen führt zu einem Vertrauensgewinn der Verbraucher in die Technologie.

SMECS bietet eine Plattform an, auf der Erzeuger und Verbraucher über Digital Contracts online teilnehmen können. Innerhalb dieser „Smart Energy Community" können Erzeuger und Verbraucher konkrete Strommengen- und Preisangebote austauschen und Strom-Deals für den nächsten Tag abschließen.

Durch SMECS rentiert es sich für Erzeuger mit neuen und aus der EEG-Förderung auslaufenden Anlagen, weiterhin Strom zu produzieren. Gleichzeitig können Verbraucher in der Nachbarschaft produzierten Strom über günstige Tarife beziehen.

SMECS optimiert den Stromhandel hinsichtlich der momentanen gesetzlichen Abgaben zum Herkunftsnachweis inklusive anfallender Netzentgelte und liefert die Abrechnung und das Matching für zeitgleiche Erzeugung und Verbrauch.

3.2 Herkunftsnachweis

3.2.1 Bestehende Regelungen und deren Grenzen

Der Anteil von Ökostromprodukten in Deutschland ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Eine Möglichkeit, den Verbrauchern nachzuweisen, dass ihr verbrauchter Strom tatsächlich aus erneuerbaren Quellen stammt, stellt der Herkunftsnachweis dar. Herkunftsnachweise sind digitale Dokumente und werden im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes verwaltet. Das Register ähnelt dabei einem Online-Banking-System, das die Herkunftsnachweise ausstellt, überträgt, importiert, exportiert oder entwertet. Die Nachweise dokumentieren dabei, wo und aus welcher erneuerbaren Quelle Strom produziert wurde. Das Umweltbundesamt kann Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien für ihre produzierte und eingespeiste Strommenge Herkunftsnachweise

ausstellen, allerdings nur, wenn der Strom nicht schon im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vergütet wird.

Zudem stellt ein Herkunftsnachweis sicher, dass keine Doppelvermarktung des Ökostroms möglich ist. Auf der Stromrechnung eines Versorgers stellt die Stromkennzeichnung dar, aus welchen Quellen der verbrauchte Strom stammt und weist somit den Anteil des EE-Stroms aus. Dabei wird zwischen zwei Arten von erneuerbarem Strom unterschieden. Einerseits gibt es den erneuerbaren Strom, den alle Stromkunden über die EEG-Umlage finanzieren, und andererseits den erneuerbaren Strom, der ohne diese Förderung produziert wird. Der EE-Umlagen-finanzierte Stromanteil wird dabei unabhängig vom Stromtarif auf der Rechnung ausgewiesen. Der nicht-umlagenfinanzierte EE-Strom wird gesondert ausgewiesen. Der Versorger muss für diesen Strom Herkunftsnachweise in entsprechender Menge beim Umweltbundesamt vorweisen und entwerten lassen.

Hier stößt der herkömmliche Herkunftsnachweis jedoch an seine Grenzen. Für den Herkunftsnachweis spielt die Gleichzeitigkeit von der Produktion und dem Verbrauch des betreffenden Stroms generell eine zentrale Rolle, jedoch wird sie mittels des herkömmlichen Herkunftsnachweises nicht belegt. Zudem wird auch der Faktor der räumlichen Nähe zwischen Stromproduktion und Verbrauch außer Acht gelassen. Aufgrund dieser Schwächen können Versorger Ökostrom an ihre Kunden liefern, obwohl sie diese lediglich mit Strom aus Atomkraft- oder Kohlekraftwerken versorgen und diesen Strom mithilfe von zusätzlich eingekauften Herkunftsnachweisen als „Grünstrom" deklarieren. Der herkömmliche Herkunftsnachweis eignet sich somit nicht, um das sogenannte „Greenwashing" zu verhindern.

3.2.2 Der Blockchain-basierte Herkunftsnachweis in SMECS

Heute gibt es nur bilanzielle Nachweise über Zertifikate. Es ist schwer zu begründen, warum einige Verbraucher das Netz weniger belasten als andere. Eine Möglichkeit, den Strombezug explizit und transparent nachvollziehen zu können, haben Verbraucher nicht. Dies könnte jedoch eine Grundlage für reduzierte Netzentgelte sein. Ein Herkunftsnachweis im Kontext des Projektes SMECS stellt, im Gegensatz zum derzeit verwendeten Herkunftsnachweis, einen exakten Nachweis dar. Er zeigt den Verbrauchern an, aus welcher Anlage der Strom zu einer bestimmten Zeit bezogen worden ist.

Voraussetzung hierfür ist ein zeitlich und örtlich hochaufgelöster Herkunftsnachweis, der auf den tatsächlichen Messwerten von Erzeugung und Verbrauch basiert. Hiermit kann innerhalb einer Community aufgezeigt werden, wie viel Prozent des verbrauchten Stroms zeitgleich und lokal innerhalb der Community erzeugt wurde.

Regionale Communities können großen Nutzen erzielen, wenn sie es schaffen, Verbrauch und Erzeugung in ihrer Region, zum Beispiel durch den Einsatz von Stromspeichern oder anderen Flexibilitätsoptionen, zu synchronisieren. Wird Strom zeitgleich dort verbraucht, wo er auch erzeugt wird, würden die Übertragungsnetze entlastet und es könnten evtl. Nutzungsgebühren eingespart werden. SMECS verfolgt hierbei den Ansatz, Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Community mithilfe einer intelligenten Betriebsoptimierung aufeinander anzupassen, regionalen Verbrauch mithilfe eines digitalen Herkunftsnachweises zu belegen und zu belohnen. Auf diese Weise wird ein lohnendes Geschäftsmodell für die Erzeuger in der Smart Energy Community ermöglicht. So kann die dezentrale Energiewende in Bürgerhand vorangetrieben werden.

Aufgrund ihrer technischen Eigenschaften bietet sich die Blockchain als Basis zur Realisierung eines digitalen Herkunftsnachweises an. Die Blockchain gewährleistet die Unveränderlichkeit der Daten und bietet Sicherheit durch redundante Datenhaltung. Insbesondere die Konsensbildung ohne zentrale Instanz passt gut zum Anwendungsfall eines digitalen Herkunftsregisters.

Die Blockchain gewährleistet die Unveränderlichkeit der Daten und bietet Sicherheit durch redundante Datenhaltung.

Der Herkunftsnachweis setzt sich aus den Schritten Datenerfassung und Datenabgleich zusammen (Abbildung 1). Um die zeitgleiche Erzeugung und den Verbrauch von Strom mithilfe der Blockchain belegen zu können, müssen zuerst die beteiligten Parteien auf der Blockchain bekannt sein. Dies erfolgt durch Speicherung der benötigten Stammdaten der Erzeugeranlagen und der Verbraucher auf der Blockchain. Im zweiten Schritt werden in 15-Minuten-Intervallen die erzeugten und verbrauchten Strommengen auf der Blockchain erfasst. Die Daten können dabei direkt aus Zählersystemen, über ein Smart Meter Gateway oder über Messdatenmanagementsysteme der Messstellenbetreiber auf die Blockchain geschrieben werden. Liegen diese Daten vor, so kann in regelmäßigen Abständen ein Abgleich der erzeugten und verbrauchten Strommengen für jeden 15-Minuten-Zeitabschnitt erfolgen. Um eine optimale Zuordnung erreichen zu können, müssen eine Reihe von Randbedingungen berücksichtigt werden:

- Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch
- Räumliche Entfernung der Partner, um evtl. im Rahmen der regionalen Direktvermarktung die Stromsteuer einsparen zu können
- Position der Partner innerhalb der Netztopologie, um evtl. zukünftig (nach einer entsprechenden Anpassung der Regularien) einen Teil der Netzentgelte einsparen zu können, da nachweislich keine höheren Verteilnetzebenen in Anspruch genommen wurden
- Strom-Mix-Präferenzen der Verbraucher
- Faire bzw. wirtschaftlich optimale Verteilung der erneuerbaren Energie unter den Verbrauchern

Eine Voraussetzung ist dabei das weitgehende Vorhandensein einer Smart-Meter-Infrastruktur auf Verbraucherseite, um den verbrauchten Strom in 15-Minuten-Abschnitten zu erfassen.

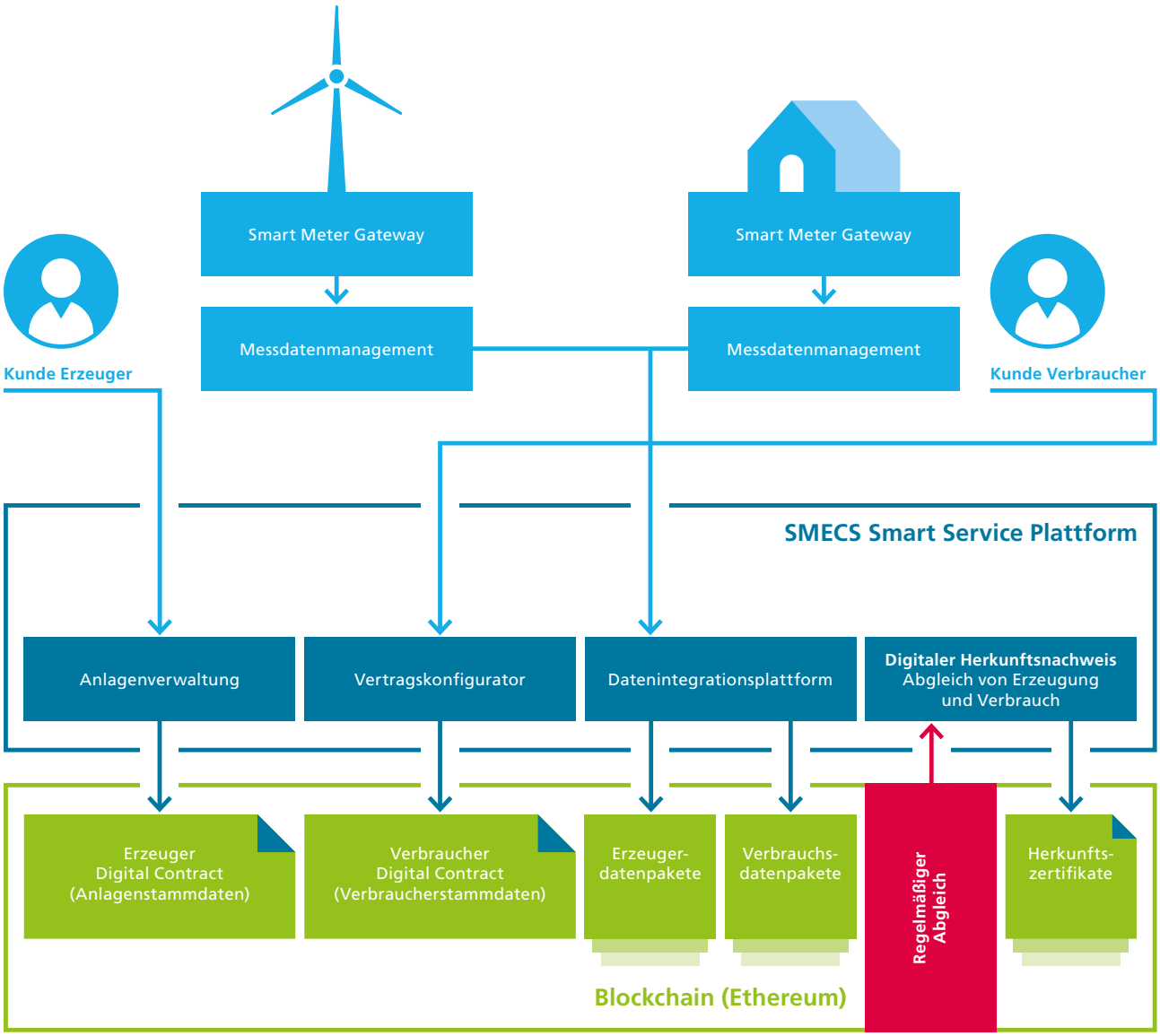

Abbildung 1: Schematischer Ablauf des digitalen Herkunftsnachweises in SMECS – vom Anlegen der Stammdaten über die periodische Erfassung der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten zum optimierten Abgleich und der Erstellung der Herkunftszertifikate

3.2.3 Nutzen und Vorteile eines digitalen Herkunftsnachweises

Der beschriebene detaillierte regionale Herkunftsnachweis stellt die Basis für eine Reihe von bereits verfügbaren und zukünftig möglichen Anwendungsfällen dar:

- Bereits heute können nicht EEG-geförderte Anlagen mit einer Kapazität von unter zwei MW im Rahmen der regionalen Direktvermarktung von der Stromsteuer befreit werden, wenn sich die Abnehmer in einem Umkreis von 4,5 km um die Erzeugeranlage befinden. Der Herkunftsnachweis kann hier den Nachweis des regionalen Verbrauchs erbringen.[41]

- Mithilfe des Herkunftsnachweises kann verifiziert werden, dass die Netze durch lokales Matching von Angebot und Nachfrage bzw. von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Ortsnetze weniger belastet werden. Evtl. kann bei einem weitgehenden Ausgleich sogar auf zusätzliche Leitungen im Übertragungsnetz verzichtet werden. Dies wäre die Voraussetzung für die Umsetzung von entfernungsabhängigen Netzentgelten, die es ermöglichen würden, Regionalstrom günstiger anzubieten. Dies ist jedoch nach den heutigen Regelungen der Stromnetzentgeltverordnung und der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen noch nicht realisierbar.

- Ein detaillierter Nachweis der Belieferung mit regionalem, regenerativ erzeugtem Strom und des realisierten Energie-Mixes auf der Jahresabrechnung der Kunden kann als Mehrwert an die Kunden verkauft werden. Strom wird dadurch von einer Handelsware (Commodity) zu einem emotionalen Produkt. Untersuchungen habe gezeigt, dass die Zahlungsbereitschaft von Kunden einer Energiegenossenschaft bei einem Anteil von 33 Prozent an regenerativ erzeugtem Strom um rund zwei Cent/kWh höher liegt als bei gewöhnlichen Stromkunden. Bei 66 Prozent Ökostromanteil steigt die Zahlungsbereitschaft auf um die 3,50 Cent/kWh.[42]

- Darüber hinaus kann der Energiemix detailliert ausgewiesen und nachvollzogen werden. Mit dem SMECS-Herkunftsnachweis ist derzeit kein Herkunftsnachweis im regulatorischen Sinne möglich, denn es ist rechtlich genau vorgeschrieben, wie eine Stromrechnung mit Stromherkunft auszusehen hat. Eine Möglichkeit zur Steigerung der Transparenz stellt die grafische Darstellung der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch mit Livedaten in einem Web-Portal dar.

Ein weiterer interessanter Anwendungsfall der Blockchain ist die Kennzeichnung von regenerativ erzeugtem Strom bei der Einspeicherung in einen Stromspeicher. Normalerweise wird Strom aus Speichern als Graustrom gewertet, da die Stromherkunft nicht festzustellen ist. Mithilfe der Blockchain kann auf der bilanziellen Ebene dokumentiert werden, wie viele „Ökostrom-Pakete“ im Speicher vorhanden sind, die dann bei Ausspeicherung ebenfalls als Ökostrom behandelt werden können. Dies ist wichtig, da durch den Einsatz von Speichern der lokale Abgleich von erzeugtem und verbrauchtem Ökostrom deutlich verbessert werden kann.

Mithilfe der Blockchain kann auf der bilanziellen Ebene dokumentiert werden, wie viele „Ökostrom-Pakete“ im Speicher vorhanden sind, die dann bei Ausspeicherung ebenfalls als Ökostrom behandelt werden können.

3.3 SMECS-Community-Modell (Smart Contracts, Prognosen, Geschäftsmodell)

Ein Geschäftsmodell klärt, wie ein Unternehmen oder eine Branche durch eine geeignete Organisation der eigenen Prozesse Werte erschafft, liefert und bindet. Es stellt somit ein Mittel dar, um Geschäftsideen in potenziell vermarktungsfähige und profitable Services und Produkte zu erweitern.[43] Für die Identifikation eines passenden Geschäftsmodells für den SMECS-Use-Case wurden aus der jeweiligen Stakeholder-Perspektive vier grundlegende Fragen beantwortet, die sich am Vorgehen der Geschäftsmodellentwicklung nach Gassmann[44] orientieren: 1. Welche Kunden sind die Zielkunden der gesamten SMECS-Konstruktion? 2. Was ist das SMECS-Nutzenversprechen? 3. Wie sieht die spezifische SMECS-Wertschöpfungskette aus und wo werden die Leistungen generiert? 4. Wie sieht die SMECS-Ertragsmechanik aus? Wo wird der eigene Wert erzielt?

In einem ersten Schritt wurden die jeweiligen Stakeholder der SMECS-Konstruktion in ein gemeinsames Beziehungsmodell (siehe Abbildung 2) zusammengefasst. Dieses Modell beschreibt dabei ausschließlich die hierarchische Betrachtungsebene und nicht die Leistungsbeziehungen. Aus dieser Hierarchieerfassung konnte die Notwendigkeit einer Untergliederung in zwei Geschäftsmodellrahmen extrahiert werden, die im folgenden Textabschnitt genauer erläutert werden.

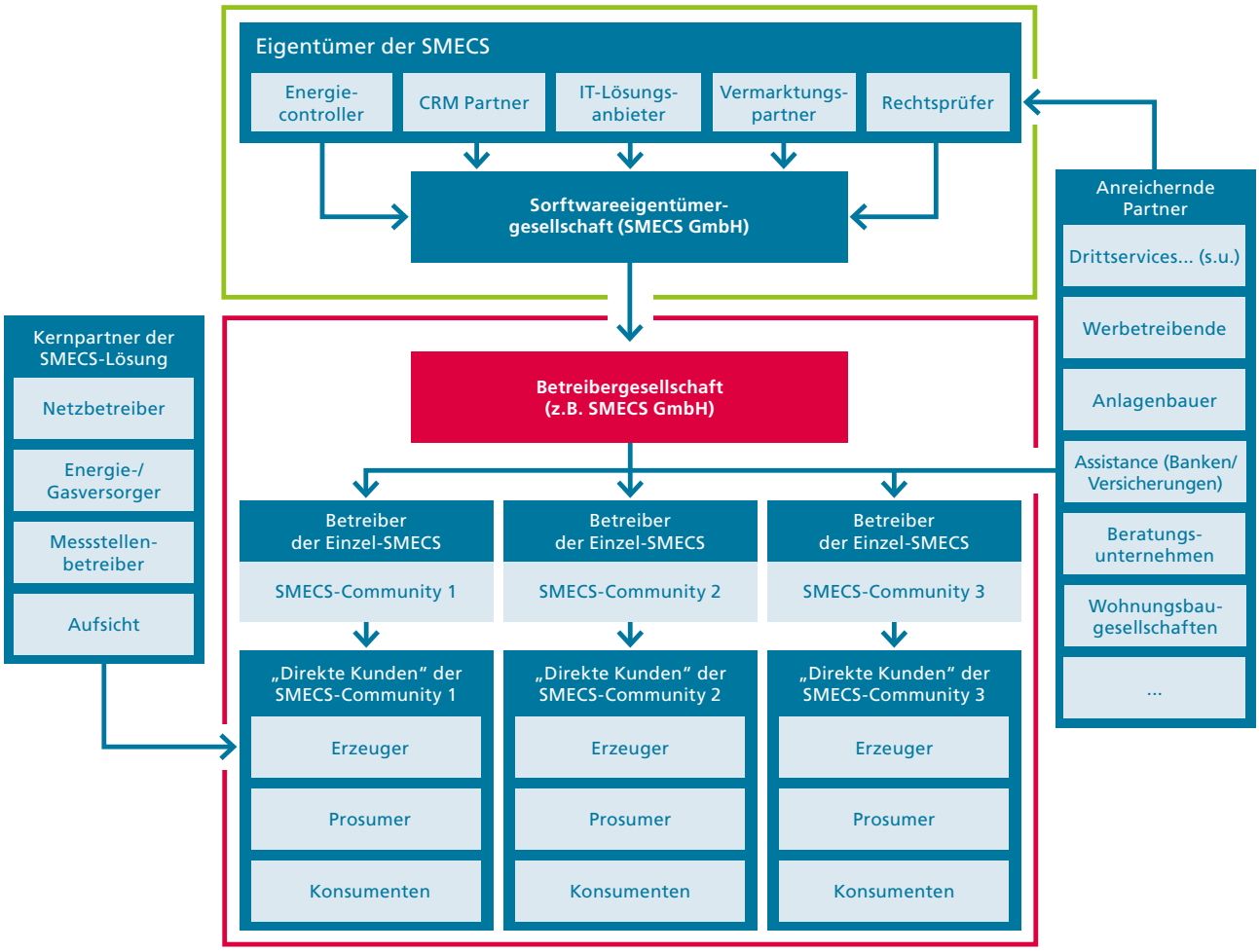

Abbildung 2: Die Beziehungen der unterschiedlichen Akteure im SMECS-Projekt

In einem ersten Schritt (grün umrahmt) wurde die Erstellung und Vermarktung des SMECS-Konzeptes und der Software in einen Geschäftsmodellrahmen zusammengefasst. Hierbei kümmert sich eine Softwareeigentümergesellschaft um die Konzeptionierung, Erstellung, Prüfung und den Vertrieb der SMECS-Softwarelösung. Zudem akquiriert sie anreichernde Serviceleistungen von Drittanbietern, die als Add-on-Services den Softwarekunden optional zur Verfügung gestellt werden können.

Innerhalb des zweiten Geschäftsmodellrahmens (rot umrahmt) findet der eigentliche Betrieb der SMECS-Communities statt. Innerhalb dieses Rahmens betreiben einzelne Einheiten, die aus mehreren kleinen Erzeugern, Verbrauchern und Prosumern bestehen, eigenständig ihre Communities (SMECS-Communities) und bauen auf die Funktionalitäten auf, die ihnen durch die Softwarelösung zur Verfügung gestellt werden. Zudem werden Programmierschnittstellen zur Verfügung gestellt, mit denen die SMECS-Communities selbstständig zusätzliche Drittanbieter einbinden können, die aufgrund des vom Standard abweichenden regionalen Eigenverständnisses oder der Mitgliederinteressen nicht bereits durch die Kernfunktionen abgedeckt werden können.

Im Verständnis der Geschäftsmodellbetrachtungen wurde für einzelne SMECS-Communities die folgende Abgrenzung getroffen: „Einzelne SMECS-Communities bestehen aus Stromkonsumenten und Stromerzeugern, die sich innerhalb des Niederspannungsnetzes regional verknüpfen, um somit einen regionalen Strombezug zu gewährleisten und Energieerzeuger lokal mit Konsumenten zu vernetzen. Dieser regionale Aufbau hat zum Ziel, Preisvorteile durch die Umgehung des Mittel-/Hochspannungsnetzes zu ermöglichen, Infrastrukturkosten zu reduzieren und Kunden das Bewusstsein für einen hochwertigen und lokal erneuerbar erzeugten Strom zu vermitteln."

Der regionale Zusammenschluss soll zudem Verbundvorteile im Kontext von stromversorgungsverwandten Services gewährleisten und somit gleichermaßen Community-Mehrwerte für Erzeuger und Stromkunden liefern.

Erzeuger bekommen die Möglichkeit, sich direkt mit ihren eigenen Erzeugungsanlagen in das Stromnetz, mit individuellen Verträgen gegenüber dem SMECS-Betreiber, einzubinden und den eigenen Strom zu vermarkten. Verbraucher dagegen können sich durch den Abschluss eines standardisierten Stromtarifs (für die jeweiligen Konsumenten der identischen Community gleich) der Community anschließen. Bei der Kündigung des Vertrages erlischt automatisch auch die Mitgliedschaft.

Die beiden neuen Kernstücke der Architektur sind einerseits die Eigentümergesellschaft zur Konzept- und Softwareverwaltung und andererseits das Konzept der Betreibergesellschaft, die die Synergiepotenziale des gesamten SMECS-Konstruktes zu sich hebt und somit eine Entlastung der einzelnen SMECS-Communities erreicht.

3.4 Regulatorische Anregungen, Rahmenbedingungen

Besonders im Bereich des „echten Peer-to-Peer(P2P)-Handels" stehen die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen einer erfolgreichen Umsetzung im Weg. Aufgrund der derzeitigen Stromkostenzusammensetzung für Endverbraucher ist durch eine Optimierung auf lokaler Ebene kaum ein monetärer Vorteil zu erreichen. Im Status quo bieten Netznutzungsentgelte und Abgaben

keine Anreize für P2P-Handel. Der Preisbestandteil der „Commodity" beträgt lediglich ca. vier Cent/kWh, der Rest des Endkundenpreises setzt sich aus festen Bestandteilen zusammen und kann nicht beeinflusst werden. Um P2P-Handel zu ermöglichen, müssten das Netzentgeltsystem sowie das Steuer- und Abgabensystem Anreize für P2P-Handel schaffen. Mit Blick auf die Dezentralisierung und nach dem Prinzip von Intelligenz statt Leitungsausbau ist in Zukunft ein Entgelt-, Steuer- und Abgabesystem unabdingbar, welches lokale Zusammenführung sowie Optimierung von Verbrauch und Erzeugung belohnt. Zum Beweis des lokalen Stromverbrauchs werden zeitlich und örtlich hochaufgelöste Herkunftsnachweise benötigt.

Mit Blick auf die Dezentralisierung ist in Zukunft ein Entgelt-, Steuer- und Abgabesystem unabdingbar, welches lokale Zusammenführung sowie Optimierung von Verbrauch und Erzeugung belohnt.

Ähnliches gilt für Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften. In örtlich eng begrenzten Räumen lassen sich diese Gemeinschaften zwar im Bereich des Mieterstroms bereits heute realisieren, jedoch steht die Regulatorik einer flächenmäßig ausgedehnten Gemeinschaft – beispielsweise innerhalb eines Dorfes, einer Stadt oder einem Stadtteil – noch im Weg. Um dieses Modell attraktiver zu gestalten – in dem SMECS ein großes Potenzial in Bezug auf kleine Erzeuger und Genossenschaften für die Zukunft sieht – bedarf es ebenfalls einer Anpassung der derzeitigen Netzentgeltregulierung. Durch die Verwendung von eindeutigen, anlagenscharfen Herkunftsnachweisen – wie sie die SMECS-Plattform zur Verfügung stellt – können die Verbraucher nachweisen, welche Netzebenen sie für den Bezug ihres Stroms genutzt haben. Verbraucher sollten dann auch nur für die genutzten Netzebenen Netzentgelte bezahlen müssen. Die Herkunftsnachweise sind sowohl die Basis für lokale Optimierung des Netzes durch Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften als auch für den P2P-Handel.

Das Projektkonsortium von SMECS setzt sich zusammen aus der CIS Solutions GmbH, der CAS Software AG, den Energiearchitekten Chiemgau, den Energieforen Leipzig sowie den Forschungspartnern vom Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO, Social CRM Research Center e.V. (SCRC). Die Konsortialführung hat die CIS Solutions GmbH inne, die auch als Ansprechpartner zur Verfügung steht.

41 Bogensperger, A.; Zeiselmair, A. (2018). Die Blockchain Technologie - Chance zur Transformation der Energiewirtschaft? (Berichtsteil Anwen-dungsfälle). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft.

42 Gassmann, O.; Frankenberger, K.; Csik M. (2014). The Business Model Navigator: 55 Models that will revolutionise your Business. Harlow: Pearson, 2014, - ISBN 978-1292065816.

43 Müller, J. R. (2015). Zum Stand von Energiegenossenschaften in Deutschland. https://www.buendnis-buergerenergie.de/fleadmin/user_upload/downloads/Studien/Studie_Zum_Stand_von_Energiegenossenschaften_in_Deutschland_Leuphana.pdf (Zuletzt aufgerufen am: 08.01.2020).

44 Osterwalder A.; Pigneur Y. (2010). Business Model Generation - A Handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.

4

Das Potenzial von steuerbaren Erzeugern und dezentral vernetzten Energiespeicher-verbünden aus Anlagen- und Netzbetreiberperspektive

4 DAS POTENZIAL VON STEUERBAREN ERZEUGERN UND DEZENTRAL VERNETZTEN ENERGIESPEICHERVERBÜNDEN AUS ANLAGEN- & NETZBETREIBERPERSPEKTIVE

Thorsten Zoerner (Discovergy GmbH), Martin Kassebaum (Enercity AG), Fabian Schwarzbeck (Fenecon GmbH)

***Verbundprojekt BloGPV** (Blockchain-basierter virtueller Großspeicher für PV-Anlagenbetreiber, https://blogpv.net)*

4.1 Motivation und Ziele des Verbundprojektes BloGPV

Das deutsche Stromnetz muss aufgrund der Energiewende immer mehr Strom aus dezentralen, erneuerbaren Energiequellen aufnehmen. Solange die erneuerbaren Energien nur einen geringen Beitrag zur Stromerzeugung lieferten, war die Frage der Integration von kleinteiligen, dezentralen und teils fluktuierenden Stromquellen in das bisherige Energieversorgungssystem nachrangig. Mit einem Erzeugungsanteil von mittlerweile jedoch gut 30 Prozent am Bruttostromverbrauch ändert sich diese Situation: Es wird zunehmend schwieriger, den Lastausgleich und damit die Versorgungssicherheit im Netz sicherzustellen. Ursache ist, dass der aus regenerativen Quellen stammende Strom unabhängig von der Nachfrage- und Netzsituation erzeugt wird und vom Netzbetreiber abgenommen werden muss. Die bestehenden Netze stoßen dabei an ihre Grenzen. Die bisherigen Lösungsansätze – Netzausbau und Erzeugungsreserven – sind teuer, langwierig und treffen teils auf erbitterten Widerstand in der Bevölkerung. Gleichzeitig ermöglicht der Einsatz moderner Anlagen- und Regelungstechnik, in Kombination mit digitalen Informations- und Kommunikationstechnologien, eine präzise Vorhersage und Steuerung von dezentraler Erzeugung und Speicherung sowie des Verbrauchs elektrischer Energie. Auf dieser Basis könnten auch die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen künftig spezifische Dienstleistungen zum Lastausgleich beitragen. Im Idealfall könnten damit nicht nur für die bisherige Akteursgruppe der Netzbetreiber, sondern auch für Anlageneigentümer und Endverbraucher Lösungen attraktiver werden, die der besseren Systemintegration erneuerbarer Energien dienen.

Das Problem besteht vor allem darin, dass eine erfolgreiche Systemintegration bislang technische und organisatorische Lösungen voraussetzt, die mit zusätzlichen Transaktionskosten und ökonomischen Risiken behaftet sind, insbesondere für Betreiber kleinerer dezentraler Anlagen. Im Rahmen des Verbundprojekts BloGPV werden deshalb Ansätze entwickelt und exemplarisch erprobt, die es auch kleinen, dezentralen Marktakteuren ermöglichen, mehr als bisher aktiv zur Netz- und Systemeinbindung erneuerbarer Stromquellen beizutragen. Das Ziel ist, so die nötigen Voraussetzungen zu schaffen, um den mit der Energiewende eingeleiteten Transformationsprozess des deutschen Stromsektors erfolgreich weiterzuführen.

Zielsetzung des Verbundprojektes BloGPV ist die Entwicklung und exemplarische Erprobung eines sicheren, Blockchain-basierten Speicherverbunds für PV-Anlagenbetreiber. Kleine und verteilte Batteriespeicher schließen sich mithilfe bestehender Software- und Plattformtechnologien zu einem virtuellen Großspeicher zusammen. Durch Einsatz moderner Kommunikations- und Regelungstechnik werden die Stromflüsse zwischen den Teilnehmern kostengünstig optimiert und das öffentliche Netz damit stabilisiert. Der Betrieb der PV-Anlagen soll so auch ohne EEG-Einspeisevergütung wirtschaftlich werden. Gelingt die von BloGPV angestrebte Markt- und Systemintegration kleinerer PV-Anlagen jenseits der staatlichen EEG-Einspeisevergütung, ist künftig ein expansiver Ausbau der Photovoltaik möglich, ohne dass gleichzeitig die Strompreise steigen müssten. Darüber

hinaus tragen die Betreiber der zusammengeschlossenen PV-Anlagen und Speicher dazu bei, die Netze zu entlasten. Das Projekt leistet so einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende.

4.2 Transformationsprozesse aus der Netzbetreiberperspektive

Die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugung führt zu einem Aufgabenwandel der Netzbetreiber. Zur bisherigen Aufgabe der Bereitstellung der Infrastruktur für den Transfer von Strom nimmt die Bedeutung der kontinuierlichen Sicherstellung der Bedarfsdeckung deutlich zu.

Die ökonomische Grundhypothese ist, dass die effizienteste Bewirtschaftung eines Netzes dann gegeben ist, wenn die Einspeisemenge und die Entnahmemenge zu jedem Zeitpunkt innerhalb des Netzsegmentes identisch sind und die Abhängigkeit von vorgelagerten Systemen, wie dem Übertragungsnetz, reduziert werden kann. Es handelt sich hierbei um die Absicherung eines stetigen Ausgleichs der Energiebilanz unter der Nutzung der vorhandenen Infrastruktur. Für eine kostengünstige Umsetzung des Systems ist unabdingbar, dass von der Grundaufgabe des Bilanzausgleichs ein Impuls zur Schaffung der notwendigen Infrastruktur ausgeht, wodurch ein sich selbstregulierendes System der Netzentwicklung entsteht.

Von der Grundaufgabe des Bilanzausgleichs muss ein Impuls zur Schaffung der notwendigen Infrastruktur ausgehen.

Im Zuge des Verbundprojektes BloGPV wurde ein Ökosystem entwickelt, welches der veränderten Aufgabe des Netzbetriebes gerecht wird. Modelliert ist die Erzeugung aus Photovoltaik, die mithilfe von Stromspeichern eine Lieferbereitschaft für die ebenfalls im Projekt akquirierten Letztverbraucher herstellt. Auf Basis dieses Designs lassen sich die notwendigen Ressourcen für den Tag-Nacht-Ausgleich ermitteln.

Der inzwischen gestartete Feldtest läuft insgesamt über 18 Monate und lässt damit auch erste Rückschlüsse auf den Ressourcenbedarf der verschiedenen Jahreszeiten zu. Auf Basis der technischen Limitierung von Stromspeichern befindet sich eine Aussage zur unterjährigen Ressourcenplanung jedoch nicht im Zielkorridor des Projektes.

Damit Netzbetreiber zukünftig einen verlässlichen Entwicklungsplan erstellen können, sind wirtschaftliche Schlüsselindikatoren vorhanden. Diese Indikatoren basieren auf den Kosten für die Schaffung und den Betrieb der notwendigen Infrastruktur zur verlässlichen Versorgung einer zu definierenden Anzahl an Letztverbrauchern. Beim Feldtest von BloGPV sind etwa 100 private Haushalte beteiligt, woraus sich die Fragestellung ableiten lässt: Welche Erzeugungskapazität (Photovoltaik) muss mit welcher Speichergröße (Infrastruktur) abgesichert werden, um eine ökonomisch sinnvolle Vollversorgung von 100 Haushalten zu gewährleisten?

Sind diese Zielgrößen ermittelt, kann ein Entwicklungsplan zum gegebenen Ist-Zustand und einem notwendigen Soll-Zustand abgeleitet werden. Die Herstellung des Ist-Zustandes obliegt jedoch nicht mehr dem Netzbetreiber. Im Rahmen des Verbundprojektes wurde die Aufgabe, den Soll-Zustand herbeizuführen, durch den Versorger (Enercity) wahrgenommen. Der Versorger wurde als einziger Akteur identifiziert, der mit allen am System beteiligten Parteien verbunden wurde.

Die Ermittlung der Zielgrößen für den Transformationsprozess wird im Projekt als gemeinschaftliche Aufgabe des gesamten Konsortiums wahrgenommen.

Als erstes Ergebnis des Projektes kann festgestellt werden, dass Kosten für die Entwicklung des Soll-Zustands (Vollversorgung) entstehen, diese jedoch lediglich marginal auf Seiten der Netzbetreiber anfallen. Die nötige Infrastruktur wird kleinteilig bei den Anschlussinhabern aufgebaut und befindet sich primär dort im Eigenbetrieb. Dem Netzbetreiber, mit seiner originären Systemverantwortung, kommt die Aufgabe zu, geeignete Impulse an die Erzeuger, Speicherbetreiber aber auch Letztverbraucher zu generieren. Hierfür können lediglich Kommunikationskanäle des Versorgers genutzt werden. Festgestellt wird, dass im Zuge des Transformationsprozesses aus der Systemverantwortung zunehmend eine Orchestrationsrolle auf die Netzbetreiber zukommen wird.

4.3 Ökonomische Aspekte eines Wandels des Energiesystems

Der Transformationsprozess bei den Netzbetreibern lässt erkennen, dass die ökonomischen Aspekte eines Umbaus des Energiesystems für dessen Akzeptanz und Umsetzbarkeit von entscheidender Bedeutung sind. Subsumieren lässt sich dies mit der Fragestellung, welche Geldmittel nach welchen Regeln verteilt werden sollten. Im Geschäftsmodell von BloGPV sind die Mittelgeber durch die Letztverbraucher bestimmt. Die Erzeuger und Speicherbetreiber sind Mittelnehmer.

Das vorhabenübergreifende Ziel des Verbundprojekts ist die Entwicklung, Erprobung und Dokumentation tragfähiger, software- und datenbasierter Geschäftsmodelle, die den Aufbau und den Betrieb eines verteilten Großspeichers für dezentrale PV-Anlagen im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Hannover ermöglichen.

Im angestrebten Anwendungsfall unterbreitet der lokale Versorger den Betreibern von PV-Anlagen das Angebot, überschüssigen PV-Strom mithilfe eines neu zu installierenden Batteriespeichers vor Ort zu puffern. Der softwaretechnische Zusammenschluss mehrerer solcher dezentraler PV-Batteriesysteme zu einem vernetzten Großspeicher ermöglicht es teilnehmenden Anlagenbetreibern, den lukrativen Eigenverbrauch ihres selbst erzeugten Stroms unmittelbar auf bis zu 100 Prozent des jährlichen PV-Ertrages zu maximieren.

Hierzu wird dem jeweiligen Anlagenbetreiber jede kWh PV-Strom, die vor Ort eingespeichert wird, beim Energieversorger gutgeschrieben. In Zeiten, in denen die Erzeugungsanlage eines Kunden nicht genug Strom produziert, kann die fehlende Strommenge vom Speicherguthaben abgerufen werden. Physikalisch kann der Strom hierbei sowohl aus dem vor Ort installierten Energiespeicher als auch von anderen Teilnehmern des virtuellen Großspeicherverbundes an den Kunden zurückgeliefert werden. Zu Zeiten, in denen der Kunde keinen oder nur wenig Strom aus seinem Speicherguthaben abruft, kann der ggf. anfallende PV-Überschuss sowie der im Batteriespeicher bereits vorhandene Strom über das öffentliche Netz an andere Teilnehmer geliefert werden. Darüber hinaus ermöglicht der Zusammenschluss der dezentralen Speicher Börsenhandel und Netzstützung (Lastausgleich).

Im Zuge der Geschäftsmodellentwicklung galt es deshalb auch zu untersuchen, ob und in welchem Umfang sich die Investitions- und Betriebskosten mit den zusätzlichen Einnahmen aus Energiehandel

und Netzstützung refinanzieren lassen. Im günstigsten Fall könnten für die teilnehmenden PV-Anlagenbetreiber die Anfangsinvestition sowie laufende Aufwände für Wartung und Betrieb eines eigenen Speichers komplett entfallen.

Für einen kommerziellen Regelbetrieb des im Verbundprojekt erarbeiteten Modells gilt eine hohe Anforderung an Transparenz, um bei den mittelgebenden Letztverbrauchern ein ausreichendes Maß an Vertrauen für die Teilnahme zu erreichen. Realisiert wird dies durch den Einsatz der Blockchain-Technologie, welche zunächst der Nachweisführung dient. Hypothese ist, dass Vertrauen in ein ökonomisches System dann gegeben ist, wenn die Basisregeln einer Bilanzierung eingehalten werden. Beim beschriebenen Szenario von BloGPV betrifft dies die Berücksichtigung der Mittelherkunft (Letztverbraucher) und der Mittelverwendung (Anlagen- und Speicherbetreiber, Netzbetreiber, Reststromlieferant).

Bereits in der ersten Phase der Umsetzung des Projektvorhabens und der Akquise von Teilnehmern wurde deutlich, dass die ökonomischen Aspekte zwar transparent vorgehalten, gleichzeitig aber für eine Alltagstauglichkeit deutlich vereinfacht dargestellt und kommuniziert werden müssen. Dies führte dazu, dass zwar ein zeitabhängiger Stromtarif eingeführt wurde, dieser jedoch im Gegensatz zu einem Börsenpreis nicht freie Abstufungen hat, sondern auf drei verschiedene Preissegmente reduziert werden muss. Die Testhaushalte innerhalb von BloGPV erhalten in einer Weboberfläche in einem stündlichen Raster entweder „WebStrom“, „Handelsstrom“ oder „Solarstrom“. Die Basis für diese drei Ausprägungen sind jedoch die komplexen Berechnungen und Prognosen, die zu einer optimalen Nutzung der im Projekt vorhandenen Infrastruktur (Erzeugung und Speicher) führen.

4.4 Potenziale einer dezentralen Vernetzung

Die Betrachtung der ökonomischen Aspekte hinter BloGPV zeigt, dass bei einem kommerziellen Betrieb die Kosten für die Infrastruktur der wichtigste Indikator sind. Im Zielszenario werden die Kosten für die Schaffung und Unterhaltung der dezentralen Infrastruktur allein durch die Letztverbraucher zu tragen sein. Im Projekt ist die Hypothese zu bestätigen, dass durch eine intelligente und vernetzte Bewirtschaftung der Stromspeicher die Gesamtkosten geringer ausfallen als bei einer individuellen Bewirtschaftung. Das Potenzial, welches sich durch die Vernetzung von Speichern bei Erzeugung rein aus Photovoltaik ergibt, kann somit durch eine Einsparung von Infrastrukturkosten ermittelt werden.

Im Zielszenario werden die Kosten für die Schaffung und Unterhaltung der dezentralen Infrastruktur allein durch die Letztverbraucher zu tragen sein.

Wie in Abbildung 3 zu erkennen ist, fallen die reinen Kosten für die Schaffung von Infrastruktur dezentral an und bilden zugleich den Kern des Ökosystems. Diese Kosten sind durch Vernetzung in der umgebenden Schicht (Konsensrahmen Betriebskosten) über die Laufzeit der Investition zu refinanzieren und nutzen den äußeren Rahmen der Energiewirtschaft lediglich als Abgrenzungsposten. Dies stellt eine Umkehr der Investitionskostendeckung zu einer klassischen förderungsbasierten Anreizregulierung dar.

Abbildung 3: Schematische Struktur der Geschäftsmodellräume von BloGPV

Im Gegensatz zu einer reinen zentralen Infrastruktur zur Stromversorgung, wie diese im konventionellen Erzeugungsportfolio zu finden ist, besteht die technologische Herausforderung darin, dass Mittel und Wege aufgezeigt werden müssen, wie gemeinsame Regeln und Ziele im Betrieb umgesetzt werden. Für diesen Fall kommt im Modell von BloGPV die Distributed Ledger Technology (Blockchain) zum Einsatz. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die Vorteile einer vernetzten Speicherbewirtschaftung die Nutzung eines Konsenssystems obligatorisch machen.

Die Vorteile einer vernetzten Speicherbewirtschaftung machen die Nutzung eines Konsenssystems obligatorisch.

Eine bedarfsgerechte Schaffung und Bewirtschaftung von dezentraler Infrastruktur bedingt auch, dass ein einheitliches Prognose- und Vorhersagesystem genutzt wird. Es kann festgestellt werden, dass es bei dezentral verwalteten Energiesystemen eine einheitliche Auffassung (Konsens) über die notwendige Infrastruktur (Erzeugungsanlagen, Speicher) und den Bedarf (Strommenge) geben muss. Wird das Prognosesystem nicht zentral organisiert, so bleibt als Rückfallebene lediglich die dezentrale Eigenoptimierung der einzelnen Akteure.

Im Verbundprojekt BloGPV kommt ein zentrales Prognosesystem des DFKI zum Einsatz, welches in einer vorgeschalteten Stufe zunächst einen Konsens über im gesamten System vorhandenen

Ausgleich bereitstellt. Nachgelagert wird durch ein für alle Letztverbraucher einheitliches Preissignal ein Anreiz zur Eigenoptimierung gesetzt. Es ist davon auszugehen, dass die Testhaushalte zumindest zum Teil ihren Bedarf auf Basis der Prognose ausrichten. In welcher Größe diese Bedarfsverschiebung tatsächlich ausfällt, dient als Basis für die Prognose der kommenden Zeitperiode. Das Modell sieht durch dieses Vorgehen eine Rückkopplung vor, mit dem Ziel, bereits mit der Prognosestellung einen Konsens zu erzielen.

Der einzelne Betreiber einer Anlage zur Stromerzeugung und/oder Speicherung kann durch seine Teilnahme an BloGPV den individuellen Aufwand der Eigenoptimierung reduzieren und stattdessen ein technologisches Werkzeug zur Konsensfindung, welches durch die Distributed Ledger Technology (Blockchain) gegeben ist, verwenden. Über die Community (Gemeinschaft) aller Teilnehmer entsteht so eine automatisierte Verwaltung, die zu jedem Zeitpunkt auf Konsens basiert.

4.5 Rolle der Distributed Ledger Technology (DLT)

Der Einsatz einer Technologie ist stets mit Vor- und Nachteilen verbunden. Nur ein konkreter Anwendungsfall bestimmt, ob Vorteile signifikant und Nachteile vernachlässigbar sind und somit den Einsatz einer Technologie rechtfertigen. Daher wurden in der ersten Phase der Projektlaufzeit konkrete Anwendungsfälle gemeinsam mit allen Projektpartnern identifiziert. Jeder Anwendungsfall wurde in enger Zusammenarbeit zwischen Experten der Anwendungsdomäne Energiewirtschaft und IKT bezüglich der Einsatzpotenziale von Blockchain-Technologie bewertet. Konkret wurden jeweils Daten und/oder Datenverarbeitungen identifiziert, die hohe Verfügbarkeit und Manipulationssicherheit erfordern. Die daraus folgende Unanfechtbarkeit von bestimmten Datensätzen ermöglicht die automatische Auflösung von potenziellen Konflikten innerhalb einer BloGPV-Community. Dies erlaubt wiederum die Automatisierung einer Vielfalt von notwendigen Geschäftsprozessen. Im Ergebnis wurden fünf Anwendungsfälle ausgewählt, in denen Blockchain-Technologie in BloGPV Einsatz findet:

Name	Kritisches Datum oder Berechnung
Accounting	Smart Meter Messwerte
Tokenization	Nachweis über eine erzeugte Strommenge in einer Solaranlage
Netting	Berechnete Allokationen von Einspeisungen und Entnahmen beteiligter Haushalte in das öffentliche Netz
Contracting	Zusicherung einer zukünftigen Einspeisung in oder Entnahme aus dem öffentlichen Netz durch einen Haushalt zu einem festgelegten Zeitpunkt
Compensation	Kompensationen für die Nichteinhaltung eines Commitments

Tabelle 1: BloGPV-Anwendungsfälle

Vorgänge im physischen Netz werden durch Messwerte beschrieben, die mit Smartmetern erfasst werden. Diese Erfassung ist eine Grundvoraussetzung für alle aufbauende Geschäftsprozesse im BloGPV-Kontext. Der Anwendungsfall Accounting ermöglicht die automatische Verifizierung von Messwerten. Tokenization erlaubt es Dritten zu verifizieren, dass eine Strommenge auf eine bestimmte Art erzeugt wurde, z. B. an einem bestimmten Ort oder in einer Solaranlage.

Bei der gegenseitigen Belieferung von Haushalten innerhalb der Community können wirtschaftliche Hebel genutzt werden. Dies ist nur unter bestimmten Bedingungen möglich. Beispiele sind räumliche Nähe oder unterschiedliche Netzentgeltzonen.

Daher kann sich die BloGPV-Community durch eine Zusammenarbeit von Haushalten unter Zuhilfenahme von Blockchain-Technologie wirtschaftlich besserstellen.

Beim Netting werden wirtschaftlich vorteilhafte Zuordnungen für die gegenseitige Belieferung zwischen Haushalten ermittelt. Die Zuordnung erfolgt auf der Basis eines transparenten und zuvor festgelegten Verfahrens. Haushalte können verifizieren, dass ein abgestimmtes Vorgehen genau eingehalten wurde und sie an potenziellen Erträgen, wie zuvor vereinbart, beteiligt werden. Zusätzlich zum Anwendungsfall Netting ist eine weitere Besserstellung möglich, falls bestimmte Haushalte bereits im Vorfeld verbindlich ein Ein- oder Ausspeiseverhalten zusichern. Eine entsprechende Zusicherung kann durch die Verwendung von Batteriespeichern ohne eine Einschränkung der Versorgungsqualität erfolgen. Der Anwendungsfall Contracting beschreibt, wie Zusicherungen abgegeben und verifiziert werden. Der letzte Anwendungsfall Compensation ermöglicht die automatische Abwicklung von Kompensationen für das Nichteinhalten von zugesichertem Verhalten.

Für alle Anwendungsfälle gelten strikte Anforderungen bezüglich Verfügbarkeit und insbesondere Manipulationssicherheit von kritischen Daten und Berechnungen. Dies spricht für den Einsatz von Blockchain-Technologie. Gleichzeitig muss eine technische Lösung mit der Anzahl an teilnehmenden Haushalten skalieren. Darüber hinaus sind anfallende Daten sensibel und müssen vertraulich behandelt werden und somit nicht für alle Teilnehmer in der Community frei zugänglich sein. Während der Einsatz von Blockchain-Technologie in allen fünf Anwendungsfällen die Anforderungen an hohe Verfügbarkeit und Manipulationssicherheit begünstigt, wurden im Verbundprojekt kritische Nachteile bezüglich Skalierbarkeit und Privacy bei einem naiven Einsatz von Blockchain-Technologie antizipiert. Um diese Nachteile erfolgreich zu adressieren, werden neuartige Verfahren im Bereich des „Off-Chainings“ weiterentwickelt und erprobt.

Für eine bessere Veranschaulichung der technischen Realisierung von Anwendungsfällen mit Blockchain-Bezug gehen wir genauer auf die BloGPV-Anwendungsarchitektur für Accounting und Netting ein (siehe Abbildung 4). BloGPV verwendet die Ethereum-Blockchain unter dem Einsatz von ZoKrates[45] für das Off-Chaining. Smartmeter signieren Messwerte und stellen Nachweise aus, die auf einer Blockchain verankert werden (Accounting). Die aufwendige Berechnung von Allokationen (Netting) wird für eine bessere Skalierbarkeit „off-chain“ ausgeführt. Der Nachweis für eine korrekte Berechnung wird mithilfe von ZoKrates erzeugt und auf der Blockchain verankert. Dies ermöglicht es allen Beteiligten, eigenständig die Einhaltung von im Vorfeld abgestimmten Allokationsverfahren zu verifizieren.

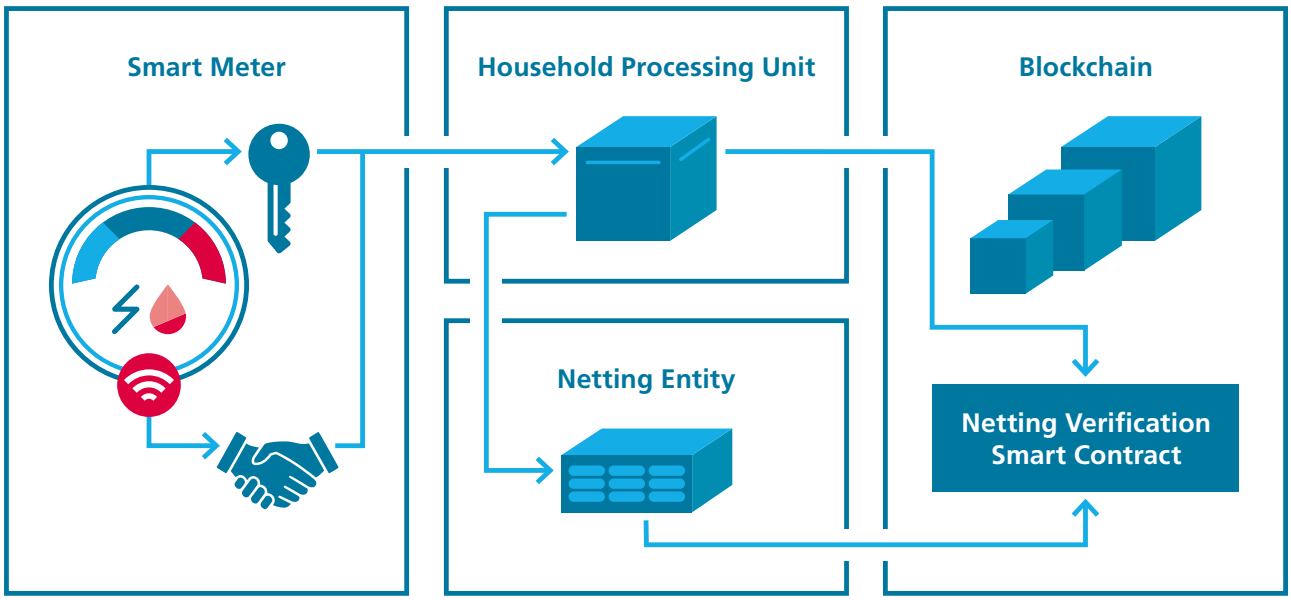

Abbildung 4: Vereinfachte Anwendungsarchitektur für Accounting und Netting mit Household Processing Unit (Embedded-System wie Raspberry Pi oder Steuerungscontroller eines Wechselrichters) und Netting Entity (leistungsfähiger Knoten, der komplexe Berechnungen für das Netting durchführen kann, z. B. Private Cloud)

Das Verbundprojekt BloGPV wird vorangetrieben vom Deutschen Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz (DFKI), der Discovergy GmbH, der Enercity AG, der Fenecon GmbH sowie der Technischen Universität Berlin. Die Konsortialführung liegt bei der Discovergy GmbH, an welche auch Kontaktanfragen gerichtet werden können.

45 Eberhardt, J.; Tai, S. (2018). ZoKrates - Scalable Privacy-Preserving Off-Chain Computations. In: IEEE International Conference on Blockchain. IEEE.

5

Netzdienlicher Peer-to-Peer Energiehandel durch Erschließung von Flexibilitätspotenzialen durch einen lokalen Energiemarkt

5 NETZDIENLICHER PEER-TO-PEER ENERGIE-HANDEL DURCH ERSCHLIESSUNG VON FLEXIBILITÄTSPOTENZIALEN DURCH EINEN LOKALEN ENERGIEMARKT

Joachim Klaus (Allgäuer Überlandwerk GmbH), Stefan Nießen (Siemens AG), Michael Metzger (Siemens AG), Sebastian Thiem (Siemens AG), Sebastian Schreck (Siemens AG)
Verbundprojekt pebbles *(Peer-to-Peer Energiehandel auf Basis von Blockchains, https://pebbles-projekt.de)*

5.1 Motivation

Die Umstellung weg von der Nutzung nicht-nachhaltiger Energieträger wie fossiler Brennstoffe und Uran hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien ist eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. In Deutschland führten die Anstrengungen zur Energiewende im Stromsektor zu einem starken Ausbau von erneuerbaren Energien wie Windkraft und Photovoltaik. Die Struktur der Stromerzeugung hat sich dadurch radikal verändert. Vor der Energiewende wurde der Energiebedarf durch einen vergleichsweise kleinen Pool an großen, konventionellen Kraftwerken gedeckt. Inzwischen tragen ca. 1,8 Millionen Photovoltaikanlagen und über 30.000 Windkraftanlagen zur Stromerzeugung in Deutschland bei, deren Zubau von staatlicher Seite durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) subventioniert wird. Spätestens ab dem Jahr 2025 wird die Anzahl der Erzeugungsanlagen, deren Anspruch auf EEG-Vergütung erlischt, stark ansteigen. Die Betreiber dieser Anlagen werden vor der Herausforderung stehen, eine attraktive Vermarktungsmöglichkeit für ihre Anlagen zu finden, die es ihnen erlaubt, diese wirtschaftlich weiter zu betreiben. Allein im Netzgebiet der AllgäuNetz GmbH wird dies in den kommenden 20 Jahren über 8.000 Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von insgesamt knapp 170 MW betreffen. Zudem steht der Gesetzgeber vor der Herausforderung, erneuerbare Energien auch ohne staatliche Unterstützung langfristig in den Energiemarkt zu integrieren.

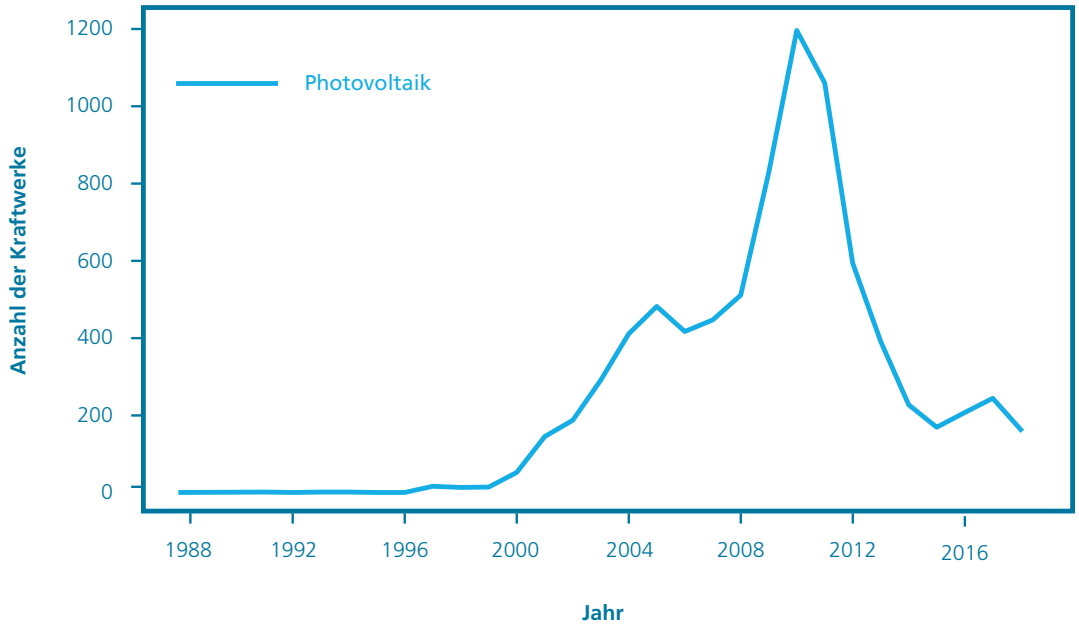

Abbildung 5: Anzahl der pro Jahr an das Netz der AllgäuNetz angeschlossenen PV-Anlagen

Dieser Trend hin zu einer dezentralen Erzeugungsstruktur stellt insbesondere für Verteilnetzbetreiber eine große Aufgabe dar, da 90 Prozent der Leistung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen in deren Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze eingespeist wird und so neue Herausforderungen für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb geschaffen werden. Zusätzlich wird eine deutliche Erhöhung der Netzlast in Verteilnetzen (insbesondere E-Fahrzeuge und Wärmepumpen) erwartet.[46] Jedoch sind im Verteilnetz immer mehr Flexibilitäten in Form von Batteriespeichern oder flexiblen Lasten vorhanden.

In Zukunft wird es daher notwendig sein, den dezentralen Erzeugungsanlagen eine Alternative zum EEG für die Vermarktung ihrer Anlagen zu bieten, dem immer volatiler einspeisenden Kraftwerkspool im Verteilnetz mit intelligenten Lösungen zu begegnen und auch die Gesellschaft bei der Energiewende zu integrieren. Ein Konzept, welches diese Herausforderungen adressiert, ist ein lokaler Energiemarkt (LEM). Erzeuger, Verbraucher und Prosumer können auf dieser lokalen Handelsplattform selbstbestimmt ihren Strom ein- und verkaufen und ihre Flexibilität vermarkten. Der Handel soll zudem einen netzdienlichen Charakter aufweisen, indem der Markt die Netztopologie des dem LEM zugrunde liegenden Verteilnetzes explizit berücksichtigt, so bereits im Voraus zum Handelszeitpunkt Netzengpässen vorbeugt und damit teuren Netzausbau vermeiden kann. Auf der Erforschung und Erprobung dieses LEM-Konzepts liegt der Fokus des Forschungsprojekts „pebbles“.

Die Ausprägung eines lokalen Energiemarkts wird im Rahmen des Projekts in einem Reallabor in Wildpoldsried im Oberallgäu prototypisch aufgebaut und getestet. Das Konsortium kann dabei auf die Arbeiten der beiden ebenfalls in Wildpoldsried durchgeführten Vorgängerprojekte IRENE und IREN2 zurückgreifen, insbesondere auf den Energiecampus Wildpoldsried. Dieser ist im Rahmen des Projekts pebbles umgezogen und wurde erweitert. Mit diesen Voraussetzungen findet das Konsortium beste Bedingungen für die anstehenden Forschungsarbeiten mit dem Fokus auf „lokale Energiemärkte“ vor.

5.2 Konzept „Lokaler Energiemarkt“

Im Projekt pebbles bietet ein lokaler Energiemarkt den einzelnen Akteuren innerhalb eines Verteilnetzgebietes eine Handelsplattform, auf der sie untereinander elektrische Energie austauschen können. Hierbei werden nur die Akteure im Verteilnetzgebiet berücksichtigt, die sich aktiv am Marktplatz beteiligen wollen. Gemäß dem Stromsteuergesetz (StromStG) sparen Akteure mit einem direkten räumlichen Zusammenhang, d.h. in einem Radius von 4,5 km, die Stromsteuer. Die Vermittlung der Geschäfte zwischen einzelnen Akteuren, Konsumenten, Prosumern und Erzeugern durch den lokalen Energiemarkt erfolgt durch einen Marktmechanismus, auf den in einem späteren Abschnitt im Detail eingegangen wird.

Zur durchgängigen Automatisierung werden darüber hinaus Teilnehmer eines lokalen Energiemarktes mit Energiemanagementsystemen (EMS) ausgestattet. Diese EMS ermöglichen die bestmögliche Interaktion von Akteuren und ihren angeschlossenen Assets mit der lokalen Energiemarktplattform.

Die Ausgestaltung eines lokalen Energiemarktes kann durch verschiedene Konzepte erfolgen (siehe Abbildung 6). Die nachfolgend aufgeführten Marktkonzepte werden im Rahmen des Projekts pebbles betrachtet.

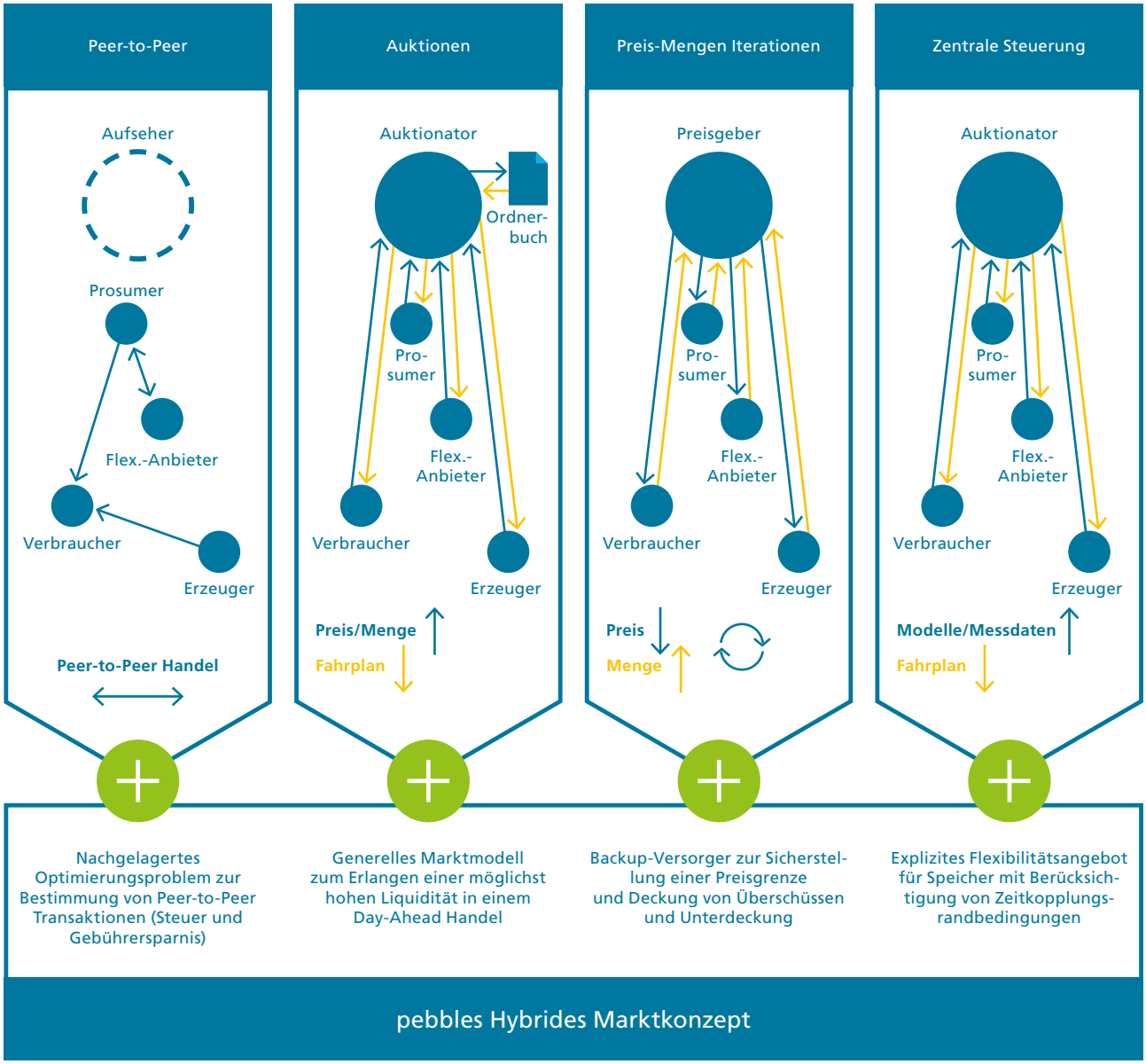

Abbildung 6: Marktkonzept von pebbles

1. **Peer-to-Peer:** In einem Peer-to-Peer Markt dient die Plattform nur für die Abwicklung der Geschäfte, der eigentliche Energiehandel findet aber direkt zwischen den Teilnehmern statt ohne eine intermediäre Instanz.

2. **Auktionen:** Bei einem auktionsbasierten Ansatz melden alle Teilnehmer Angebote (i.d.R. Preise und Energiemengen) an die lokale Energiemarktplattform, die hierbei als Auktionator die Angebote mit einem möglichst hohen Transaktionsvolumen zusammenbringt.

3. **Preis-Mengen-Iterationen:** In der Preis-Mengen-Iteration nennt die lokale Energiemarktplattform als eine Art „Preisgeber" iterativ allen Teilnehmern Preise, zu denen die einzelnen Teilnehmer jeweils ihre idealen Bezugs- und Liefermengen bestimmen bzw. aktualisieren.

4. **Zentrale Steuerung:** Bei der zentralen Steuerung sind der lokalen Marktplattform Modelle und Messdaten der einzelnen energietechnischen Anlagen der Teilnehmer bekannt und können so in einem zentralen Optimierer bestmöglich eingesetzt werden. Hierdurch kann ein für das lokale Energiesystem insgesamt optimaler Fahrplan bestimmt werden.

Jedes dieser vier Marktkonzepte hat Vor- und Nachteile. Im Projekt pebbles wird daher ein hybrides Marktmodell entwickelt, das alle Vorteile der verschiedenen Konzepte vereint. Die Liquidität des Marktes wird durch Day-Ahead-Auktionen gewährleistet. Dieser Vorteil wird aus dem auktionsbasierten Handel übernommen. Der Handel beschränkt sich jedoch nicht nur auf die klassischen zwei Parteien, Verbraucher und Erzeuger, sondern bezieht auch Flexibilitäten durch flexible Lasten, wie Speicher und verschiebbare Lasten, mit ein. Dies ist möglich durch den zentralen Marktmechanismus. Aus den Auktionsergebnissen werden automatisiert Peer-to-Peer (P2P)-Transaktionen zwischen den Teilnehmern des Marktes ermittelt und so auch P2P-Lieferverträge geschlossen. Die räumliche Nähe der so entstehenden Lieferverträge ermöglicht es nach dem StromStG auf dem lokalen Energiemarkt Netzentgelte und Stromsteuern einzusparen. Im Falle eines Über- oder Unterangebotes auf dem lokalen Energiemarkt kann eine Backup-Instanz die überschüssige Energie abnehmen oder eine fehlende Produktion auf dem lokalen Energiemarkt (LEM) ausgleichen. Das Besondere im Projekt pebbles ist die zusätzliche Berücksichtigung der Netzrandbedingungen. Somit kann eine Überlastung einzelner Netzknoten vermieden werden. Der Verteilnetzbetreiber erstellt dazu am Vortag eine Prognose der für den Handel verfügbaren Netzkapazität. Ein weiterer Vorteil, der sich durch den LEM ergibt, ist die Identifikation des Kunden mit der Ware Strom. Im Projekt pebbles ist Strom mehr als ein reines Handelsgut, sondern wird für umweltbewusste und an einer regionalen Wertschöpfung interessierte Teilnehmer um die Spezifikation der Energiequelle (z.B. PV-Strom) sowie das Attribut Regionalität (z.B. lokaler PV-Strom) erweitert.

Das Konzept des lokalen Energiemarktes bietet einen volkswirtschaftlichen Mehrwert für den zukünftigen Energiemarkt.

5.3 Mehrwerte für die verschiedenen Stakeholder

Durch einen lokalen Energiemarkt können den verschiedenen Stakeholdern Mehrwerte geboten werden, die im Folgenden dargestellt werden sollen. Insgesamt bietet das Konzept eines lokalen Energiemarktes dadurch einen volkswirtschaftlichen Nutzen.

Teilnehmer

Der aktuelle rechtlich-regulatorische Rahmen bietet Teilnehmern bereits heute bei lokalem Handel eine Stromsteuerbefreiung (§ 9 StromStG), wenn diese sich in einem direkten räumlichen Zusammenhang befinden. Auch kann das durch Teilnehmer zu entrichtende Netzentgelt reduziert werden, falls Verträge geschlossen werden, die eine Abschaltung der Erzeugung oder von Verbrauchsanlagen ermöglichen (§ 14a EnWG). Denkt man den Ansatz lokaler Energiemärkte regulatorisch weiter, so könnte auch die EEG-Umlage für Strom nachweislich aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen entfallen oder verringert werden. Ein weiterer Vorteil von lokalen Märkten ist das Matching von Teilnehmern in unmittelbarer räumlicher Nähe. Betrachtet ein LEM zudem auch die Netztopologie, kann für Transaktionen die jeweilige netztechnische Verknüpfung der Transaktionspartner berücksichtigt werden und z.B. ein Netzentgelt angesetzt werden, das von der Spannungsebene der Teilnehmer abhängig ist. So kann der lokale Handel angeregt werden, Stromübertragung über weite Strecken reduziert und ein wirtschaftlicher Vorteil für den Endverbraucher generiert werden.

Lokale Energiemärkte könnten Vorbehalte der Bevölkerung gegenüber der Energiewende verringern und neue Investitionsanreize schaffen.

Auch wird durch einen lokalen Energiemarkt dem Produkt „Strom" ein lokaler/regionaler Charakter verliehen, welcher Teilnehmer auf einer emotionalen Ebene zusätzlich anspricht. Durch diese aktive Einbindung der Teilnehmer und der Emotionalisierung des Produktes „Strom" könnte beobachtbaren NIMBY (Not In My BackYard) -Verhaltensmustern in der Bevölkerung vorgebeugt werden und die Akzeptanz für die Energiewende gesteigert werden. Auch schafft die Möglichkeit einer lokalen Vermarktung zusätzliche Investitionsanreize für dezentrale Stromerzeugungs- und -speicheranlagen.

Aggregatoren

Von einer verbesserten Datengrundlage auf Basis des lokalen Marktes profitieren Aggregatoren durch eine bessere Prognosegenauigkeit, wodurch eine effizientere Bilanzkreisbewirtschaftung möglich wird. Weiter kann potenziell über die Plattform Flexibilität bereitgestellt werden, sodass der Bezug von Ausgleichsenergie reduziert werden kann und damit die Kosten für die Bilanzkreisbewirtschaftung sinken. Eine gesteigerte Prognosegenauigkeit wirkt sich zudem positiv auf die Systemstabilität aus.

Für Aggregatoren lassen sich im Umfeld von lokalen Energiemärkten neue Geschäftsmodelle erschließen. Für Teilnehmer von lokalen Energiemärkten können von diesen erfahrenen Akteuren etwa Dienstleistungsangebote konzipiert werden, die die Markteintrittsbarrieren für die Teilnehmer verringern. Typische Pflichten eines Energieversorgungsunternehmens könnten dienstleistend durch einen Aggregator für die Marktteilnehmer des lokalen Marktes erbracht werden, um die Komplexität einer Marktteilnahme insbesondere für Erzeuger soweit wie möglich zu reduzieren.

Netzbetreiber

Mehrwertschöpfungen durch die Reduktion der Netzengpasskosten auf Übertragungsnetzebene sowie der Ausbaukosten auf Verteilnetzebene lassen sich nach dem aktuellen rechtlich-regulatorischenz Rahmen nicht für die einzelnen Stakeholder monetarisieren. Insbesondere Verteilnetzbetreiber werden durch die aktuelle Anreizregulierung kaum motiviert, in eine intelligente Steuerung des Netzes zu investieren, da der Ausbau des Netzes für den Verteilnetzbetreiber die wirtschaftlich attraktivere und technisch einfachere Alternative darstellt. Jedoch ist es denkbar, dass mit einem Teil der eingesparten Netzausbaukosten durch eine intelligente, wettbewerbliche Koordination ein netzdienliches Betriebsverhalten der dezentralen Anlagen angereizt wird. Hierzu sind jedoch Anpassungen des aktuellen rechtlich-regulatorischen Rahmens und die Schaffung monetärer Anreize für Netzdienlichkeit auf Verteilnetzebene erforderlich.

Für Netzbetreiber fehlen Anreize zur Investition in intelligente Netzsteuerungen.

5.4 Energiecampus Wildpoldsried

Zusätzlich zu realen Teilnehmern aus Wildpoldsried wird auch der aus den Vorprojekten IRENE, IREN2 und DeCAS stammende und umfangreich erweiterte Energiecampus Wildpoldsried (siehe Abbildung 7) am lokalen Energiemarkt teilnehmen. Mit der technischen Ausstattung können vielfältige Anwendungsszenarien abgebildet werden. Der Energiecampus besteht aus einem Arealspeicher (240kVA/160kWh), einem Campus-Speicher (50kVA/75kWh), zwei Stromgeneratoren, steuerbaren Lasten sowie einer Gleichstromkurzkupplung als Verbrauchs- und Erzeugungsemulation.

Abbildung 7: Energiecampus Wildpoldsried

Weiterhin vorhanden ist ein Nanogrid, das sich aus zwei Heimbatteriespeichern, zwei PV-Anlagen, einer steuerbaren Last, einer Ladestation für E-Fahrzeuge sowie aus einer Luftwärmepumpe zusammensetzt. Hiermit kann ein typischer Prosumer skalierbar dargestellt werden. Weiterhin sind flexibel schaltbare Kabelstrecken vorhanden, um verschiedene Netztopologien untersuchen zu können.

Das Control Center beinhaltet einen lokalen Leitstand zur Durchführung und Überwachung von Versuchen sowie Demonstrationen am Energiecampus. Der Leitstand dient somit zur gezielten Steuerung der einzelnen Komponenten und bietet die Möglichkeit, aktuelle und historische Messwerte grafisch darzustellen. Außerdem können damit überlagerte Regelstrukturen (z.B. Sekundärregelung) konfiguriert und aktiviert werden.

5.5 Beispielhafte regulatorische Herausforderungen

Um die beschriebenen Potenziale des Konzepts „Lokaler Energiemarkt" zu heben, wird ein passender regulatorischer Rahmen benötigt.

Herausforderung: Anreizregulierung

Für den Verteilnetzbetreiber gibt die sogenannte „Anreizregulierung" den Rahmen vor, in dem sich die Kosten für den Netzbetrieb innerhalb einer Regulierungsperiode von fünf Jahren befinden dürfen. Verteilnetzbetreiber als natürliche Monopolisten sollen so zu einer effizienten Bewirtschaftung des Verteilnetzes angereizt werden. Der Netzbetreiber ist eigenständig in der Kostengestaltung, dadurch ist keine Mikroregulierung der Regulierungsbehörden notwendig. Ermittelt wird eine sogenannte Erlösobergrenze. Die einzige „Gewinnposition" für den Verteilnetzbetreiber ist dabei die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. Sie soll für eine angemessene Verzinsung des eingesetzten betriebsnotwendigen Eigenkapitals sorgen. Von hohen Eigenkapitalzinssätzen und einem großen Anlagevermögen profitiert der Netzbetreiber. Die Kosten für den Betrieb und Ausbau des Netzes werden aber in Form der Netzentgelte auf den Endverbraucher umgelegt, der wiederum ein Interesse an möglichst niedrigen Stromkosten hat. Die aktuelle Form der Anreizregulierung motiviert Netzbetreiber also dazu, kapitalintensive Maßnahmen wie Netzausbau – als Lösung z.B. für die Vermeidung von Netzengpässen – dem Einsatz weniger kapitalintensiver intelligenter Netztechnik vorzuziehen. In die Regulierungssystematik sollte demnach auch ein Anreiz für die Investition in smarte Technologien Einzug finden, um der energiewirtschaftlichen Realität Rechnung zu tragen, die immer mehr von volatilen Stromflüssen geprägt ist, auf die Erzeuger wie Netzbetreiber reagieren müssen.

Herausforderung: Batteriespeicher im EEG

Mit dem steigenden Anteil von erneuerbaren Energien gewinnen flexible Verbraucher, wie Stromspeicher, immer mehr an Bedeutung. Mit der abnehmenden Einspeisevergütung und den fallenden Preisen für Solarstromspeicher werden diese immer attraktiver. Dies schlägt sich wiederum in den seit Jahren steigenden Zubauraten für Solarstromspeicher nieder.[47] Diese Energiespeicher sind typischerweise in der Niederspannung angeschlossen, wenn sie in einem privaten Haushalt betrieben werden. Auf dieser Spannungsebene operieren auch lokale Energiemärkte, wie sie in pebbles

erprobt werden. Über einen LEM kann ein Energiespeicher dem lokalen Energiesystem wertvolle Flexibilität zur bedarfsgerechten Leistungsaufnahme und -abgabe zur Verfügung stellen.

Erschwert wird dieser Einsatz vor allem durch komplizierte regulatorische Rahmenbedingungen. Bei Batteriespeichern ist insbesondere darauf zu achten, dass diese durch die energierechtlichen Rahmenbedingungen immer als Letztverbraucher und eigenständige Erzeugungsanlage angesehen werden (siehe § 3 Nr. 43 b EEG 2017). Somit ist jede entnommene Kilowattstunde dahingehend zu prüfen, ob für diese ein Eigenverbrauch oder ein Fremdverbrauch, im Falle des LEM eines Plattformteilnehmers, vorliegt. Zudem ist gerade bei komplexen Konzepten mit PV-Anlagen, Batteriespeichern, E-Fahrzeugen und flexiblen Lasten wie beispielsweise Wärmepumpen eine genaue rechtliche Bewertung der Stromflüsse notwendig. Die Umsetzung möglicher Anwendungsszenarien von Stromspeichern wird durch die Notwendigkeit eines teuren RLM-Messkonzepts[48] stark erschwert bzw. völlig unwirtschaftlich gemacht.

Das Konsortium setzt sich aus folgenden Partnern zusammen: Allgäuer Überlandwerk GmbH, AllgäuNetz GmbH & Co. KG, Siemens AG, Hochschule Kempten und Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik (FIT). Die Partner haben bereits erfolgreich in Projekten miteinander gearbeitet und bringen ihr gesamtes Know-how der jeweiligen Kernkompetenzen ein. Hauptansprechpartner für das Projekt pebbles ist die Allgäuer Überlandwerk GmbH.

46 Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise (2019): Verteilnetzausbau für die Energie- wende – Elektromobilität im Fokus. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP)

47 http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf

48 https://www.allgaeunetz.com/download/2018_12_20_nne_01.01.2019_endg.pdf

6

Potenzial eines lokalen Peer-to-Peer-Echtzeithandels für die Stabilisierung von lokalen, regionalen und überregionalen Energienetzen

6 POTENZIAL EINES LOKALEN PEER-TO-PEER-ECHTZEITHANDELS FÜR DIE STABILISIERUNG VON LOKALEN, REGIONALEN UND ÜBERREGIONALEN ENERGIENETZEN

Simone Gitschier (GETEC ENERGIE GmbH), Michael Merz (PONTON GmbH), Rex Kempcke (PONTON GmbH), Fred Steinmetz (Universität Hamburg), Ingo Fiedler (Universität Hamburg)
Verbundprojekt ETIBLOGG *(Energy Trading vIa Blockchain-Technology in the LOcal Green Grid, https://www.etiblogg.com)*

6.1 Einleitung

Bei einer vermehrt auf regenerativen Energien, insbesondere Windenergie und Photovoltaik, basierenden Elektrizitätsversorgung ist nicht nur die Energienachfrage (Last), sondern auch das Energieangebot abhängig von der verfügbaren Erzeugung. Vor dem Hintergrund des steigenden Anteils der durch erneuerbare Energien erzeugten Strommengen wird eine zunehmende Flexibilisierung des Versorgungssystems notwendig, um die Systemstabilität der Stromversorgung bei volatiler Stromerzeugung zu sichern. Angebot und Nachfrage elektrischer Leistung müssen sich im Verbundnetz zu jedem Zeitpunkt decken. Ungleichgewichte der Ein- und Ausspeisungen führen zu Abweichungen der Soll-Frequenz des Netzes und beeinträchtigen dessen Stabilität, welche nur durch den Ausgleich von Stromerzeugung und Stromverbrauch gewährleistet werden kann.

Da ein Großteil des Angebots an regenerativer Energie kaum steuerbar ist und auch konventionelle Kraftwerke nur begrenzt auf den relevanten Zeitskalen (Minuten, Stunden) geregelt werden können, stellt die Gewährleistung der Stabilität des Versorgungsnetzes eine kritische Voraussetzung für die anvisierte Energiewende dar. Aufgrund der Variabilität in Energieversorgung und Energienachfrage müsste sich nach allgemeiner Marktlogik eigentlich ein zeitabhängiger Preis für elektrische Energie (und damit auch für Energie im Allgemeinen) ergeben. Dies entspräche der Grundlage für eine marktseitige Lösung, die das benötigte Maß an Flexibilität schaffen kann. Die Tatsache, dass zumindest bei Haushalten (25 Prozent des gesamten Stromverbrauchs) sowie zu nicht unerheblichen Teilen bei Handel und Gewerbe (15 Prozent des gesamten Stromverbrauchs) derzeit zeitunabhängige Tarife mit garantierter Leistung üblich sind, steht dem diametral entgegen. Entsprechend fehlen Preisbewusstsein bei Verbrauchern genauso wie Anreize, Energiespeicher auf lokaler Ebene in das Netz zu integrieren. In der Folge ergibt sich ein ineffizienter Markt mit potenziell höherem Ausgleichsbedarf auf übergeordneten Netzebenen. Dies äußert sich durch eine höhere Preisvolatilität der Börsenpreise für elektrische Energie mit starken Preisausschlägen nach oben, aber auch durch zeitlich begrenzte negative Strompreise.

Aufgrund der Variabilität in Energieversorgung und Energienachfrage, müsste sich nach allgemeiner Marktlogik ein zeitabhängiger Preis für Energie ergeben.

Die Residuallast, also die Differenz aus lokalem Stromverbrauch abzüglich der durch fluktuierende erneuerbare Energien eingespeisten lokalen Strommengen, erfährt dadurch eine erhöhte Bedeutung. Da die Residuallast entsprechend der Wetterbedingungen eine höhere Volatilität erfährt, steigt dadurch der Bedarf an lastseitiger Flexibilität bzw. der durch konventionelle Stromproduktion erbrachten Erzeugung. Deren Bereitstellung ist teuer, insbesondere auf kurzen Zeitskalen. Auf der anderen Seite kann eine nicht ausreichende Residuallast im Extremfall zu einem Redispatch von

Anlagen oder gar zu einem Blackout führen. Um Spitzen in der Differenz zwischen Last und dem Angebot regenerativer Energie abzumildern, wird derzeit in der Öffentlichkeit über einen räumlichen Ausgleich durch Ausbau der Hochspannungsübertragung diskutiert. Trotz dieser kontrovers geführten Debatte werden die Potenziale von zeitlichen Lastverschiebungen demgegenüber kaum wahrgenommen. Um letztere zu erschließen, ist eine zeitlich flexible Preisgestaltung unabdingbar. Nur hierdurch kann der marktwirtschaftliche Steuerungsmechanismus zwischen Angebot, Nachfrage und Preis seine effiziente Allokationswirkung entfalten. Ohne eine derartige Flexibilisierung des bestehenden Systems können Anbieter und Nachfrager nicht ausreichend auf Preissignale reagieren, um einen effizienten Ausgleich zwischen der bei regenerativer Energie temporär stark schwankenden Energieproduktion und der Nachfrage zu gewährleisten.

Ein über Smart Meter und Blockchain verbundener, dezentraler Energiemarkt ist in der Lage, die komplette Energieverteilung und -nutzung aller vernetzten Erzeuger, Speicherkapazitäten und Verbraucher dezentral und in Echtzeit darzustellen.

Ein Peer-to-Peer-Stromhandel ist ein vielversprechender Ansatz, um zu flexiblen Strompreisen für private Verbraucher und Produzenten zu gelangen, welche die Basis für Anreize der Einbindung von Speichern schafft und marktseitig zur besagten Stabilität des Versorgungsnetzes beitragen kann. Zudem können weitere Effizienzpotenziale gehoben werden, indem Energie lokal produziert und verbraucht wird, ohne dass Intermediäre für den Handel erforderlich werden. Durch die Verknüpfung von intelligenten Stromzählern (Smart Meter) und Unterstützung eines Smart Grids durch die Blockchain-Technologie ist es möglich, Verbrauchern und kleinen Produzenten einen einfachen Zugang zum Flexibilitätsmarkt zu ermöglichen und so einen wesentlichen Teil des Effizienzpotenzials der lokalen Ebene auszuschöpfen. Ein über Smart Meter und Blockchain verbundener, dezentraler Energiemarkt ist in der Lage, die komplette Energieverteilung und -nutzung aller vernetzten Erzeuger, Speicherkapazitäten und Verbraucher dezentral und in Echtzeit darzustellen. Etwaige Über- und Unterversorgung könnte in kurzer Zeit erfasst und verarbeitet werden.

6.2 Die Idee von ETIBLOGG

Durch die Flexibilisierung lokaler Strompreise ergeben sich Effizienzsteigerungen auf den unteren Netzebenen, die eine optimierte, marktbasierte Energieallokation ermöglicht, welche sich positiv auf die Stabilität höherer Netzebenen auswirkt. Die Stabilität ergibt sich dabei aus einer netzdienlichen und effizienten Netznutzung auf allen Ebenen. Je größer der gewährleistete Anteil an Netzstabilität ausfällt, umso kostengünstiger und effizienter ist das Netz und umso leichter lässt sich der Anteil regenerativer Energien erhöhen. Dies ist der von ETIBLOGG verfolgte Bottom-up-Ansatz zur Sicherstellung der Stabilität des Versorgungsnetzes. Die Stabilität des Versorgungssystems ist dabei ein netzdienlicher Nutzen, den es über die Flexibilisierung des Marktumfelds zu realisieren gilt. Mit ETIBLOGG wird ein technologiegetriebener Ansatz der Befähigung flexibler Akteure zur marktseitigen und netzdienlichen Partizipation im Strommarkt verfolgt.

Dadurch entsteht idealerweise ein volkswirtschaftlicher Mehrwert in der effizienteren Nutzung des Stromversorgungssystems, in der Dezentralisierung von integrativen Handels-, Speicher- und

Produktionsstrukturen sowie in einem steigenden Anteil ökologisch verträglicher Energiegewinnung. Einhergehend mit einer effizienteren Netznutzung ergeben sich für Verbraucher möglicherweise geringere Netznutzungsentgelte und dadurch niedrigere Kosten des Konsums.

Neben der marktseitigen Bestimmung von Strompreisen ist eine weitere Voraussetzung die Nutzung von Verbrauchs- und Erzeugungsdaten, die zur Optimierung von Prognosen verwendet werden. Die Wirkung eines ausgeglichenen Netzes im Niederspannungsbereich führt demnach zu einer Reduktion der Überversorgung einzelner Verbraucher, sodass ein Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber geringere Abweichungen zu verrechnen hat (Mehr- oder Mindermengenausgleich). Dadurch verringert sich die Notwendigkeit von Einspeisemanagementmaßnahmen durch die Netzbetreiber. Auch der Bedarf an Ausgleichsenergie, welche aufgrund von Überdeckung oder Unterdeckung zwischen den Übertragungsnetzen und Bilanzkreisen ausgleichend ein- und abgeführt wird, würde sich auf Basis genauerer Prognosen reduzieren.

ETIBLOGG verfolgt einen marktbasierten Ansatz zur Allokation von Erzeugung und Verbrauch jenseits des EEG. Das System ist offen für eine vertikale Integration mit Spot- und Flexibilitätsmärkten, wobei eine Drittpartei (der Restlastanbieter, RLA) das Bindeglied zwischen dem lokalen und dem überregionalen Handel darstellt. Der RLA ist zudem Bilanzkreisverantwortlicher für die am Markt teilnehmenden Parteien.

ETIBLOGG verfolgt einen marktbasierten Ansatz zur Allokation von Erzeugung und Verbrauch jenseits des EEG.

Marktteilnehmer sind in lokalen Netzen die Haushalte (Prosumenten oder Konsumenten), lokale Gewerbebetriebe, Betreiber von BHKWs, Biogasanlagen aber auch Anlagen mit fossilen Brennstoffen. Auf der mittleren Netzebene sind Betreiber von Windanlagen, Flächen-PV-Anlagen sowie industrielle Verbraucher denkbar – insbesondere solche mit schaltbarer Last und Erzeugung. Die Konnektivität der Teilnehmer wird durch eine Blockchain realisiert, welche die technische Handelsinfrastruktur darstellt. Jeder Teilnehmer ist durch ein Blockchain-Device (BCD) mit dem Netzwerk verbunden. Dabei ist auf dem BCD eine lokale Handelslogik installiert. Diese repräsentiert die Interessen und Präferenzen des jeweiligen Teilnehmers und wird zudem Einflussfaktoren wie u. a. Zeitpunkt des Lieferintervalls, Wetterprognosen, Erzeugungs-/ Verbrauchshistorie und die Trading Policy des Marktteilnehmers berücksichtigen. Der Handel erfolgt bei ETIBLOGG in „Echtzeit", d. h. es werden Lieferungen mit einem 15-Minuten-Intervall für die nächste Viertelstunde zwischen den Teilnehmern über den dezentralen Blockchain-basierten Marktplatz ausgehandelt. Um einen Echtzeithandel von kleinsten Strommengen zu ermöglichen, spielt die Transaktionsgeschwindigkeit der eingesetzten Blockchain-Technologie eine wichtige Rolle.

Abbildung 8: ETIBLOGG Messedemonstrator mit Blockchain-Devices

So liegt die Blockbildungszeit bei ungefähr einer Sekunde, was es ermöglicht, eine komplette Transaktion innerhalb von wenigen Sekunden vollständig abzuschließen.

6.3 Das Ziel von ETIBLOGG

Das Ziel von ETIBLOGG ist ein Peer-to-Peer-Energiehandel mit flexiblen Preisen. Jeder Teilnehmer wird zum Marktakteur und agiert unter individuellen Restriktionen gewinn- oder nutzenmaximierend. Die einzelnen Bieterstrategien werden über intelligente Agenten umgesetzt. Durch die individuellen Handelsstrategien der Marktteilnehmer werden sowohl Produzenten als auch Konsumenten bessergestellt, im Vergleich zu den Direktvermarktungstarifen für Produzenten und den Lieferpreisen des RLA für Konsumenten. Dies steht im Gegensatz zu einem alternativen Marktdesign mittels Auktionen, bei denen das größtmögliche Volumen zu einem einheitlichen Zuschlagpreis ausgeglichen wird.

Jeder Teilnehmer wird zum Marktakteur und agiert unter individuellen Restriktionen gewinn- oder nutzenmaximierend.

Das Ergebnis ist ein marktbasierter und flexibler Strompreis, der sich durch Angebot und Nachfrage bestimmt und unter anderem von externen Faktoren wie dem Wetter beeinflusst wird. Im Gegensatz zu Top-down-Ansätzen mit vorgegebenen fixen Preisen führt dies zu Adaptionsanreizen bei den Markteilnehmern, zum Beispiel durch zeitliche Lastverschiebung auf Konsumentenseite oder durch den Anschluss von Batterien auf Produzentenseite. Die Messung der Effekte solcher Adaptionen erlaubt eine volkswirtschaftliche Beurteilung eines solchen Marktdesigns auch im Vergleich zu alternativen und traditionellen Marktdesigns. Zu erwarten ist dabei, dass die Flexibilisierung des Marktdesigns mit erheblichen gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrtspotenzialen einhergeht, da die Adaption auf geänderte Umwelteinflüsse von jenen vorgenommen werden, für die es am kostengünstigsten ist. Dies soll insbesondere im Vergleich mit dem traditionellen Marktdesign starrer und top-down durch Einspeisevergütung und Lieferpreise festgelegter Preise gezeigt werden, in dem keine Adaptionsanreize bestehen.

6.4 Der Handelsprozess

Der Handelsprozess bei ETIBLOGG lehnt sich an den im Rahmen des Projekts Enerchain entwickelten Over-the-counter-Handel an (www.enerchain.com). Hierbei wird kein zentraler Marktorganisator (z. B. Börse) eingesetzt, stattdessen kommunizieren Marktteilnehmer dezentral über den Austausch von Order-Nachrichten bzw. Nachrichten zur Ausführung von Handelsgeschäften, siehe Abbildung 9. Zum Einsatz kommt dabei das Blockchain-Framework „WRHML“ (sprich: Wormhole), mit dessen Hilfe sich dezentrale B2B-Prozesse umsetzen lassen (https://ponton.de/wrmhl).

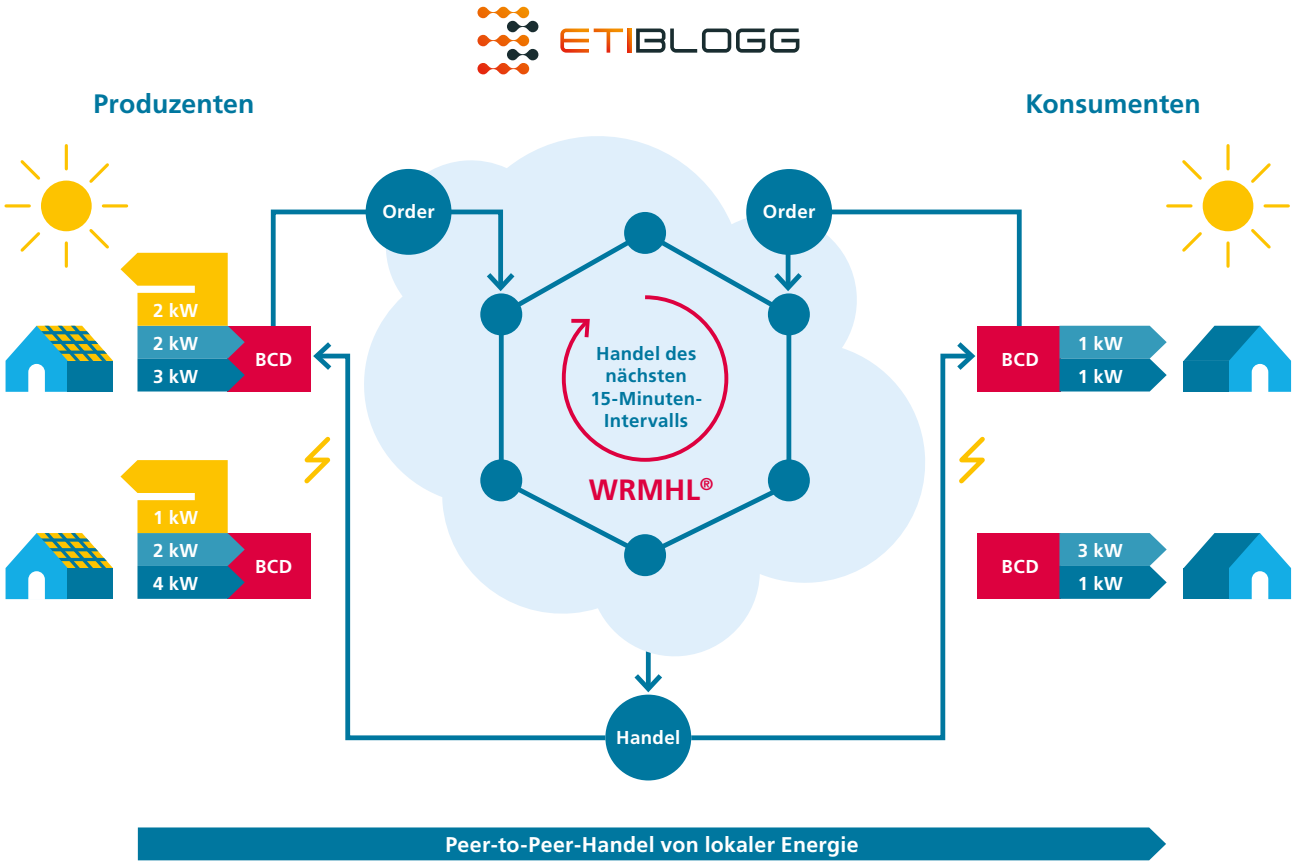

Abbildung 9: Handelsprozess bei ETIBLOGG

Es hängt letztlich von der Tarifgestaltung des RLA ab, zu welchen Konditionen eine Einspeisevergütung bzw. die Belieferung der Konsumenten stattfindet. Diese Preise markieren die untere (Floor) und obere Grenze (Cap), innerhalb derer sich der Marktpreis bewegen kann. Die Marktpreise und der Handelsverlauf zwischen diesen Ober- und Untergrenzen werden insbesondere durch lokale Preissignale beeinflusst: Nimmt beispielsweise eine größere Anzahl PV-basierter Produzenten am Markt teil, die aufgrund ihrer Kostenstruktur immer maximal produzieren, so nimmt das Energieangebot

in sonnen- und windreichen Stunden zu bzw. in sonnen- und windarmen Stunden entsprechend ab. In diesen Phasen bewegt sich der Strompreis tendenziell durch ein zunehmendes Energieangebot nach unten bzw. nach oben. Betreiber von fossilen Kraftwerken, Stromspeichern und auch Verbraucher können auf diese Preissignale reagieren und entsprechend mehr oder weniger Energie einspeisen bzw. nachfragen. Durch diesen Marktmechanismus entsteht eine effiziente Energieallokation.

Abbildung 10 zeigt dazu die Simulation dreier Marktteilnehmer: Produzent, Konsument und Batteriebetreiber. Im Rahmen der Simulation wird für den Produzenten ein vorgegebenes PV-Produktionsprofil und für den Konsumenten ein Lastprofil abgefahren. Daraus ergeben sich für jeden Viertelstundenintervall Bedarfe für den Handel. Beide Seiten bieten per Markt-Order den Verkauf bzw. den Kauf der Produktion an.

Da die Leistung der PV-Anlage zur Mittagszeit den Bedarf des Verbrauchers übersteigt (Abflachung der Kurve links unten in Abbildung 10), tritt die Batterie in den Vordergrund, um die überschüssige Erzeugung – in der Regel zu einem niedrigeren Preis – zu übernehmen. Abgegeben wird sie außerhalb der PV-Produktionsphase (dunkelvioletter Bereich links unten).

Abbildung 10: BCD in Verbindung mit dem Trading Framework

Im Gegensatz zu gewohnten Festpreisen für Verbrauch und Einspeisung ist der Preis auch für den privaten Haushalt innerhalb dieser Preisspanne variabel. Die tatsächliche Ausprägung des Marktgeschehens hängt darüber hinaus von der dezentralen Preisfindung der beteiligten Akteure ab. Der Markt ist in Form einer „double-sided continous auction" organisiert, was Marktteilnehmern ermöglicht, Kauf- und Verkaufsangebote einzustellen und jederzeit bis zum Ablauf der Handelsperiode anzupassen.

6.5 Die Integration in mittlere und höhere Netzebenen

Zwischen Produzenten und Konsumenten wird je nach Ausgestaltung des Systems (z. B. Microgrid) in Bezug auf Flexibilitätspotenzial ein bestimmter Teil des Produktions- bzw. Verbrauchsvolumens im Rahmen lokaler Transaktionen geliefert: auf Produzentenseite zum Beispiel durch Batteriespeicher oder (Bio-)Gasanlagen und auf Konsumentenseite durch Verzicht oder zeitliche Lastverschiebung. Der verbleibende Teil wird automatisch durch den RLA kontrahiert. In der Regel kommt es zudem zu überschüssiger Erzeugung bzw. Verbrauch, die der RLA als Bilanzkreisverantwortlicher auf höheren Netzebenen vermarktet oder bezieht (Spotmarkt, Flexibilitätsmarkt bzw. regionaler Handel). Im Rahmen von ETIBLOGG übernimmt die Konsortialführerin GETEC ENERGIE die Rolle des RLA.

Wenn bei Erzeugung und Verbrauch lokale Flexibilitätspotenziale zur Verfügung stehen, lässt sich der Nettoexport bzw. -import über Preismechanismen seitens des RLA beeinflussen. Über die Setzung von garantierten Mindest- und Maximalpreisen können zudem (zeitlich befristete) Anreize für einen höheren Verbrauch bzw. eine höhere Produktion geschaffen werden. In der Gesamtwirkung ist dabei eine graduelle Angleichung von Erzeugung und Verbrauch möglich, sodass Engpässe auf höheren Netzebenen reduziert werden können.

6.6 Aktueller Projektstand und Ausblick

ETIBLOGG befindet sich nach 18 Monaten in der Halbzeit seiner Projektlaufzeit. Zu diesem Zeitpunkt stehen ein batteriebasierter Demonstrator und ein mobiler Messedemonstrator zur Verfügung, die vom Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie IISB entwickelt wurden und die Verhaltensweisen unterschiedlicher Marktteilnehmer simulieren. Die BCDs stehen aktuell in Form von Raspberry Pis zur Verfügung und für den dezentralen Markt wird die Handelssoftware von PONTON eingesetzt. Mixed Mode hat die Anlagensteuerung entwickelt, über die der Status von Erzeugungsanlagen abgerufen werden kann und die Steuerung der Anlagen einheitlich erfolgt.

Für die restliche Projektlaufzeit ist vorgesehen,

- den Marktplatz in einer öffentlichen Testregion zu betreiben, in der eine kritische Anzahl Produzenten und Konsumenten zur Verfügung steht,
- das BCD durch Partner wie Mixed Mode, NXP und consider IT kompakter, Hardware-näher und nach erweiterten Sicherheitsstandards zu entwickeln,
- weitere Partner als assoziierte Mitglieder zu gewinnen, z. B. im Bereich der Gebäudeautomation. Diese würden mit ihren flexiblen Lasten ideale Marktteilnehmer sein.
- empirische Daten zu gewinnen in Bezug auf Bieterverhalten, gesamtökonomischen Nutzen unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Technologiemixvarianten und Speicherkapazitäten sowie Auswirkungen auf Netzgebiete.

Neben den Industriepartnern GETEC ENERGIE GmbH, Mixed Mode GmbH, PONTON GmbH, consider it GmbH und NXP Semiconductors Germany GmbH begleiten Forschungsinstitute wie ESMT, Universität Hamburg und Fraunhofer IISB das Projekt, um aus ökonomischer, technischer und geschäftsmodellbezogener Perspektive die Entwicklung zu unterstützen. Hauptansprechpartner für das Projekt ETIBLOGG ist die GETEC ENERGIE, die auch die Konsortialführung innehat.

7

Fazit
Kontakte

7 FAZIT

Die Transformation des Energiesystems hin zu einer erneuerbaren und dezentralen Stromversorgung verlangt nach neuen, intelligenten Lösungen für das Management, den Handel und die Speicherung von Strom. Die Verbundprojekte BloGPV, ETIBLOGG, pebbles und SMECS entwickeln **smarte Services** zur Lösung genau dieser Probleme.

Dem Subsidiaritätsprinzip folgend setzen die Projekte dort an, wo die Herausforderungen der Energiewende entstehen. In **lokalen Energie-Versorgungsnetzwerken** werden Stromerzeugung und -verbrauch in Einklang gebracht, bevor höhere Netzebenen einbezogen werden müssen. Das Projekt pebbles entwickelt einen lokalen Energiemarkt und ermittelt unter expliziter Berücksichtigung von Netzrestriktionen geeignete Peer-to-Peer-Transaktionen und schließt Peer-to-Peer-Lieferverträge zwischen den Marktteilnehmern. Dabei handeln die Marktteilnehmer Strom mit Bezug zur Region und können Netzentgelte und Stromsteuern einsparen. Auch ETIBLOGG verfolgt diese Ziele, wählt aber für seinen untertägigen Echtzeithandel ein reines Peer-to-Peer-Marktdesign. Durch flexible Strompreise und intelligente und automatisch handelnde Agenten wird Erzeugung und Verbrauch angebots- und nachfragebasiert allokiert, was sich positiv auf die Stabilität höherer Netzebenen auswirkt. SMECS liefert ein digitales Assistenzsystem, das das Management von lokalen Energie-Communities erleichtert. Zudem kann der erzeugte Strom mit fälschungssicheren Herkunftsnachweisen versehen werden, die das austauschbare Gut Strom zu einem Markenprodukt machen. BloGPV verbindet lokale Stromspeicher zu einem virtuellen Speicherverbund und sorgt so dafür, dass die vorhandenen Stromspeicher optimal zum Vorteil der Community genutzt werden. Gemeinsam liefern die Projekte einen Werkzeugkasten für den Aufbau von lokalen Energie-Versorgungsnetzwerken, die sich für die Teilnehmer rechnen und somit auch über das Erneuerbare-Energien-Gesetz hinaus attraktive Geschäftsmodelle eröffnen.

Die **Blockchain-Technologie** stellt in jedem der vier Verbundprojekte einen zentralen, technischen Baustein dar, um den Handel auf lokalen Energiemärkten oder den Stromtausch innerhalb lokaler Communities abzusichern. Zwar wären Umsetzungen entsprechender lokaler Versorgungsnetzwerke auch ohne Blockchain denkbar und allenthalben technisch möglich. Der Einsatz von Blockchain hat aber große Vorteile:

- Blockchain-basierte Herkunfts- und Transaktionsnachweise belegen transparent und manipulationssicher die Gleichzeitigkeit sowie die räumliche Nähe von Stromeinspeisung und -verbrauch.
- Für die Erstellung von Herkunftsnachweisen und deren Verwaltung braucht es künftig keine Intermediäre und Zertifizierungsdienstleister mehr, was die Kosten deutlich senkt.
- Stromsteuervergünstigungen, die sich aus der regionalen Nähe von Erzeuger und Verbraucher ergeben, werden für die Netzwerkteilnehmer nachvollziehbar.
- Dank der Belegbarkeit von Erzeugungstyp und -ort gewinnt Strom neue wirtschaftlich nutzbare Eigenschaften.[49]
- Mit Blockchain kann bilanziell ausgewiesen werden, wie viele „Ökostrompakete“ in Stromspeichern vorhanden sind, um sie bei Ausspeicherung ebenfalls als Ökostrom zu behandeln.
- Blockchain ermöglicht eine faire, gemeinschaftliche Speicherbewirtschaftung sowie ein transparentes Dokumentations- und Konsenssystem, das die Bereitschaft für die freiwillige Bereitstellung von Speicherinfrastruktur und -kapazität durch Netzwerkteilnehmer erhöht.
- Privatpersonen, Gewerbe und Industrieunternehmen werden durch ein manipulationssicheres nachvollziehbares Handels- und/oder Abrechnungssystem zur marktseitigen und netzdienlichen Partizipation im Strommarkt befähigt.

- Die durch die Blockchain erzeugte Transparenz und Manipulationssicherheit schafft Vertrauen für den Stromhandel und -tausch und Anreize bei Erzeugern, auch kleine Mengen Strom zu vermarkten.
- Mittels Blockchain kann verifiziert werden, ob die Energienetze durch lokalen Stromhandel oder Stromtausch weniger belastet werden.
- Die erhöhte Transparenz und erweiterte Partizipationsmöglichkeiten können potenziellen „NIMBY"-Verhaltensmustern (Not in my backyard) vorbeugen und die Akzeptanz für die Energiewende in der Bevölkerung steigern.
- Ein über Smart Meter und Blockchain verbundener, dezentraler Energiemarkt wäre in der Lage, die komplette Energieverteilung und -nutzung aller vernetzten Erzeuger, Speicherkapazitäten und Verbraucher dezentral und in Echtzeit darzustellen.

Allerdings bestehen für den Aufbau lokaler Energiemärkte oder stromtauschender Communities noch **regulatorische Hemmnisse**. Die Projekte unterstützen den politischen Modernisierungsprozess für die Regulierung der Energiewirtschaft aufgrund ihrer Erfahrungen aus der Praxis. Die Projekte sind in der Lage, hier einen wichtigen Beitrag zu leisten, weil sie technische Lösungen gestalten, um bestehende regulatorische Anforderungen und Anreize in ihren smarten Services zu berücksichtigen und den Nutzern den größtmöglichen Komfort zu bieten. Dabei wird etwa die regulatorische Vorgabe für die Bilanzierung von Stromspeichern, welche nach § 3 Nr. 43 b EEG 2017 immer als Letztverbraucher und eigenständige Erzeugungsanlage angesehen werden, als Herausforderung angesehen. Zur rechtssicheren Bewertung von Stromflüssen werden zudem teure Messkonzepte mit registrierender Leistungsmessung gefordert. Ferner wären Anreize für Netzbetreiber zu verstärken, um neben dem Ausbau der Netze auch die Schaffung von Smart Grids zu begünstigen, damit der volkswirtschaftliche Nutzen von intelligenten Energie-Communities ausgeschöpft werden kann. Letztlich könnte durch eine gezielte Förderung von Lokalstrom oder eine Flexibilisierung des Netzentgeltsystems die Integration lokaler Versorgungsnetzwerke in das bestehende Energiesystem mit Blick auf ein Gelingen der Energiewende wirksam unterstützt werden.

Es lässt sich festhalten, dass lokale Energiemärkte oder stromtauschende Communities ein erhebliches Potenzial und volkswirtschaftlichen Nutzen für das zukünftige Energiesystem bieten. Durch die Etablierung entsprechender Communities oder Energiemärkte ergeben sich Effizienzsteigerungen auf den unteren Netzebenen, die sich positiv auf die Stabilität höherer Netzebenen auswirken. Je größer der gewährleistete Anteil an Netzstabilität ausfällt, umso kostengünstiger und effizienter ist das Netz und umso leichter lässt sich der Anteil regenerativer Energien erhöhen. Die vorgestellten Projekte arbeiten mit aller Kraft an der Entwicklung von Werkzeugen, die aus diesem Potenzial rentierliche Geschäftsmodelle für lokale Energie-Versorgungsnetzwerke werden lassen.

49 „ideeller" Wert lokalen Grünstroms für umweltbewusste und an einer regionalen Wertschöpfung interessierte Teilnehmer.

KONTAKTE

Begleitforschung Smart Service Welt II
Institut für Innovation und Technik (iit)
in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH

Dr. Tom Kraus
Steinplatz 1
10623 Berlin
kraus@iit-berlin.de

Verbundprojekt BloGPV

Thorsten Zoerner
Discovergy GmbH
Sophienstr. 7a
69115 Hannover
tz@discovergy.com

Verbundprojekt ETIBLOGG

Simone Gitschier
GETEC ENERGIE GmbH
An der Börse 4
30159 Hannover
info@etiblogg.de

Verbundprojekt pebbles

Joachim Klaus
Allgäuer Überlandwerk GmbH
Illerstraße 18
87435 Kempten
Joachim.Klaus@auew.de

Verbundprojekt SMECS

Jörg Schiller
CIS Solutions GmbH
Fraunhoferstr. 9
85737 Ismaning
j.schiller@cis-solutions.eu

www.smartservicewelt.de