

# Energy Communities als Teil des Bilanzkreismanagements 2.0

Arne Surmann und Jannik Verkely

***In der Energiewende spielen Konsumenten eine zunehmend zentrale Rolle: Sie sollen aktiver Teil des Energiesystems werden und mithilfe neuer Konzepte die Möglichkeit erhalten, sich selbst an der Energieproduktion und -nutzung zu beteiligen. Das Konzept von Energy Communities (ECs) ist aufgrund politischer Entwicklungen und Diskussionen daher aktuell von hoher Bedeutung. Die damit verbundene Herausforderung liegt darin, das komplexe Stromnetz trotz dezentraler und variabler Energiequellen stabil zu halten. Dabei kommt dem Bilanzkreismanagement (BKM) eine entscheidende Rolle zu, da es für die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch verantwortlich ist.***

## Motivation und zentrale Fragestellung

Laut der Europäischen Kommission müssen die Konsumenten im Zuge der Energiewende in den Mittelpunkt eines neuen Energiesystems gestellt werden [1]. Sie sollen die Möglichkeit zur direkten Beteiligung an der Energiewende erhalten. Hierfür sind neue Konzepte notwendig, die eine diskriminierungsfreie Beteiligung für alle Konsumenten ermöglichen. ECs bieten dabei ein hohes Potenzial, um die Energiewende aus Bürgerhand voranzutreiben.

Auch in der deutschen Politik ist das Thema Energy Communities bzw. Energy Sharing, getrieben durch mehrere Stellungnahmen verschiedener Verbände in den letzten Jahren, aktuell. Eine aktuelle Bestandsaufnahme der Debatte wurde von der dena herausgegeben [2]. ECs sind derzeit in Deutschland nicht definiert, wir verstehen darunter Zusammenschlüsse von Haushalten und Kleinen und mittleren Unternehmen (KMUs) zu Gemeinschaften innerhalb derer gemeinschaftlich Strom erzeugt und verbraucht wird. Schätzungen zufolge könnten 2030 innerhalb der EU bis zu 17 % der installierten Windkraft und 21 % der PV-Leistung im Besitz von ECs sein mit steigender Tendenz bis 2050 [1]. Gleichzeitig beträgt der Verbrauch von Haushalten über ein Viertel des Gesamtverbrauchs in Deutschland [3]. Sie sind also sowohl für die Erzeugung als auch den Verbrauch von Energie relevant und müssen für ein stabiles Energiesystem bilanziert werden.

Die Bilanzierung sämtlicher elektrischer Energien in Deutschland

und damit auch in EC erfolgt durch das BKM. Ziel des BKM ist es, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz zu jedem Zeitpunkt zu halten, um eine stabile und sichere Versorgung zu gewährleisten. Hierfür werden Prognosen bspw. für Lastflüsse oder den Stromverbrauch berechnet. Aktuell werden individuelle Prognosen vor allem für große Verbraucher erstellt, während kleine Verbraucher mit weniger als 100.000 kWh jährlichem Stromverbrauch, sofern diese nicht über ein intelligentes Messsystem verfügen, mithilfe von Standardlastprofilen (SLP) prognostiziert werden.

Der Ausbau von dezentralen Energieanlagen in Verbindung mit ECs und die Verbreitung von Flexibilitäten wie Wärmepumpen sorgen dafür, dass das klassische SLP die Last nur noch ungenügend abbildet. Gleichzeitig können durch die Installation von Smart-Metern wertvolle Daten zum realen Verbrauch erhoben werden. Diese Daten können genutzt werden, um individuelle Prognosen auch für Haushalte oder aggregiert für einzelne ECs zu erstellen.

Im Zuge des Projekts BKM2.0 wurde u.a. untersucht, inwieweit Prognosen einzelner Häuser innerhalb einer Community das BKM verbessern können, welche Vor- und Nachteile gegenüber dem SLP-Verfahren bestehen und ob Prognoseunsicherheiten innerhalb einer Community durch einen Speicher ausgeglichen werden können und sollten. Dabei wurde im Projekt für die Community ein realer Bilanzkreis angemeldet und bewirtschaftet.

## Grundlagen des Bilanzkreismanagements

Das BKM bildet den Rahmen, der für eine stabile Energieversorgung im deutschen Stromnetz sorgt. Hierbei muss durch die Zusammenarbeit verschiedener Akteure gewährleistet werden, dass zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gegeben ist. Die wichtigsten Akteure sind dabei die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit ihrer Funktion als Bilanzkreiskoordinatoren (BIKO), die Verteilnetzbetreiber (VNB), die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) sowie die Lieferanten. Abb. 1 zeigt vereinfacht die Beziehungen zwischen diesen Akteuren.

Wie abgebildet, erstellt der BKV anhand seiner Bilanzkreis-Zuordnungsliste möglichst genaue Prognosen in Form von Fahrplänen für alle seine Bilanzkreise. Hierbei werden sowohl Erzeugung als auch Verbrauch berücksichtigt. Diese Fahrpläne werden täglich für den Folgetag an den BIKO weitergeleitet, welcher diese überprüft und ggf. Anpassungen veranlasst. Die Netzbetreiber erstellen eigene Prognosen, um bspw. Lastflüsse innerhalb ihres Netzgebiets zu simulieren und eine Überlastung der Leitungen zu verhindern. Falls Abweichungen zu diesen Fahrplänen entstehen, ist der BKV verpflichtet, diese kurzfristig auszugleichen, z. B. durch Intraday-Handel.

Da eine perfekte Prognose bzw. Ausgleich von Prognoseabweichungen durch den BKV jedoch nicht möglich ist, stellt der ÜNB bei Abweichungen kurzfristig Regelenergie zur Verfügung, um das Gleichgewicht im Stromnetz zu

gewährleisten. Im Nachhinein werden durch den VNB Summenzeitreihen festgehalten, die die tatsächlichen Energiemengen beinhalten. Diese Summenzeitreihen werden anschließend vom BIKO verwendet, um die Differenz zwischen Fahrplanprognosen und gemessenen Werten zu ermitteln, auch Ausgleichsenergie genannt, sowie um die Kosten der verwendeten Regelernergie zu verteilen.

Anhand dessen wird der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) berechnet und die Bilanzkreisabrechnung erstellt, die der BKV begleichen muss. Wie ersichtlich, bilden Prognosen eine essenzielle Rolle im Bilanzkreismanagement. Eine detaillierte Beschreibung der Zusammenhänge und Interaktionen befindet sich in den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) [4].

## Grundlagen zu Energy Communities

Unter ECs in Zusammenhang mit erneuerbaren Energien versteht man allgemein den Zusammenschluss von Prosumenten und Konsumenten zu einer Gemeinschaft, in welcher Energie innerhalb der Gemeinschaft erzeugt und untereinander geteilt wird. Diese ECs werden als essenziell für die notwendige Umsetzung eines dezentralen Energiesystems und damit zusammenhängend dem Ausbau erneuerbarer Energien gesehen [1, 5]. Es gibt hierbei verschiedene Konzepte zur Umsetzung von ECs. Ein Beispiel einer Energy Community mit lokaler Verbindung der Teilnehmer ist in Abb. 2 dargestellt.

In diesem Beispiel wird innerhalb der Community der überschüssige Strom von Prosumenten sowohl für den Verbrauch von Konsumenten als auch die Nutzung von Flexibilitäten wie Batteriespeicher und Ladestationen verwendet und gehandelt. Falls anschließend noch Erzeugungskapazitäten vorhanden sind, wird dieser Strom in das öffentliche Netz eingespeist. Falls hingegen der erzeugte Strom nicht ausreicht, wird zusätzlich Strom vom öffentlichen Netz bezogen. Diese Vorgehensweise kann auch rein bilanziell bspw. innerhalb eines Verteilnetzgebiets erfolgen, falls kein

direkter lokaler Zusammenhang zwischen den Teilnehmern gegeben ist.

## Helfen Prognosen beim Bilanzkreismanagement?

### Methodik

Um zu untersuchen, inwieweit Lastprognosen in der Community einen Mehrwert für das BKM bieten, wurde zunächst eine qualitative Untersuchung anhand von Experteninterviews und anschließender qualitativer Inhaltsanalyse durchgeführt. Weiterhin erfolgte ein quantitativer Vergleich von zwei prognosebasierten Verfahren sowie drei SLP Verfahren.

Für die **qualitative Untersuchung** wurden fünf Experten so ausgewählt, dass verschiedene Perspektiven der Thematik abgebildet sind. Sie sind innerhalb des Energiesektors in den Bereichen von Forschung, Beratung, Energieversorgungsunternehmen sowie Bilanzkreisverantwortlichen tätig und konnten alle bereits Erfahrungen mit Energy-Sharing-Konzepten und ECs in Deutschland sammeln. Durch Transkription und Analyse der Interviews wurde eine Überführung der relevanten Aussagen in ein Kategoriensystem ermöglicht, welches wiederum mit Bezug zu den Forschungsfragen ausgewertet wurde.

Die Basisdaten für die **quantitativen Untersuchungen** beruhen auf im Intervall von 15 Minuten gemessenen Daten von zehn Teilnehmern einer deutschen Pilotcommunity für den Monat Dezember 2023. Die betrachteten Teilnehmer der Community befinden sich im selben Verteilnetz und besitzen verschiedene flexible Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektroladestationen sowie jeweils eine PV-Anlage. Insgesamt ist eine PV-Leistung von 75,3 kWp vorhanden. Die Gesamterzeugung beläuft sich auf 3.023 kWh, der Gesamtenergieverbrauch auf 8.122 kWh. Die SLP stellen hierbei drei verschiedene HO-Profile für die Energy Community dar, die des BKM verantwortlichen, die des BIKO und ein im Projekt entwickeltes SLP-Verfahren.

Die Lastprognosen hingegen basieren zum einem auf dem KNN-Algorithmus [7], der sich in vorangegangenen Analysen als vielversprechend für Haushaltslastprognosen gezeigt hat [8] und zum anderen auf einem

hierarchischen ARIMA-Algorithmus [9], welcher auch kommerziell Einsatz findet. Die Prognosen wurden täglich um 14:30 für 24 Stunden am Folgetag erstellt.

Im ersten Schritt wurden die Lastgänge der drei SLP und der zwei Prognoseverfahren mit den gemessenen Lastgängen verglichen. Die Abweichungen zwischen dem jeweiligen Lastgang der Verfahren und der gemessenen Last zu jedem Zeitpunkt wurden dokumentiert und über den gesamten Zeitraum aufsummiert, um einen Vergleich der Leistungsfähigkeit zu ermöglichen.

### Ergebnis

Bei der Betrachtung der Lastdaten konnten regelmäßige statistische Abweichungen festgestellt werden, die zu signifikanten Abweichungen führen. Der Grund hierfür kann in der Kürze des Datenzeitraums liegen. Es wurde daher eine Skalierung anhand des gemessenen Verbrauchs vorgenommen, die eine Betrachtung des Verlaufs aller Verfahren bei gleichem Gesamtverbrauch ermöglicht.

Nach Skalierung ist der Lastgang der drei SLP nahezu identisch, weshalb in der weiteren Betrachtung nur noch ein SLP berücksichtigt wird. Generell verbessert diese Skalierung die SLP erheblich, da strukturelle Änderungen im Gerätepool, bspw. die Anschaffung eines E-Autos, im SLP-Verfahren sonst nicht berücksichtigt werden. Abb. 3 zeigt beispielhaft den Vergleich der skalierten Lastgänge für einen Tag.

Die Genauigkeit der Verfahren wird anhand der summierten absoluten Abweichungen der einzelnen Verfahren von der gemessenen Last festgehalten. Diese Vorgehensweise ähnelt der Bestimmung der lastseitigen Ausgleichsenergie im Zuge des BKM. Die so ermittelten Energiemengen werden daher innerhalb dieser Untersuchung Ausgleichsenergie genannt und sind in Summe in Abb. 4 dargestellt. Es entsteht bei Verwendung der ersten Lastprognose ca. 42 % weniger Ausgleichsenergie als im Fall des SLP, gleichzeitig bei Verwendung der zweiten Lastprognose ca. 5 % mehr Ausgleichsenergie als im Fall des SLP.

Es zeigt sich, dass prinzipiell durch Verwendung von Lastprognosen die gemessene Last besser abgebildet

werden kann als bei Verwendung eines SLP. Dies wird auch in den Experteninterviews bestätigt und Vorteile vor allem für Netzbetreiber und Endkunden erwähnt. Die Netzbetreiber profitierten demnach von einer besseren Netzplanung und möglicher lokaler Netzentlastung. Die Endkunden hingegen profitierten in Kombination mit dynamischen Tarifen von möglichen Einsparungen.

Allerdings kann ebenso festgestellt werden, dass keine allgemeingültige Aussage hierzu getroffen werden kann, da durch ein schlechtes Prognoseverfahren auch gegensätzliche Auswirkungen möglich sind. Aus den Experteninterviews resultiert zudem, dass Prognosen auf niedriger Ebene zwar beim BKM helfen können, jedoch aktuell der Aufwand bspw. für Prognosen auf Haushaltsebene zu hoch sei, um den Nutzen zu rechtfertigen. In Zukunft könne sich dies bei Verbreitung von ECs, Smart-Metern und zugehöriger Software jedoch ändern.

## Ausgleich von Prognoseabweichungen durch Speicher

### Methodik

Nach der Gegenüberstellung der Prognoseverfahren stellt sich die Frage, ob die verbliebene kurzfristige Prognoseabweichung durch einen Communityspeicher ausgeglichen werden könnte. Zur Beantwortung wurde zusätzlich eine Simulation verschiedener Speichergrößen in Kombination mit den im Vorfeld untersuchten Prognosen und SLP vorgenommen.

Für die Simulation von Communityspeichern wurden zunächst die Prognoseabweichungen der Verfahren bestimmt. Hierfür wird die Residuallast von gemessener Erzeugung und gemessenem Verbrauch gebildet und die Differenz zur jeweiligen Residuallast, die sich aus der Last der Verfahren in Verbindung mit PV-Erzeugungsprofilen ergibt, betrachtet. Die resultierenden Prognoseabweichungen lassen sich in positive und negative Abweichungen aufteilen. Die positiven Prognoseabweichungen werden in dieser Betrachtung als Batterieladung verwendet, um zu einem späteren Zeitpunkt durch Batterieentladung negative Abweichungen

auszugleichen. Die Batteriesimulation erfolgte mithilfe von NRGISE [10]. Hierbei wurden 3 Szenarien betrachtet:

- *Szenario A:* Batteriespeicher dimensioniert für maximal möglichen Ausgleich zwischen positiven und negativen Prognoseabweichungen;
- *Szenario B:* Batteriespeicher dimensioniert, um 90 % des maximal möglichen Ausgleichs aus Szenario A abzudecken;
- *Szenario C:* Vergleich der möglichen Abdeckung bei Verwendung eines Batteriespeichers mit 80 kWh Kapazität.

### Ergebnis

Die Prognoseabweichungen werden aus der Differenz zwischen der gemessenen Residuallast und jeweils der Residuallast der drei betrachteten Verfahren berechnet. Hierdurch zeigen sich in Summe ähnliche Abweichungen mit 3,03 MWh bis 3,79 MWh für den Betrachtungszeitraum. Die Aufteilung zwischen positiven und negativen Abweichungen unterscheidet sich jedoch deutlich. Das Verhältnis von positiven zu negativen Abweichungen für das SLP beträgt hierbei ca. 1:2, während es bei Lastprognose 2 (ARIMA) bei ca. 1:3 liegt. Lediglich Lastprognose 1 (KNN) weist annähernd ein Verhältnis von 1:1 auf.

Dieses Verhältnis beschränkt auch den maximal möglichen Ausgleich von Prognoseabweichungen in dieser Simulation, da ausschließlich die positiven Abweichungen genutzt werden, um einen Communityspeicher zu laden und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zu entladen, um negative Abweichungen auszugleichen.

Auf diese Weise kann über alle Szenarien und Verfahren durch einen Communityspeicher ein Ausgleich zwischen 29 % und 71 % erreicht werden. Hierbei gibt es jedoch signifikante Unterschiede bei der Dimensionierung der Communityspeicher. Im Fall des SLP und der Lastprognose 1 wird für Szenario A eine Kapazität von ca. 300 kWh benötigt und für Szenario B noch ca. 200 kWh. Im Verhältnis zur Anzahl an Teilnehmer sind diese Kapazitäten eher unrealistisch umzusetzen.

Aus diesem Grund wurde Szenario C hinzugezogen. Szenario C ermöglicht bei Verwendung der Lastprognose 1

einen Ausgleich von 55 %, bei Verwendung des SLP 36 % und im Fall der Lastprognose 2 lediglich 29 %. In allen Fällen kann ein signifikanter Ausgleich erreicht werden, auch wenn Lastprognose 1 hier deutlich bessere Ergebnisse erzielt.

Die Meinung der Experten zeigt ebenfalls, dass Communityspeicher vielversprechend seien, um als Energy Community auf Prognoseabweichungen zu reagieren. Die einzig andere sinnvolle Möglichkeit für Endkunden bestehe aktuell in einer Verbrauchsanpassung, z. B: durch Verwendung anderer Flexibilitäten wie Ladestationen. Flexibilitäten seien jedoch mit hohen Investitionskosten verbunden. Die Wirtschaftlichkeit müsse daher im Einzelfall betrachtet werden.

### Fazit

In dieser Untersuchung wurde betrachtet, ob und inwiefern prognosebasierte Verfahren sowie Flexibilitäten dabei helfen können, ECs in das klassische BKM einzubinden und welche Vor- und Nachteile hierdurch entstehen. Eine detaillierte wirtschaftliche Betrachtung war aufgrund der fehlenden nationalen Gesetzgebung zu ECs sowie der geringen Datenbasis nicht möglich.

Auch ohne die wirtschaftliche Analyse zeigen die Ergebnisse, dass prognosebasierte Verfahren und die Anpassung von synthetischen SLPs durch Smart-Meter-Daten potenziell zu einer präziseren Lastabbildung beitragen können. Durch die Verwendung von prognosebasierten Verfahren auf niedrigerer Ebene profitieren vor allem VNB und Endkunden. Die VNB profitieren von einer genaueren Lastabbildung, die einen besseren Netzbetrieb und eine Entlastung des lokalen Stromnetzes ermöglicht. Endkunden können anhand von Prognosen ihr Verbrauchsverhalten anpassen und so in Verbindung mit variablen Stromtarifen Kosten einsparen. Datenabbrüche und fehlerhafte Daten, sowie systematische Prognosefehler bei nicht richtig parametrisierten Verfahren, können sich jedoch negativ auf das BKM auswirken.

Die Verwendung von zeitreihenbasierten Prognosen bedarf demnach, gerade in der Anfangszeit der Implementierung, einer regelmäßigen Validierung und ggf.

händischer Anpassung. Eine regelmäßige Anpassung der SLP basierend auf gemessenen Daten hat im betrachteten Bezugszeitraum gegenüber einem der zwei Prognoseverfahren bessere Ergebnisse geliefert und könnte bis zur Feinjustierung der Prognoseverfahren als gute Übergangslösung dienen.

Die Nutzung von Batteriespeichern als Flexibilität wurde als vielversprechend für den Ausgleich von Prognoseabweichungen identifiziert, wobei die Wirtschaftlichkeit dieser Lösungen kritisch zu betrachten bleibt. Im weiteren Verlauf des Projekts sollen die hier gezeigten Ergebnisse durch eine größere Datenbasis bestätigt werden. Analysen der Wirtschaftlichkeit können in Verbindung mit anderen Europäischen Community Modellen Aufschluss darüber geben, wie hoch der finanzielle Mehrwert durch genauere Prognosen ausfallen würde, wenn eine nationale Adaptierung von ECs erfolgte.

## Literatur

[1] European Commission, Hg., "Clean Energy for all Europeans", 2019, doi: 10.2833/9937.

[2] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024): Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen Umsetzung.

[3] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, Hg., „Monitoringbericht 2023“, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Nov. 2023. Zugriff am: 4. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

[4] Bundesnetzagentur, Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom: MaBiS.

[5] Y. Wu, Y. Wu, H. Cimen, J. C. Vasquez und J. M. Guerrero, "Towards collective energy Community: Potential roles of microgrid and blockchain to go beyond P2P energy trading", *Applied Energy*, Jg. 314, 2022. doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119003. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922004123>

[6] PED-INTERACT. „Energy Communities and Positive Energy Districts“. Zugriff am: 22. Juli 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.ped-interact.eu>

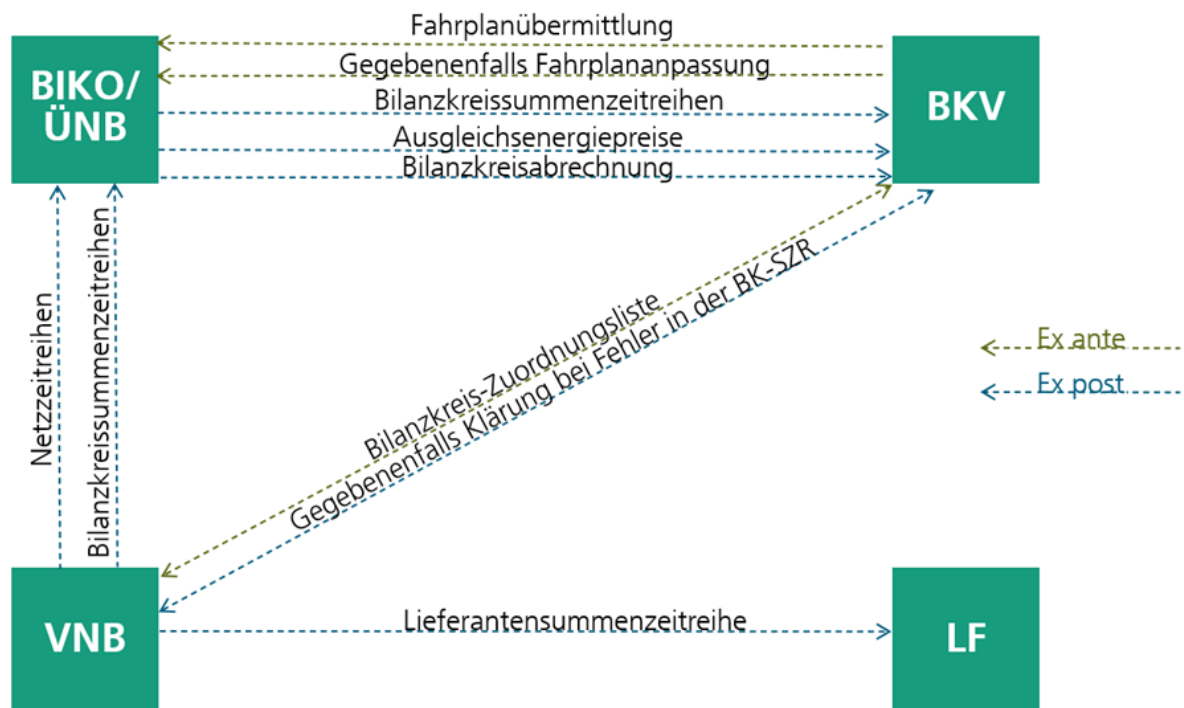
[7] O. Kramer, "K-Nearest Neighbors", in *Kramer (Hg.) 2013 – Dimensionality reduction with unsupervised nearest*, Bd. 51, S. 13-23.

[8] A. Groß, A. Lenders, F. Schwenker, D. A. Braun und D. Fischer, "Comparison of short-term electrical load forecasting methods for different building types", *Energy Inform.* Jg. 4, S3, 2021, doi: 10.1186/s42162-021-00172-6.

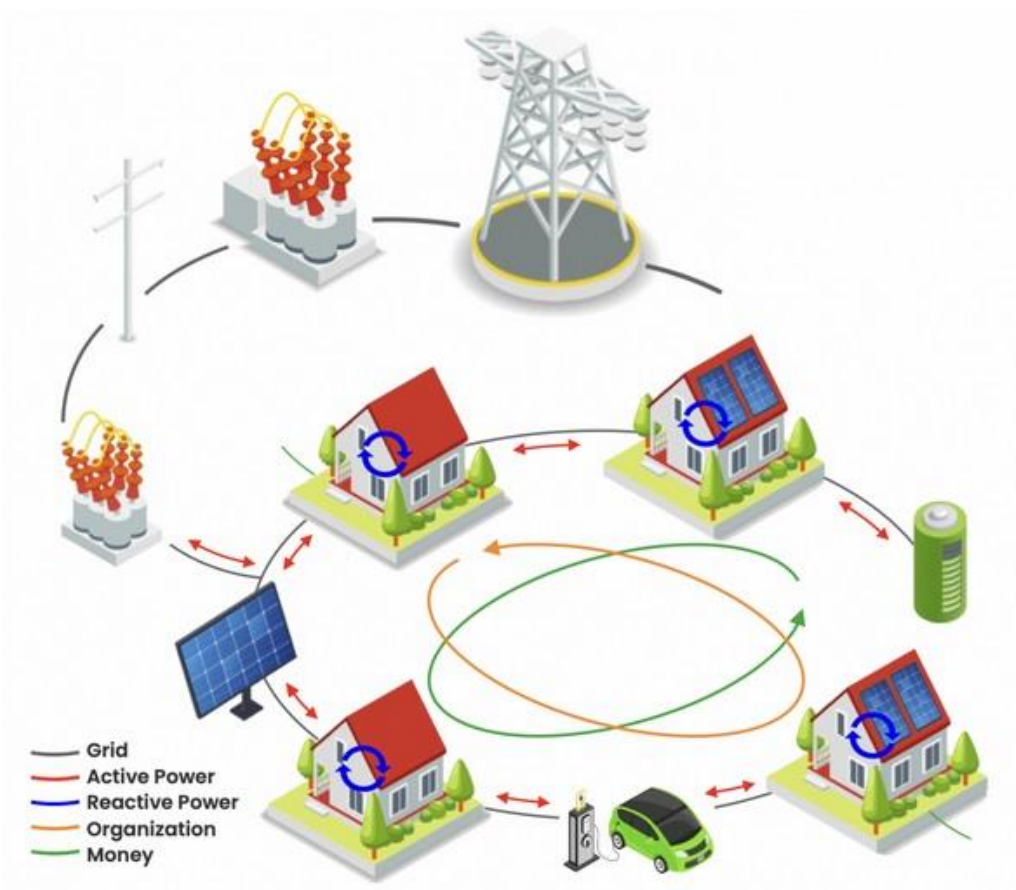
[9] R. H. Shumway und D. S. Stoffer, "ARIMA Models", in *Time series analysis and its applications: With R examples* (Springer Texts in Statistics), R. H. Shumway und D. S. Stoffer, Hg. Cham: Springer, 2017, S. 75-163.

[10] T. Rohrer, N. Reiners und R. Hogl, *NRGISE – Python Simulation Framework for Energy Storage Systems*, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/82a3471b-90e2-4b6c-a51c-3a5c0bb68675/details>

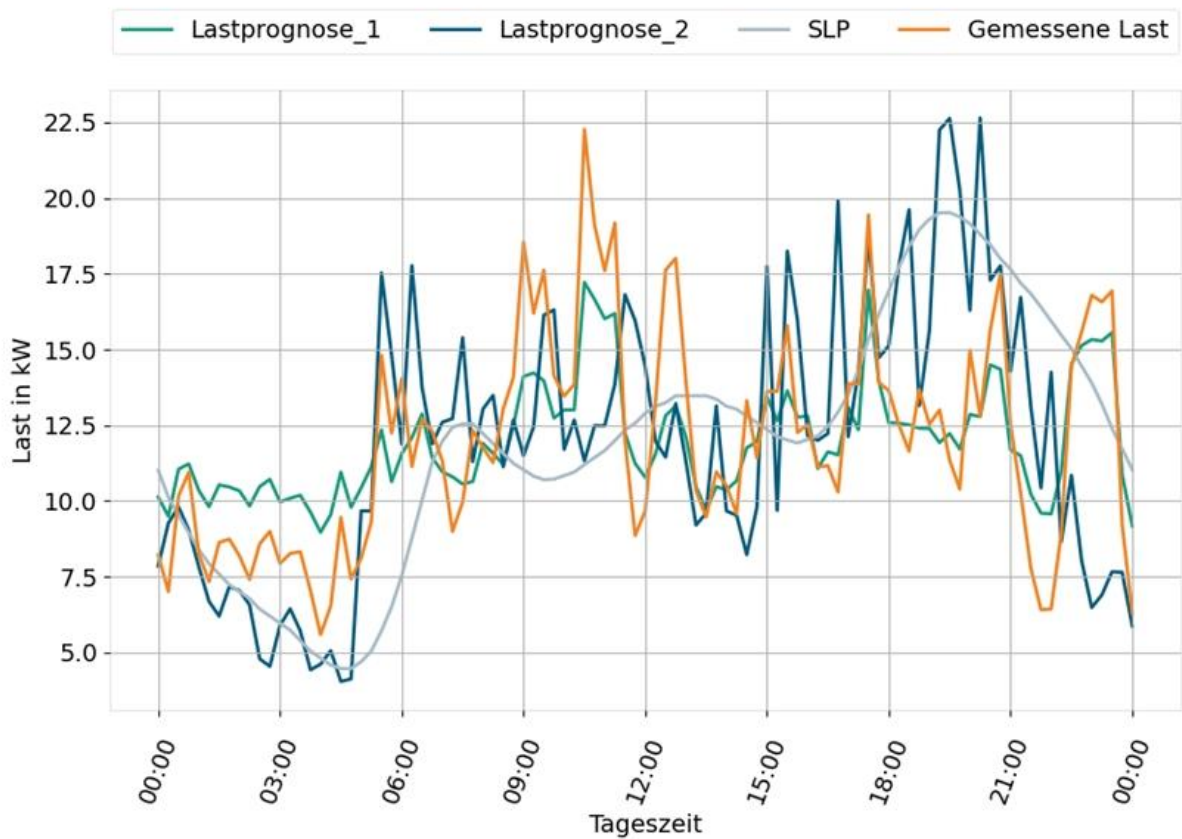
**A. Surmann und J. Verkely,**  
**Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg**  
[arne.surmann@ise.fraunhofer.de](mailto:arne.surmann@ise.fraunhofer.de)



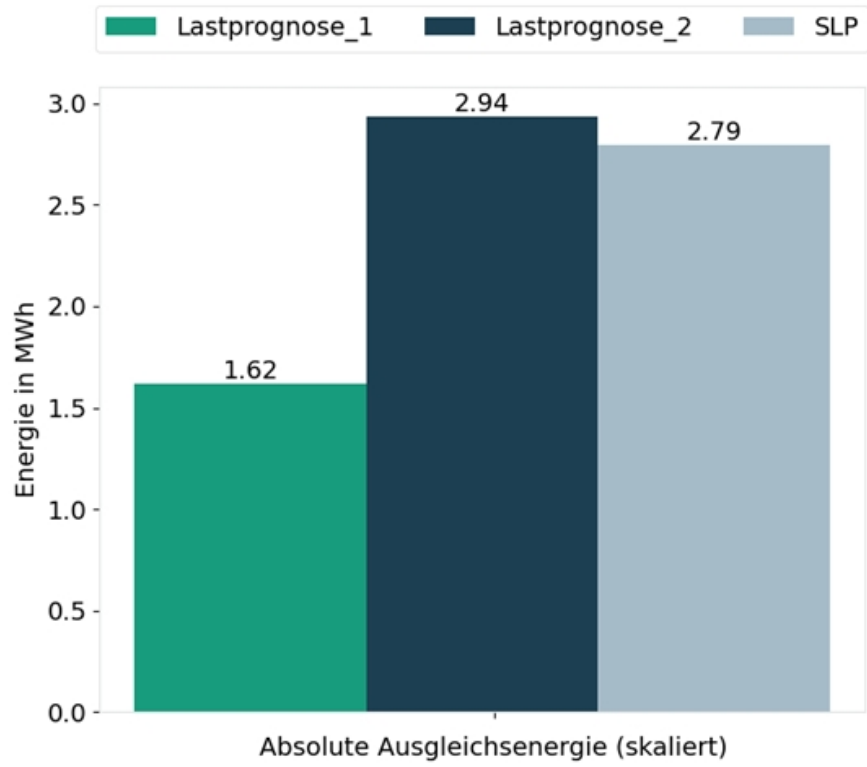
**Abb. 1 Datenaustausch zwischen Akteuren des Bilanzkreismanagements** Quelle: Eigene Darstellung



**Abb. 2** Energy Communities and Positive Energy Districts *Quelle: [6]*



**Abb. 3** Beispiel der verglichenen Lastgänge für einen Tag im Dezember 2023 *Quelle: Eigene Darstellung*



**Abb. 4** Benötigte Ausgleichsenergie nach Verfahren *Quelle: Eigene Darstellung*