

# Blockchain-enabled flexibility activation for distribution grid management (Blockchain Grid)

**Mark Stefan, Bharath-Varsh Rao, Paul Zehetbauer**

AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, 1210 Wien

[mark.stefan@ait.ac.at](mailto:mark.stefan@ait.ac.at); [bharath-varsh.rao@ait.ac.at](mailto:bharath-varsh.rao@ait.ac.at); [paul.zehetbauer@ait.ac.at](mailto:paul.zehetbauer@ait.ac.at)

**Gregor Taljan**

Energienetze Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, A-8010 Graz

[gregor.taljan@e-netze.at](mailto:gregor.taljan@e-netze.at)

**Peter Stern, Alexander Schenk**

Siemens Aktiengesellschaft Österreich, Siemensstraße 90, 1210 Wien

[stern.peter@siemens.com](mailto:stern.peter@siemens.com); [alexander.schenk@siemens.com](mailto:alexander.schenk@siemens.com)

## **Kurzfassung:**

Blockchain Grid ermöglicht die Berechnung und optimale Nutzung freier, sich zeitlich verändernder Netzkapazitäten für Prosumer, die Teilnahme an einem Energiehandel sowie die Eigenverbrauchsoptimierung innerhalb von Energiegemeinschaften. Auf Basis der Blockchain-Technologie wurde hierfür eine Plattform entwickelt und in Simulationen sowie einem mehrmonatigen Feldtest in der Gemeinde Heimschuh validiert. Der Feldversuch umfasste zwölf Pilotkunden, die Nutzung eines Gemeinschaftsspeichers sowie zwei Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge.

**Keywords:** Blockchain, Eigenverbrauchsoptimierung, Energiehandel, Netzkapazitätsmanagement, Energiegemeinschaften

## **1 Motivation**

Neue Anforderungen an die Niederspannungsnetze müssen durch die steigende Integration erneuerbarer dezentraler Erzeugungsanlagen, aber auch aufgrund der fortschreitenden Elektrifizierung anderer Sektoren (z.B. Verkehr, Heizung) erfüllt werden. Diese Entwicklung geht mit einem Paradigmenwechsel einher. Es wird bereits jetzt deutlich, dass ein vorhersehbares Verbrauchsverhalten der Netzkunden, das die Grundlage der heutigen Netzplanung darstellt, nicht mehr gewährleistet werden kann. Daher wird ein Wechsel von einem blinden Betrieb einer reinen Primärinfrastruktur, die darauf ausgelegt ist, ein Worst-Case-Szenario zu 100% abzudecken, hin zu einer kapazitätsgesteuerten Infrastruktur notwendig.

Blockchain Grid ist in der Lage, den herkömmlichen Ansatz der meisten Engpassmanagement-Ansätze für Verteilnetze auf den Kopf zu stellen. Das Projekt befasst sich nicht mit der Frage, wie mit einer Überlastung von Netzkomponenten umgegangen werden soll, sondern wie die verbleibenden freien Netzressourcen (zeitlich variierende Leistungs- und Spannungsbänder) zum Vorteil von Prosumern und Energiegemeinschaften optimal genutzt werden können. Darüber hinaus ermöglicht es die verstärkte lokale Nutzung von lokal erzeugtem Strom

durch einen Peer-to-Peer-Handel und die Nutzung eines gemeinschaftlichen Speichersystems. Dieses unterstützt nicht nur eine Erhöhung des Eigenverbrauchs (von KundInnen sowie der gesamten Gemeinschaft) sondern bietet auch die Möglichkeit des zeitversetzten Energiehandels. Dieser Ansatz wird durch die kombinierte Nutzung der Blockchain- sowie klassischer IoT-Technologie ermöglicht.

Im Projekt wurden die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für eine verteilte Lösung analysiert, bei der Netzkunden freie Netzkapazitäten teilen und ihren überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien lokal verkaufen oder speichern können. Ein wesentlicher Teil des Projekts war der Entwurf einer prototypischen Blockchain-basierten Lösung, die in einer realen Feldtestumgebung in Heimschuh, Steiermark, implementiert und über eine mehrmonatige Testphase evaluiert wurde.

## 2 Anwendungsfälle

Im Folgenden werden die im Projekt adressierten Anwendungsfälle beschrieben. Dabei handelt es sich um "**Eigenverbrauchsoptimierung**", "**Energiehandel**" und "**Netzkapazitätsmanagement**", wobei die ersten beiden Anwendungsfälle hinsichtlich des Konzepts identisch sind, sich jedoch in der Reihenfolge der Prozessschritte unterscheiden. Die Konzepte wurden mit Fokus auf Erneuerbare Energiegemeinschaften (Renewable Energy Communities, RECs, Art. 21.2(16) [1]) erarbeitet und evaluiert, Bürgerenergiegemeinschaften (Citizen Energy Communities, CECs, Art. 16.2(11) [2]) standen nicht im Vordergrund.

### 2.1 Eigenverbrauchsoptimierung

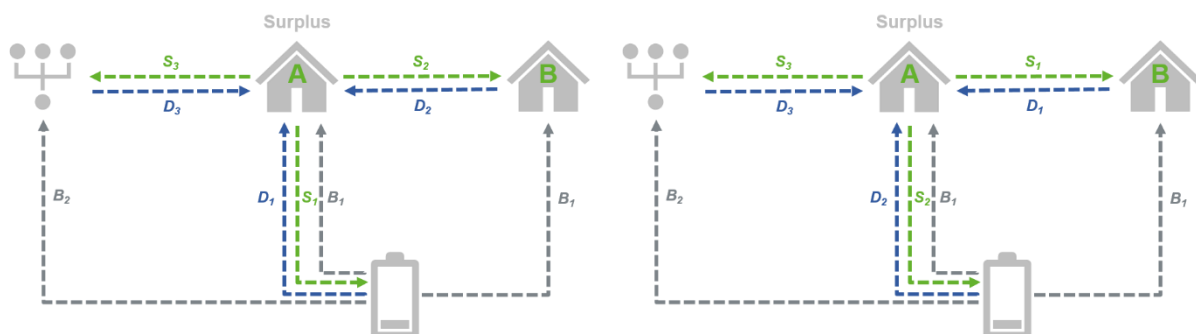


Abbildung 1: Prozessübersicht Eigenverbrauchsoptimierung (links) und Energie-Handel (rechts).  $S_i$ ,  $D_i$ ,  $B_i$  stellen Überschuss (Surplus), Bedarf (Demand) und eine automatische Batterieentladung (Battery-discharge) dar.

Die Batterie wird im ersten Anwendungsfall zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt. Überschüsse, die aufgrund der Batteriekapazität nicht gespeichert werden können, werden in der Gemeinschaft den anderen Teilnehmern angeboten. Abbildung 1 (links) zeigt die Prozessübersicht, bestehend aus den folgenden Schritten (Annahme: Kunde A und B sind Teilnehmer desselben REC):

1. ( $B_1$ ): Die zuvor in der Batterie gespeicherte Energie des Kunden A wird nach einer bestimmten Zeit („Release Time“, z.B. nach 24 Stunden) freigegeben und kann von allen Kunden der Energiegemeinschaft gekauft und genutzt werden.

2. (B2): Kann die gespeicherte Energie des Kunden A innerhalb der Gemeinschaft nicht genutzt werden, wird diese nach einer festgelegten Zeit (z.B. nach 36 Stunden) in das öffentliche Netz eingespeist. Die ersten beiden Schritte unterstützen eine optimale Nutzung der Gemeinschaftsbatterie und verhindern, dass die gesamte Kapazität von einem Kunden genutzt wird, ohne die gespeicherte Energie abzurufen.
3. (S1): Der Überschuss des Kunden A wird in der Batterie gespeichert.
4. (S2): Weitere Überschüsse des Kunden A (z.B. aufgrund von Ladeleistungs- oder Kapazitätsbeschränkungen des Batteriespeichers) werden an die Teilnehmer der Energiegemeinschaft mit Bedarf verkauft
5. (S3): Weitere Überschüsse werden in das öffentliche Netz eingespeist.
6. (D1): Der Bedarf des Kunden A wird durch die eigene Energie in der Batterie gedeckt.
7. (D2): Weiterer Bedarf des Kunden A wird durch Überschuss der anderen Teilnehmer der Gemeinschaft gedeckt.
8. (D3): Weiterer Bedarf, der nicht durch die Batterie oder andere Gemeinschaftsteilnehmer gedeckt werden kann, wird durch den Bezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt.

## 2.2 Energiehandel

Die Prozessübersicht des Anwendungsfalls „Energiehandel“ ist durch die Abbildung 1 (rechts) dargestellt. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um die gleichen Prozessschritte wie bei der Eigenverbrauchsoptimierung, lediglich die Reihenfolge der Schritte 3 und 4 sowie 6 und 7 wurde vertauscht. Dadurch wird der Verkauf und die Nutzung von Überschussenergie innerhalb der Gemeinschaft bevorzugt, die Speicherung weiterer Überschüsse erfolgt mit geringerer Priorität.

## 2.3 Netzkapazitätsmanagement

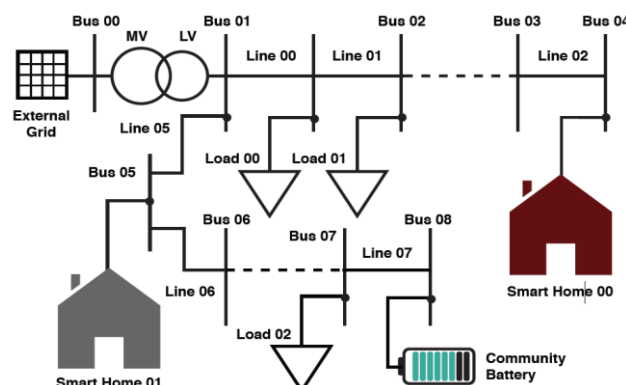


Abbildung 2: Allgemeines Schema einer Erneuerbaren Energiegemeinschaft, bestehend aus einem Niederspannungs-Verteilungsnetz mit verschiedenen Bussen und Leitungen, Verbraucher, Prosumer, Smart Homes und einer Gemeinschaftsbatterie.

Das Netzkapazitätsmanagement (Grid Capacity Management, GCM) ist definiert als die Menge der an einem Bus eingespeisten oder verbrauchten Leistung, ohne dass es zu Spannungsverletzungen an allen Knoten des Netzes kommt. Eine der wesentlichen Entwicklungen

im Rahmen des Projekts ist ein innovatives Steuerungssystem für das Spannungs- und Leistungsmanagement in einem dreiphasigen Niederspannungs-Verteilungsnetz, das sowohl für ländliche also auch städtische Netze (und den Übergangsbereich) einsetzbar ist.

Abbildung 2 zeigt ein allgemeines Schema einer lokalen Energiegemeinschaft in einem Niederspannungsverteilungsnetz, bestehend aus Knoten und Leitungen, Prosumern, unterschiedlichen Verbrauchern und einem Gemeinschaftsspeicher. Eine wesentliche Einschränkung eines lokalen Energiemarkts (wie zuvor in Kapitel 2.1 oder 2.2 beschrieben) ist die Berücksichtigung der verfügbaren Netzkapazitäten. Im Projekt wurde eine Methode zur Bestimmung optimaler Sollwerte für eine bestimmte Anzahl steuerbarer Busse an kritischen Knotenpunkten entwickelt. Die an diese Knoten angeschlossenen Flexibilitäten folgen diesen Sollwerten aktiv mit Hilfe einer modellprädiktiven Steuerung. Für weitere Details zum Kapazitätsmanagement wird auf [3], [4] sowie [5] verwiesen.

### 3 Architektur

Kernelement dieses Konzepts ist eine öffentliche Blockchain auf Basis von Ethereum Parity. Im Prinzip kann jeder auf die Blockchain zugreifen, aber die Teilnehmer, die Daten schreiben dürfen, sind begrenzt und werden vom Plattformbetreiber (Infrastruktur-Server) festgelegt. Die geschriebenen Daten sollen in verschlüsselter Form gespeichert werden. Damit wird sichergestellt, dass niemand außer den autorisierten Teilnehmern die Daten lesen kann. Die im Projekt entwickelte Architektur ist in Abbildung 3 dargestellt.

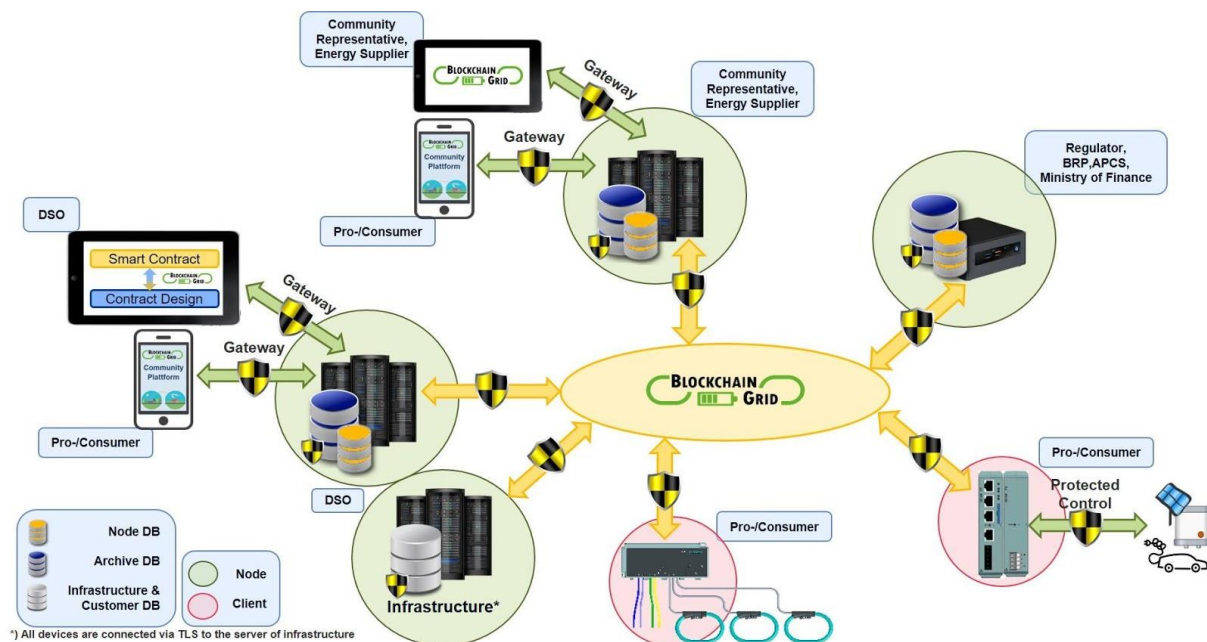


Abbildung 3: Blockchain Grid Architektur

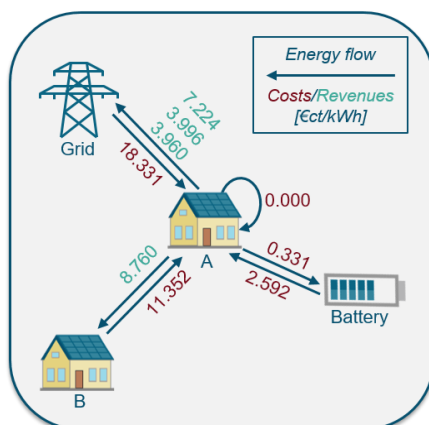
Der Konsensalgorithmus für neue Blöcke ist das "Proof of Authority"-Verfahren, bei dem autorisierte Teilnehmer (sogenannte "Sealers") Blöcke mit Transaktionen in der Blockchain generieren können. Teilnehmer können auch dynamisch durch den Plattformbetreiber hinzugefügt oder entfernt werden. Es gibt zwei verschiedene Arten von Knoten, den Sealer, der Blöcke generieren darf, und den Full Node, der das nicht darf. Beide haben das vollständige Bild der Kette. Messgeräte und Aktoren sind als Clients an die Blockchain angeschlossen und behalten

kein Abbild der Blockchain, lediglich Steuerungsinformationen werden übermittelt (z.B. zur Steuerung einer Ladestation für Elektrofahrzeuge auf Basis des Kapazitätsmanagements, siehe Kapitel 2.3).

Der Infrastruktur-Server wird vom Plattformbetreiber betrieben und gewartet. Auf diesem Server werden Informationen für die Blockchain, Smart Contracts, Konfigurationsdaten von Geräten, Informationen zu den Rollen der Teilnehmer sowie die Zugriffsrechte auf Daten gespeichert. Die realen Kundendaten (Name, Adresse, Kundennummer) werden der ID innerhalb der Blockchain zugeordnet. Diese Zuordnung wird vom Verteilnetzbetreiber (VNB) verwaltet und genutzt, um abrechnungsrelevante Informationen zu übermitteln. Damit stellt der Plattformbetreiber die datenschutzrechtlich verantwortliche Person dar, die als einzige auf den Server zugreifen kann. Der Datenaustausch zwischen dem Infrastruktur-Server und den Teilnehmern findet über eine verschlüsselte Verbindung (TLS) statt. Um auf die Daten zugreifen zu können, erhält jeder Teilnehmer eine Zugangskennung (Benutzername und Passwort). Diese Kennung wird vom Infrastruktur-Server mit den Kundendaten verknüpft. Weitere Details in Hinblick auf Datenschutz-Aspekte der Blockchain-basierten Umsetzung finden sich in [6].

#### 4 Feldversuch in Heimschuh, Steiermark

Die Gemeinde Heimschuh in der Weststeiermark wurde für den Feldversuch aufgrund der bestehenden Herausforderungen im lokalen Niederspannungsnetz und der Anzahl und Dichte der Prosumer mit PV-Anlagen ausgewählt. Die Station Heimschuh II mit dem darunterliegenden Niederspannungsnetz hat mit 23 PV-Anlagen (Stand 01/2020) mit einer Gesamtleistung von 150 kWp die höchste Durchdringung mit PV-Anlagen. Der Gesamtstromverbrauch der Kunden liegt bei ca. 1 GWh pro Jahr. Von den 23 Prosumern mit einer Erzeugungsanlage kamen nur elf der so genannten "Selbstverbraucher" (und ein reiner Konsument) für das Projekt in Frage. Die anderen Kunden verkaufen 100 % des erzeugten Stroms über eine Einspeisevergütung und haben kein Interesse an der Nutzung eines Speichersystems. Die installierte PV-Leistung der elf Kunden beträgt 100 kWp. Alle Kunden haben eine Kooperationsvereinbarung zur Teilnahme an dem Projekt unterzeichnet.



In der Abbildung links sind die Energietransaktionen und die resultierenden Kosten bzw. Erlöse (in €/ct/kWh) aus Sicht des Prosumers „A“ dargestellt (inkl. Steuern und Abgaben sowie unter Berücksichtigung von reduzierten Netztarifen für den Energiehandel innerhalb der Gemeinschaft; siehe [7] für weitere Details). Zusätzlich wurde innerhalb der Energiegemeinschaft eine sogenannte „Local Family Community“ (LFC, siehe [8]) eingerichtet – hier entfallen die Energiekosten, er werden lediglich Netzgebühren, Steuern und Abgaben verrechnet.

Aufgrund der sehr hohen Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen und der steigenden Lasten ist der Verteilernetzbetreiber gezwungen, entweder das Netz in Zukunft zu verstärken, was hohe Investitionskosten zur Folge hätte, oder auf Smart-Grid-Lösungen zurückzugreifen. Daher wurde im Projekt Blockchain Grid das in Kapitel 2.3. beschriebene Netzkapazitätsmanagement entwickelt und eingesetzt. Das bereits vorhandene Batteriespeichersystem

wird für Maßnahmen zur Netzunterstützung sowie für die Kunden zur Speicherung der Überschussenergie eingesetzt.

Das 100 kW/100 kWh Batteriespeichersystem wurde bereits im Vorgängerprojekt LEAFS<sup>1</sup> in dem genannten Niederspannungsnetz installiert und in das neue Blockchain-basierte Konzept integriert. Im Netz gab es bereits einen Kunden mit einem Elektrofahrzeug und weitere Kunden zeigten Interesse am Kauf eines solchen. Für den Testbetrieb wurden zwei Schnellladestationen installiert, die – aufgrund der hohen Ladeleistungen – Netzengpässe verursachen können.

## 5 Ergebnisse

### 5.1 Eigenverbrauchsoptimierung und Energiehandel (Simulation)

Um das Potenzial der entwickelten Algorithmen für den Energiehandel und die Eigenverbrauchsoptimierung zu untersuchen, wurden im Rahmen des Projekts umfangreiche simulative Studien mit unterschiedlichen Ausprägungen der Anwendungsfälle durchgeführt. Abbildung 4 zeigt potentielle Kosteneinsparungen (im Vergleich zu einem Basis-Szenario) der zwölf Teilnehmer des Feldversuchs, dargestellt als Boxplot für die unterschiedlichen Ausprägungen. Die durchschnittlichen Kosteneinsparungen liegen zwischen 135 € und 551 € pro Kunde und Jahr – abhängig vom konkreten Anwendungsfall. Für eine bessere Lesbarkeit wurden auf die Darstellung zweier (gewerblicher) Kunden (mit Einsparungen von jeweils bis zu 2.000 €) verzichtet.

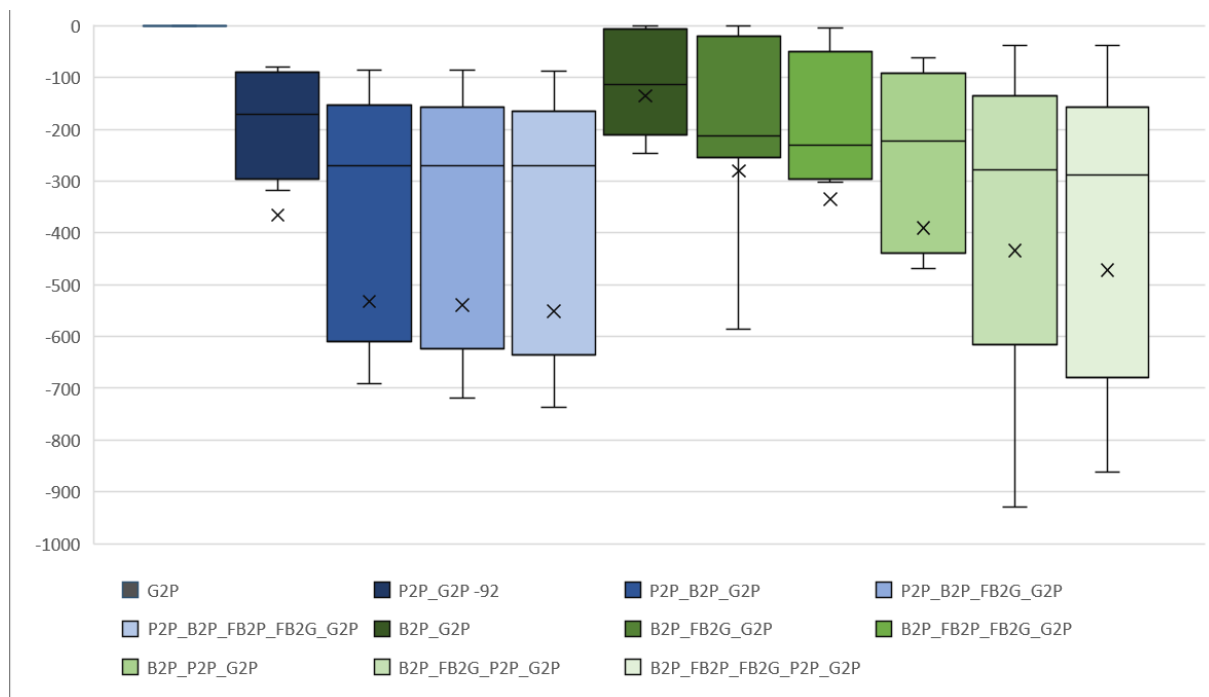


Abbildung 4: Vergleich der potentiellen Kosteneinsparung der Teilnehmer.

<sup>1</sup> <https://energieforschung.at/projekt/integration-of-loads-and-electric-storage-systems-into-advanced-flexibility-schemes-for-lv-networks/>



Für weitere Details zu den Simulationsszenarien sowie weitere Ergebnisse wird auf den Artikel „Rule-based energy simulation studies on different energy community compositions“ [7] sowie auf [8] verwiesen.

## 5.2 Eigenverbrauchsoptimierung und Energiehandel (Feldbetrieb)

Abbildung 4 zeigt die gemessenen Leistungsprofile der zwölf Pilotkunden in der Demoregion. Die Profile veranschaulichen die aggregierte Leistung (Erzeugung und Verbrauch) innerhalb von 24 Stunden mit einer Auflösung von einer Minute. Anhand des Verlaufs der Profile ist bei den meisten Kunden eine große lokale Erzeugung um die Mittagszeit zu erkennen. Des Weiteren zeigen die Profile eine große Bandbreite der maximalen Verbrauchsleistung aller Kunden – von ca. 40 kW (Kunde #1) bis unter 1 kW (Kunde #12), sowie eine teilweise sehr hohe Erzeugung (mehr als 6 kW bei Kunde #11).

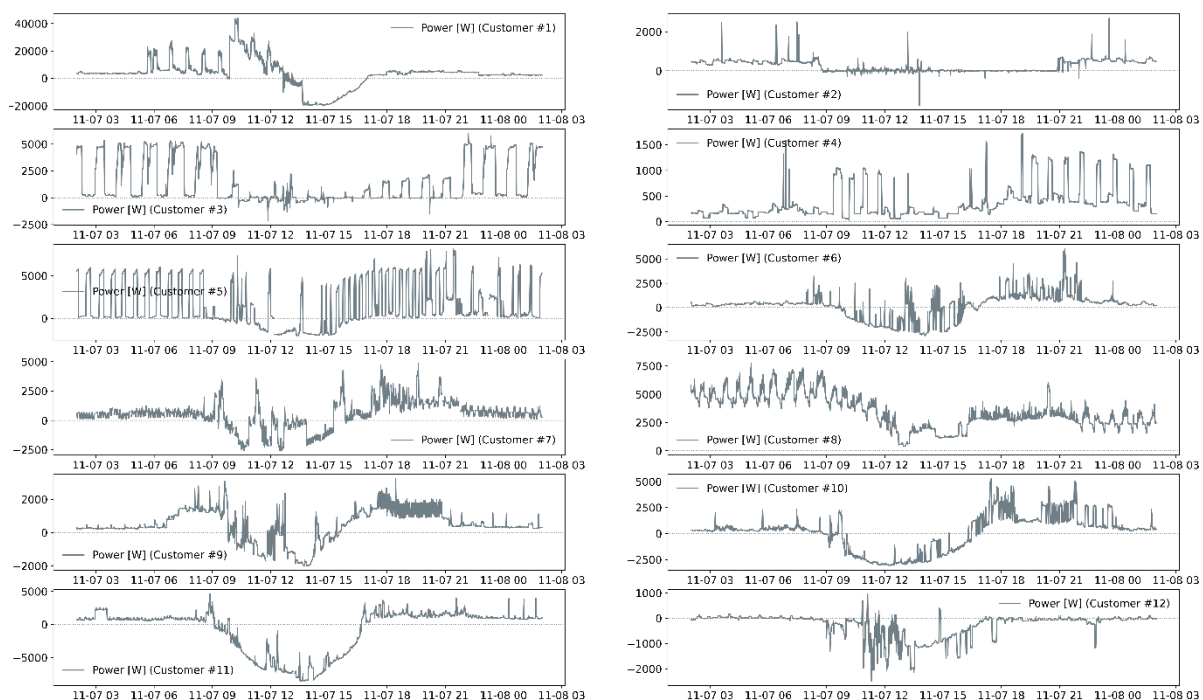


Abbildung 5: Leistungsprofile der zwölf Pilotkunden.

Abbildung 6 gibt einen Überblick über alle Energietransaktionen eines Tages innerhalb der Energiegemeinschaft mit den zwölf Pilotkunden unter Verwendung ihrer aggregierten Leistungsprofile (der Eigenverbrauch ist bereits berücksichtigt). Innerhalb der Gemeinschaft werden ca. 240 kWh aus dem öffentlichen Netz bezogen (*"fromGrid"*), ca. 20 kWh werden ins Netz eingespeist (*"toGrid"*). Insgesamt werden 68 kWh im Batteriespeicher gespeichert (*"toBattery"*), 36 kWh der gespeicherten Energie werden von den Kunden selbst wieder abgerufen (*"fromBattery"*), während 32 kWh aus dem Speicher an andere Teilnehmer verkauft werden (*"toComfromBat"*). Innerhalb der Gemeinschaft werden ca. 36 kWh direkt an andere Teilnehmer verkauft (*"toCommunity"*). Insgesamt werden 68 kWh innerhalb der Gemeinschaft gekauft (*"fromCommunity"*) – dies setzt sich aus den direkten (*"toCommunity"*) und indirekten Transaktionen über die Batterie (*"toComfromBat"*) zusammen. Außerdem ist zu erkennen, dass es Transaktionen zwischen Kunden innerhalb einer *Local Family Community* (LFC) gibt: 580 Wh werden innerhalb der Familie verbraucht (*"fromFamily"*), zusammengesetzt aus direkten Familientransaktionen (*"toFamily"*) und indirekten über die Batterie (*"toFamfromBat"*).

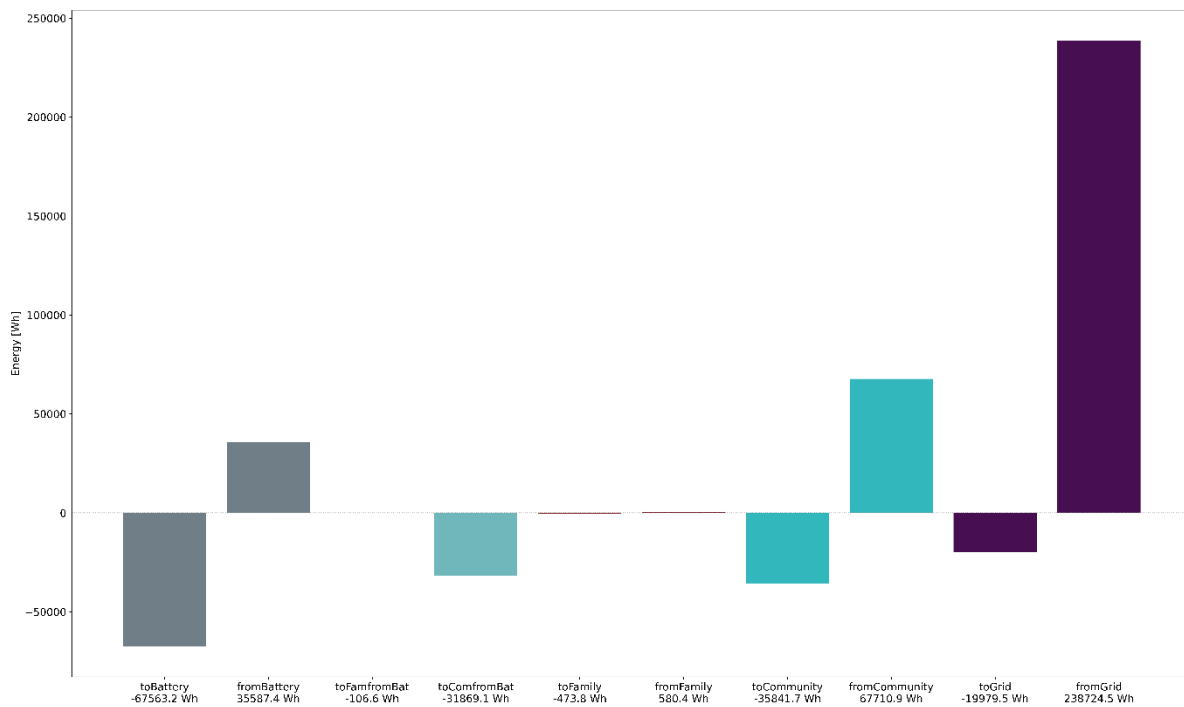


Abbildung 6: Energieaustausch innerhalb der Gemeinschaft.

Abbildung 7 stellt die berechneten Energietransaktionen (als Leistung in W in einer Auflösung von 1 Minute) eines der Pilotkunden an einem ausgewählten Tag (mit sonnigem Wetter und hoher lokaler Erzeugung) im November 2020 dar. Das obere Diagramm der Abbildung zeigt die Energietransaktionen als Zeitreihe – im positiven Bereich ist die Nachfrage, im negativen Bereich der Überschuss dargestellt. Es ist zu erkennen, dass nachts (vor 09:00 Uhr und nach 20:00 Uhr) der Bedarf durch Energie aus dem öffentlichen Netz gedeckt wird, während zwischen 09:00 Uhr und 20:00 Uhr die erzeugte Energie vom Kunden selbst verbraucht, an andere Kunden der Gemeinde geliefert und in der Batterie gespeichert wird. Der untere Teil des Diagramms zeigt die aggregierte Energiemenge (in Wh) für die unterschiedlichen Kategorien der Transaktionen.

Für den ausgewählten Kunden wurden innerhalb von 24 Stunden die folgenden Energietransaktionen berechnet:

- Ca. 4.400 Wh der erzeugten Energie werden in der Batterie gespeichert.
- Ca. 3.700 Wh der gespeicherten Energie werden durch den Kunden aus der Batterie selbst wieder entnommen.
- Die restlichen 700 Wh werden an andere Kunden der Gemeinschaft verkauft.
- Weitere 4.300 Wh werden direkt an andere Teilnehmer verkauft.
- Ca. 1.900 Wh werden von anderen Teilnehmern bezogen.
- Ca. 7.000 Wh werden aus dem öffentlichen Netz bezogen.
- Dieser Kunde ist nicht Teil einer Local Family Community.



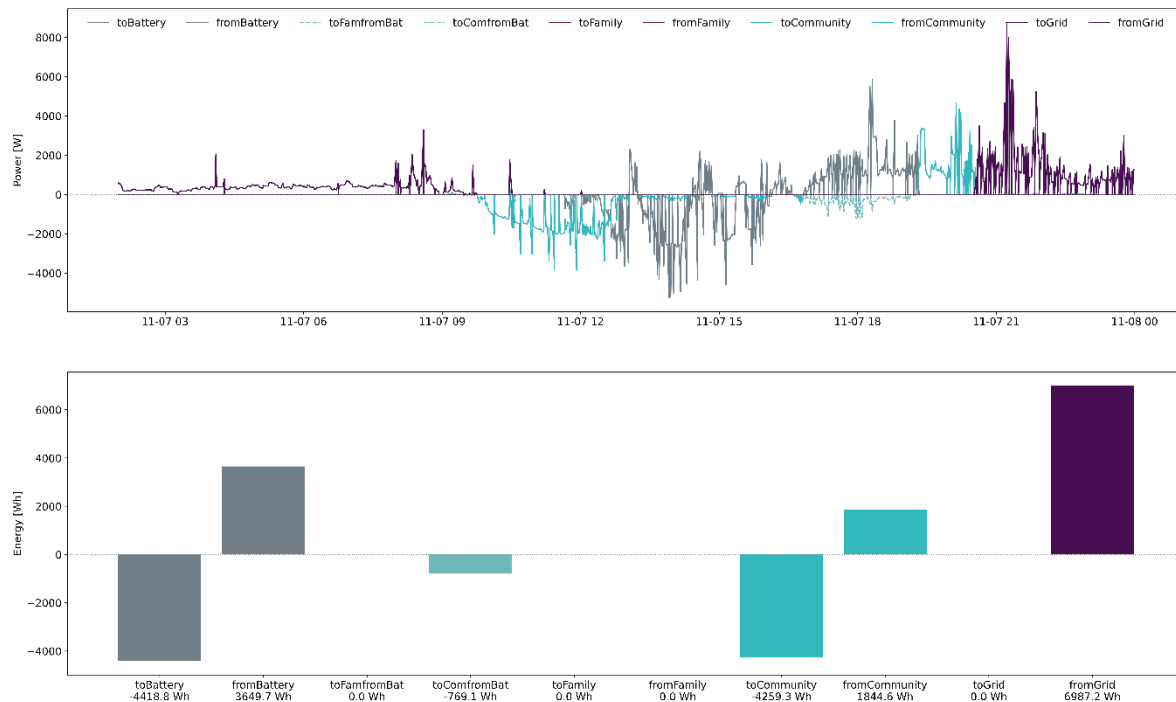


Abbildung 7: Energietransaktionen eines Teilnehmers im November 2020.

### 5.3 Netzkapazitätsmanagement (Feldbetrieb)

Aufgrund der gewählten zeitlichen Auflösung sowie den Anforderungen aus dem Netzbetrieb war es erforderlich, die benötigten Sollwerte in einer Auflösung von 60 Sekunden vom Netzkapazitätsmanagement zu berechnen und den steuerbaren Teilnehmern (Batteriespeicher, zwei Schnellladestationen) zur Verfügung zu stellen.

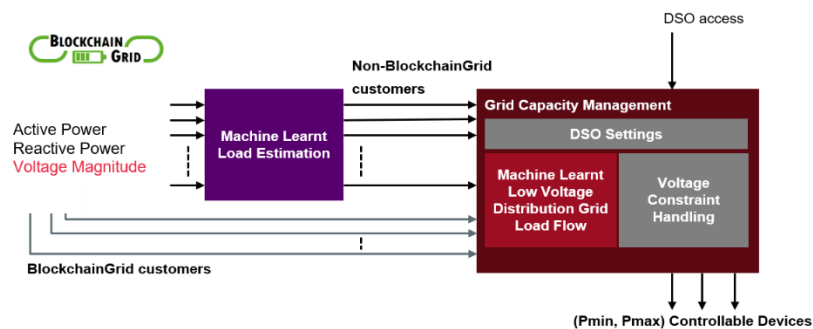


Abbildung 8: Schematische Darstellung des eingesetzten Netzkapazitätsmanagements.

Da die Berechnung dieser Sollwerte äußerst rechenintensiv ist, wurde vorab ein Daten-basiertes Modell auf Basis von umfangreichen Netzsimulationen und Messwerten aus dem Feldbetrieb trainiert. Zusätzlich konnte auf diese Weise die aktuelle Lastsituation jener Niederspannungsnetzteilnehmer abgeschätzt werden, die nicht Teil der Energiegemeinschaft waren und von denen somit auch keine Messwerte zur Verfügung standen.

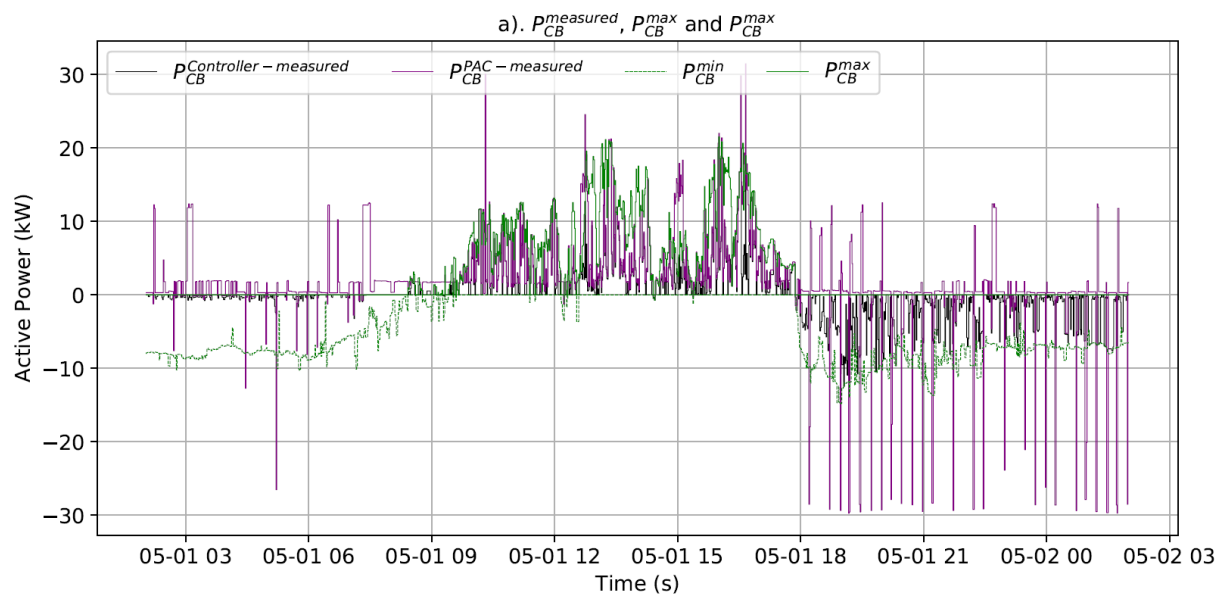


Abbildung 9: Berücksichtigung der Limits vom Regler des Batteriespeichersystems.

Die vom Netzkapazitätsmanagement erzeugten Sollwerte werden über die Blockchain an den Regler des Batteriespeichersystems sowie an die Schnellladestationen übertragen. In Abbildung 9 ist zu erkennen, dass der Regler ( $P_{CB}^{Controller-measurement}$ ) genau innerhalb der vom Netzkapazitätsmanagement vorgegebenen Grenzen liegt ( $P_{CB}^{min}$ ,  $P_{CB}^{max}$ ).  $P_{CB}^{PAC-measurement}$  stellt die Messung der tatsächlichen Wirkleistung am Gemeinschaftsspeicher dar (inkl. weiterer Lasten im Container des Batteriespeichers wie z.B. Industrie-PCs, Beleuchtung und Belüftungssysteme). Die berechneten Grenzwerte werden weiters von den Anwendungen zur Eigenverbrauchsoptimierung bzw. für den Energiehandel berücksichtigt.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Simulationsmodelle zeigten auf Basis der im Projekt entwickelten Anwendungen ein Einsparungspotential von über 500 € pro Kunden und Jahr. Die tatsächlichen Einsparungen hängen jedoch sehr stark vom Verhältnis zwischen der jährlichen Gesamterzeugung und dem Verbrauch der Gemeinschaftsteilnehmer sowie dem zeitlichen Verhalten zwischen Verbrauch und Erzeugung ab. Diese Last-Erzeugungsbilanz bestimmt auch maßgeblich den Bedarf an einem Speichersystem in der Gemeinschaft.

Durch den Einsatz des Netzkapazitätsmanagements können ca. 50 % mehr erneuerbare Energien an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden. In der Realität wurden in Heimschuh durch die Projektumsetzung vier zusätzliche PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 40 kWp ans Netz angeschlossen. Diese Lösung macht die lokale Energiegemeinschaft von Heimschuh netzfreundlich und kann die Gesamtkosten des Netzausbaus im Falle eines Massenausbaus in Österreich potentiell senken. Zusätzlich können die teilnehmenden Netzkunden ihre Elektrofahrzeuge nicht nur mit den üblichen 11 kW, sondern mit bis zu 22 kW entsprechend der momentan verfügbaren Netzkapazität laden. Dies beschleunigt die Ladezeit der Fahrzeuge erheblich und ist eine gute Alternative zum kostenintensiven klassischen Netzausbau.

An dieser Stelle wird in Hinblick auf die rechtliche und regulatorische Analyse sowie die daraus abgeleiteten Empfehlungen auf die im Projekt entstandenen Veröffentlichungen (inklusive der öffentlich zugänglichen Projektberichte) verwiesen.

## Literaturverzeichnis

- [1] E. Commission, „Directive (EU) 2019/44 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast),“ 2019.
- [2] E. Commission, „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),“ 2019.
- [3] B. V. Rao, M. Stefan, T. Brunnhofer, R. Schwalbe, R. Karl, F. Kupzog, G. Taljan, F. Zeilinger, P. Stern und M. Kozek, „Optimal Capacity Management applied to Low Voltage Distribution Grid in a Local peer-to-peer Energy Community,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, January 2022.
- [4] B. V. Rao, M. Stefan, R. Schwalbe, F. Zeilinger, A. Schenk, A. Frischenschlager, P. Stern und G. Taljan, „Grid Capacity Management for peer-to-peer Local Energy Communities,“ in *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Montreal, QC, Canada, 2020.
- [5] B. V. Rao, M. Stefan, R. Schwalbe, R. Karl, F. Kupzog und M. Kozek, „Stratified Control applied to a Three-phase Unbalanced Low Voltage Distribution Grid in a Local peer-to-peer Energy Community,“ *MDPI Energies*, May 2021.
- [6] S. Cejka, F. Zeilinger, A. Veseli, M.-T. Holzleitner und M. Stefan, „A Blockchain-based Privacy-friendly Renewable Energy Community,“ in *Proceedings of the 9th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems*, Online, 2020.
- [7] P. Zehetbauer, M. Stefan, R. Hemm und G. Taljan, „Rule-based energy simulation studies on different energy community compositions,“ in *12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT)*, Wien, 2021.
- [8] M. Stefan und P. Zehetbauer, „Blockchain-based self-consumption optimization and energy trading in Renewable Energy Communities,“ in *CIREN 2020 Workshop*, Online, 2020.