

Gebäudeübergreifende Nutzung lokaler erneuerbarer Stromerzeugung: Wie werden peer-to-peer Handel und Energiegemeinschaften zu einem Geschäftsmodell?

Guntram Preßmair¹, Christof Amann

e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11, +43 1 9078026,
guntram.pressmair@e-sieben.at, www.e-sieben.at

Kurzfassung:

Energiegemeinschaften verfolgen unter anderem das Ziel, dezentral erzeugte Energie innerhalb der Gemeinschaft zu handeln und zu verbrauchen. Dabei stellt sich jedoch die Frage, wie dieser peer-to-peer Handel ein tatsächliches Geschäftsmodell darstellen kann. Im H2020-Projekt PARITY wird der Ansatz verfolgt, unterschiedliche Energie- und Flexibilitätsbedürfnisse in dynamische Preissignale zu übersetzen und somit vor allem zum Engpassmanagement auf Verteilnetzebene beizutragen. Die in dieser Arbeit präsentierten Evaluierungsergebnisse zeigen, dass Kosteneinsparungen hauptsächlich durch den bilateralen Austausch von Energie realisiert werden können, während die Erlöse aus der Bereitstellung von Flexibilität minimal ausfallen.

Keywords: Energiegemeinschaft, peer-to-peer Handel, Geschäftsmodell

1 Einleitung

Die im Rahmen des EAG-Pakets eingeführte rechtliche Grundlage für Erneuerbare- und Bürgerenergiegemeinschaften soll es Endverbrauchern ermöglichen, eine aktiver Rolle am Strommarkt einzunehmen. Das umfasst auch den direkten Handel mit elektrischer Energie („peer-to-peer Handel“) sowie die Bereitstellung nachfrageseitiger Flexibilität [1]. Doch wie gelingt es, diese neuen parallelen Märkte in das bestehende Marktgeflecht am Strommarkt zu integrieren? Und inwiefern ist es möglich, dass Endverbraucher durch bilateralen Energieaustausch Kosteneinsparungen bzw. neue Erlöse erzielen können? Diesen Fragestellungen geht der vorliegende Beitrag nach und beruft sich dabei auf erste Ergebnisse des H2020-Projekts PARITY. Ziel des Projekts ist es, einen lokalen dezentralen Marktplatz zu schaffen, auf welchem mit Hilfe der Blockchain-Technologie elektrische Energie innerhalb einer Energiegemeinschaft gehandelt und Flexibilität an übergeordnete Akteure angeboten werden kann.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf potentiellen Geschäftsmodellen, welche durch solche innovativen Märkte in Energiegemeinschaften ermöglicht werden. Zuerst werden mögliche

¹ Jungautor

Betreibermodelle für Handelsplattformen zum Austausch lokal erzeugten Stroms analytisch betrachtet und anhand ihrer regulatorischen Implikationen und Anforderungen charakterisiert. Dann wird der Prozess zur Definition des PARITY Marktmodells erläutert und seine Mechanismen vorgestellt. Letztendlich werden die Methode und Ergebnisse der numerischen Evaluierung präsentiert.

2 Geschäftsmodelle für lokalen Energieaustausch

Mögliche Betreibermodelle für peer-to-peer Handelsplattformen können anhand folgender Parameter charakterisiert werden:

- bilanzgruppeninterne vs. bilanzgruppenübergreifende Modelle
- Implementierung in einer nicht profitorientierten Energiegemeinschaft vs. einem kommerziellen Unternehmen
- lokaler vs. überregionaler Energieaustausch
- Bilanzieller/rechnerischer Energieaustausch vs. Berücksichtigung von Flexibilitätsdienstleistungen und physischem Netz

Bilanzgruppeninterne Modelle für den peer-to-peer Handel werden bereits jetzt von kommerziellen Energielieferanten angeboten. In Österreich wurden die ersten Initiativen in diese Richtung von Start-ups [2] und Genossenschaften [3] ergriffen, während nach und nach auch klassische Energieversorger [4] entsprechende Angebote auf dem Markt bringen. Bilanzgruppenübergreifende Modelle haben sich hingegen in Österreich aufgrund fehlender regulatorischer Mechanismen noch keine entwickelt, was aber mit der Definition der Energiegemeinschaften im EAG-Paket ermöglicht werden sollte. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal der bereits bestehenden Initiativen und der Energiegemeinschaft nach EAG ist die kommerzielle Ausrichtung, die bei Gemeinschaften nach EAG nicht vorliegen darf. Generell stellt die Bedingung, dass keine größeren Unternehmen mit kommerzieller Absicht an einer Energiegemeinschaft teilnehmen können, ein Hemmnis für interessierte Gebäudeeigentümer dar. Bilanzgruppeninterne Modelle haben außerdem keine lokale Beschränkung des Energieaustausches, sodass österreichweit gehandelt werden kann. Das ist ebenso bei Bürgerenergiegemeinschaften möglich, während Erneuerbare Energiegemeinschaften lokale (Netzebenen 6 und 7) bzw. regionale (Netzebene 5) Grenzen aufweisen.

Die abrechnungstechnische Umsetzung des peer-to-peer Handels hängt vom „Imbalance Settlement“ ab, also davon, wie der Bilanzgruppenverpflichtung nachgekommen wird. Dazu können drei Möglichkeiten unterschieden werden [5]. Die erste Option ist eine gemeinsame Bilanzgruppe, der alle Teilnehmer angehören, was in den oben beschriebenen bilanzgruppeninternen Modellen angewandt wird. USEF beschreibt dies als das „Standard Aggregatormodell“ [6]. Allerdings sind die finanziellen Anforderungen zur Gründung einer eigenen Bilanzgruppe relativ hoch, sodass diese Option für den lokalen peer-to-peer Handel ungeeignet ist und nur in überregionalen Energiegemeinschaften Anwendung findet. Die zweite Möglichkeit wären mehrere parallele Verträge mit verschiedenen Energielieferanten. Beispielsweise könnten so flexible Lasten (wie eine Ladestation) einem eigenen Zähler zugordnet werden und zum peer-to-peer Handel verwendet werden, während für die unflexiblen Lasten ein Liefervertrag mit einem herkömmlichen Energielieferanten

abgeschlossen wird. Dabei sind jedoch die Kosten für zusätzliche Zählpunkte zu berücksichtigen. USEF spricht in diese Zusammenhang vom „Virtual Transfer Points Model“ [6]. Die dritte Option wäre die Implementierung eines unabhängigen Aggregators (USEF „Flex-only“ Modell [6]). Dabei steuert ein Aggregator die flexiblen Lasten so, dass in der Energiegemeinschaft erzeugt Energie auch in Echtzeit in der Gemeinschaft verbraucht wird. Da so in die Bilanz unterschiedlicher Bilanzgruppen eingegriffen wird, braucht es einen Kompensationsmechanismus („fair compensation“), der betroffene Bilanzgruppenverantwortliche für etwaige Abweichungen entschädigt.

Letztendlich ist anzumerken, dass alle Handelsplattformen, welche sich ausschließlich mit peer-to-peer Handel ohne Lastverschiebung beschäftigen, einen rein rechnerischen oder bilanziellen Energieaustausch hervorrufen. Das bedeutet, dass es zwar zu einer veränderten Allokation der Kosten kommt, jedoch nicht zu einer tatsächlichen Änderung des Stromflusses im Netz. Sollen die Anforderungen des physischen Netzes in einem solchen lokalen Markt mitberücksichtigt werden, muss neben Energie auch Flexibilität gehandelt werden, welche von übergeordneten Akteuren wie bspw. dem Verteilnetzbetreiber angefordert werden. Solche Konzepte existieren derzeit nur in Forschungsvorhaben und auch das Projekt PARITY versucht sowohl peer-to-peer Handel als auch das Bereitstellen von Flexibilitätsdienstleistungen für Endkunden zu ermöglichen.

3 Definition des Marktmodells

3.1 Methodische Vorgehensweise

Um das Marktmodell für den lokalen Energie- und Flexibilitätsmarkt in PARITY zu definieren, wurde ein umfangreicher Stakeholderprozess mit mehreren im Projekt involvierten Verteilnetzbetreibern, Energielieferanten, Aggregatoren und Facility Managern gestartet [7]. Dabei wurden die grundlegenden Parameter zur Charakterisierung eines solchen lokalen Marktplatzes erörtert, welche es für den weiteren Entwicklungsprozess auszuarbeiten galt. Diese umfassen:

- Ziel und Aufgabe des Marktplatzes
- Angewandte marktbasierter Instrumente
- Lokale Ausdehnung bzw. Grenzen des Marktplatzes
- Marktteilnehmer und Betreiber der Plattform
- Marktintegration
- Koordination und Priorisierungsmechanismus für konkurrierende Flexibilitätsbedürfnisse

3.2 Lokaler Energie- und Flexibilitätsmarkt in PARITY

Primäres Ziel von PARITY ist es, Engpässe im Verteilnetz zu vermeiden. Dies soll durch einen marktbasierten Mechanismus gelöst werden, wobei die Flexibilität der Endverbraucher genutzt werden soll. Den Verbrauchern oder Prosumern soll es damit außerdem ermöglicht werden, eine aktiver Rolle am Strommarkt einzunehmen. Aus Sicht der Geschäftsmodelle wird dieses

Ziel dazu genutzt, die vielen unterschiedlichen - jedoch äußerst geringen - Erlösströme, die sich bei der Bereitstellung von Flexibilität ergeben, zu bündeln und somit einen spürbaren Erlös für die Endverbraucher zu generieren. Um diese Bündelung zu bewerkstelligen und die Endverbraucher zu einer optimalen Verschiebung ihrer flexiblen Lasten zu bewegen, sieht es das PARITY Marktmodell vor, dass unterschiedliche Energie- und Flexibilitätsbedürfnisse in einem einzigen Preissignal an die Endverbraucher kommuniziert werden. Dieses Preissignal ist zeitlich dynamisch und variiert auch nach örtlicher Lage im Niederspannungsnetz. Es setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen:

- Preismodell der jeweiligen Energielieferanten (z.B. Time-of-Use)
- Verfügbarer Überschussstrom aus lokaler Erzeugung
- Lokale Netzengpässe
- Flexibilitäts-Orders von überregional agierenden Aggregatoren (z.B. Spot Markt, Systemdienstleistungen)

Analytisch betrachtet besteht das PARITY Marktmodell somit aus einem lokalen Energiemarkt (LEM), auf welchem Strom bilanziell zwischen Prosumern gehandelt wird (peer-to-peer), sowie einem lokalen Flexibilitätsmarkt (LFM) auf welchem der Verteilnetzbetreiber (DSO) Flexibilität zum Engpassmanagement beschafft. Außerdem besteht eine Verbindung zum nationalen Spot Markt (über den Energielieferanten und überregional agierenden Aggregatoren) sowie bestimmten zugänglichen Systemdienstleistungsmärkten (ebenfalls über Aggregatoren). Da diese Energie- und Flexibilitätsdienstleistungen in ein Preissignal übersetzt werden, kann der übergeordnete Mechanismus zur Aktivierung der Flexibilität als Price-Based Control bezeichnet werden.

Grundsätzlich ist eine zeitliche Auflösung des Preissignals in Echtzeit angedacht, also eine Anpassung des Preises im 15-Minuten-Intervall. Dies hängt jedoch stark von der tatsächlichen Verfügbarkeit dieser Preisinformationen auf den unterschiedlichen Märkten ab (z.B. Intraday Markt), bzw. auf den Vorhersagehorizont des Verteilnetzbetreibers für die Flexibilitätsanfragen am LFM. Die Verschiebung von flexiblen Lasten seitens der Endverbraucher passiert ausschließlich automatisch über einen eigens entwickelten IoT Gateway, dem sogenannten PARITY Oracle. Die lokale Ausdehnung des Marktes ist in erster Linie durch die Größe der Energiegemeinschaft vorgegeben, wobei die erreichbare räumliche Auflösung der Preissignale einerseits auf der Akzeptanz der Prosumer beruht und andererseits auf der Granularität der Netzengpässe. Letzteres bedeutet, wenn bspw. ein Engpass am Niederspannungstransformator auftritt, erhalten alle Verbraucher, welche über jenen Transformator versorgt werden, das gleiche LFM-Preissignal.

Laut CEER [8] können Verteilnetzbetreiber mehrere Möglichkeiten in Betracht ziehen, um ihre Flexibilitätsbedürfnisse zu erfüllen, wobei aber zwei Varianten als bevorzugt angegeben werden: Marktbasierte Beschaffung des DSO und angepasste Netztarife. Je nach Ausgestaltung dieses regulatorischen Rahmens, wird in PARITY bei ersterem von einem expliziten LFM gesprochen und bei zweiterem von einem impliziten LFM. Im expliziten LFM kommt dem Betreiber des LEM, dem sogenannte „Local Energy Market Operator“ (LEMO), eine bedeutende Rolle zu. Dieser sorgt für die Übersetzung der Marktpreise am LFM und an den übrigen Märkten, welche durch Aggregatoren bedient werden, in das Preissignal für die Endkunden. Im impliziten LFM hingegen gibt der DSO selbst Preissignale über den Netztarif aus, der LEMO kümmert sich jedoch um die Integration der anderen Marktpreise sowie um das Clearing und Settlement am LEM (Abbildung 1).

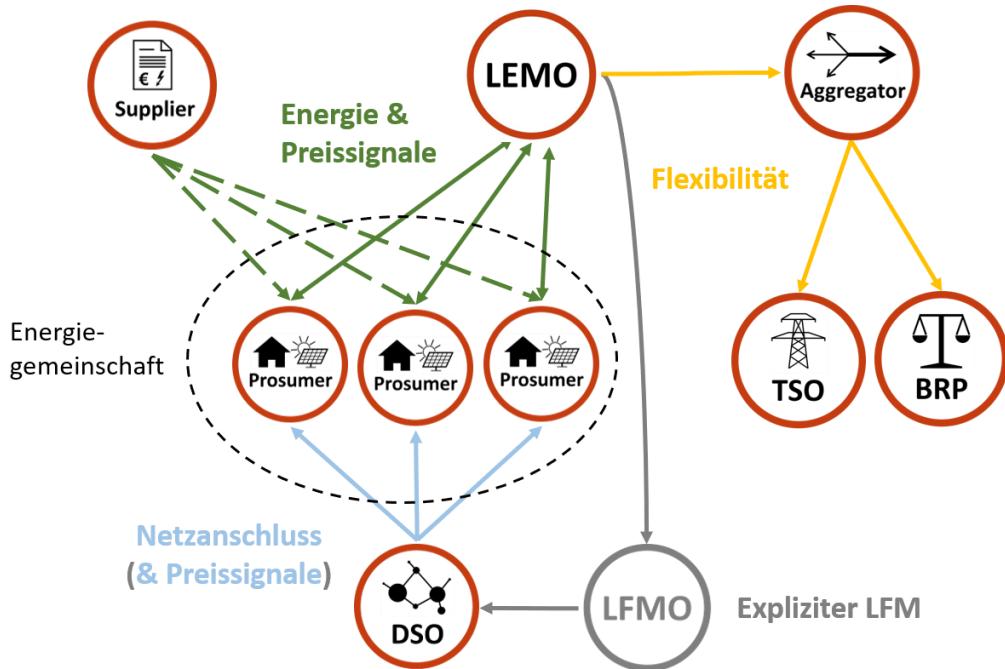


Abbildung 1: Hybrides Marktmodell des lokalen Energie- und Flexibilitätsmarkts in PARITY. Graue Elemente zeigen Prozesse, die nur bei explizitem LFM anfallen, aber nicht bei implizitem LFM (LEMO = Local Energy Market Operator; DSO = Distribution System Operator; TSO = Transmission System Operator, BRP=Balance Responsible Party, LFMO = Local Flexibility Market Operator)

Die Rolle des LFMO wird typischerweise durch den DSO selbst wahrgenommen, während der LEMO vom Träger der Energiegemeinschaft bestimmt wird. Dabei kommt entweder ein Energieversorger (mit eigener Bilanzgruppe) oder ein bilanzgruppenunabhängiger Dienstleister in Frage.

Wie beschrieben, resultieren die verschiedenen Preissignale, die im PARITY Marktmodell kombiniert werden sollen, aus unterschiedlichen Märkten mit unterschiedlichen Zielsetzungen und Logiken. Daher können sich die Signale natürlich auch widersprechen und würden sich bei entsprechender Kombination möglicherweise aufheben. Daher muss eine Priorisierung der Flexibilitätsnachfrager geschaffen werden. Um Priorität für lokale Netzengpässe im Niederspannungsnetz an oberste Stelle zu setzen, koordiniert eine Ampel („Traffic Light Concept“) das Marktgeschehen. In der GRÜNEN Ampelphase kommt es zu keinen Netzengpässen, hier können Prosumenten frei miteinander handeln und es werden Flexibilitäts-Orders von Aggregatoren erfüllt. Wird ein Engpass prognostiziert, schaltet die Ampel auf GELB, was dazu führt, dass die Netztarife lokal angepasst werden und Orders von Aggregatoren ausgesetzt werden. Führen auch diese Maßnahmen zu keiner Erleichterung, erfolgt in der ROTEN Ampelphase direktes Lastmanagement durch den DSO ohne Marktgeschehen. Die Prozesse der einzelnen Marktteilnehmer in den unterschiedlichen Ampelphasen sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Prozesse der einzelnen Marktrollen in den verschiedenen Ampelphasen

Szenario	DSO Ampel	GRÜN		GELB	ROT
		Regulatorische Vorgaben		Expliziter LFM	Impliziter LFM
Aktivitäten	DSO	Normale Netztarife	Normale Netztarife + Beschaffung	Örtlich u. zeitlich Flexibilität variierende Netztarife	Direktes Lastmanagement
	LEMO	C&S des P2P Handels + Flexibilität für Aggregator + Anpassung des globalen Preisniveaus	C&S des P2P Handels + Flexibilität an DSO + Anpassung der örtlichen Preisniveaus	C&S des P2P Handels (+ Berücksichtigung des variierenden Netztarifs für die Lastverschiebung)	-
	Aggregator	Flexibilität von LEMO anfordern	-	-	-
	LFMO	-	C&S des expliziten LFM	-	-
	Prosumer	Automatisierter P2P Handel und Anpassung des Lastprofils an das Preissignal von LEMO	LEMO	LEMO und DSO	-

C&S steht für Clearing und Settlement, P2P steht für peer-to-peer

4 Wirtschaftliche Evaluierung des Markmodells

Nachdem das Marktmodell anhand der oben genannten Parameter ausformuliert wurde, wurde es einer ersten wirtschaftlichen Evaluierung unterzogen [9]. Unter Hilfestellung eines einfachen Rechenmodells und einiger Annahmen sollte damit herausgefunden werden, inwiefern ein wirtschaftlicher Nutzen für die Teilnehmer des Marktes realisierbar ist.

4.1 Methodische Vorgehensweise

Für die numerische Evaluierung wird ein vereinfachter lokaler Markt mit drei Teilnehmern A, B und C betrachtet. Für die Modellierung ihrer Lastprofile wird ein Standard-Haushaltsprofil H0 verwendet, das einen durchschnittlichen Wochentag in der Übergangszeit (April) darstellt. Jedes Profil wird auf einen Jahresenergieverbrauch von 5000 kWh hochskaliert (z. B. Einfamilienhaus). Teilnehmer A repräsentiert einen Prosumer mit einer 8 kWp PV-Anlage (Gesamterzeugung von 8000 kWh pro Jahr), während B und C reine Verbraucher sind. Es wird angenommen, dass jeder Teilnehmer über ein Flexibilitätspotenzial von 20 % verfügt, was bedeutet, dass er zu jeder Tageszeit sein Lastprofil um $\pm 20\%$ steuern kann.

Für die beispielhafte Berechnung werden Preise aus Österreich verwendet. Der Einspeisepreis für überschüssig erzeugten Strom wird mit 0,08 €/kWh angenommen. Die Netztarife und Steuern betragen 0,12 €/kWh und werden für die am lokalen Energiemarkt (LEM) gehandelte Energie um 60 % gesenkt, was zu einem reduzierten Tarif von 0,048 €/kWh führt [10]. Die Energiepreise für innerhalb des LEM gehandelte Energie ergeben sich aus einer inversen Funktion des Erzeugungsprofils der PV-Anlage von Teilnehmer A. Der minimale Energiepreis (zum Zeitpunkt des maximalen PV-Überschusses) beträgt 0,04 €/kWh, was derzeit einem typischen marktisierten Einspeiseangebot und auch dem Jahressdurchschnitt des Day-Ahead-Preises im Jahr 2019 entspricht [11]. Der maximale Energiepreis beträgt 0,152

€/kWh, was dem Preis des zentralen Energieversorgers unter Berücksichtigung des unterschiedlichen Netztarifs und der Steuern entspricht (Tabelle 2).

Tabelle 2: Preis- und Tarifannahmen für die Berechnung

	Energiepreis [€/kWh]	Netztarif und Steuern/Abgaben [€/kWh]
Energieversorger	0,08	0,12
LEM maximal	0,152	0,048
LEM minimal	0,04	0,048

Um die Preissignale auf dem lokalen Marktplatz anzupassen (wie im oben beschriebenen Marktmodell vorgesehen), wurde für diese Evaluierung ein vereinfachter iterativer Mechanismus angewendet: Wird negative Flexibilität nachgefragt (aufgrund von überschüssiger Energie im Netz), werden die Preise in diesem Zeitraum um 0,001 €/kWh pro Iteration reduziert. Umgekehrt werden bei Nachfrage von positiver Flexibilität (aufgrund eines Energiedefizits im Netz) die Preise in diesem Zeitraum um 0,001 €/kWh erhöht, aber die Preise in jedem anderen Zeitraum des Tages um 0,001 €/kWh gesenkt. Dieser Mechanismus soll eine Lastverschiebung hervorrufen und gleichzeitig positive Gewinne für die Endverbraucher generieren.

Um die optimale Lastverschiebung zu simulieren, wurde folgendes Optimierungsproblem formuliert, welches die Gesamtkosten der Marktteilnehmer minimiert:

$$\sum_{t=0}^T C(L_O) \rightarrow \min$$

$$\text{wobei } C(L_O) = L_O(t) * s_{LEM}(t) * (p_{LEM}(t) + \alpha(t)) + L_O(t) * s_S(t) * (p_S + \alpha(t));$$

$$s_{LEM}(t) = \min \begin{cases} G_{surp}(t)/L_O(t), \\ 1 \end{cases};$$

$$s_S(t) = \max \begin{cases} (L_O(t) - G_{surp}(t))/L_O(t) \\ 0 \end{cases}$$

Dabei sind C die Gesamtkosten für alle Marktteilnehmer A, B und C in €, L_O das optimierte Lastprofil in kWh im 15-Minuten-Intervall für alle Marktteilnehmer, s_{LEM} und s_S die Anteile der vom LEM bzw. vom Energieversorger bezogenen Energie, p_{LEM} und p_S die Preise in € am LEM und des Energielieferanten („supplier“) und α das oben beschriebene Preissignal in €.

Folgende Nebenbedingungen gelten für die Optimierung:

$$\text{NB1: } L_O(t) \leq L_B(t) * (1 + f)$$

$$\text{NB2: } L_O(t) \geq L_B(t) * (1 - f)$$

$$\text{NB3: } \sum_{t=0}^T L_O(t) = \sum_{t=0}^T L_B(t)$$

L_B ist das gesamte Basis-Energieverbrauchsprofil von A, B und C ohne jegliche Lastverschiebung und f ist der Anteil der verschiebbaren Lasten, der als Konstante von 20 % betrachtet wird. NB1 und NB2 stellen sicher, dass das Lastprofil L_O durch die Optimierung maximal um ±20 % verändert wird. NB3 legt fest, dass die Menge der verbrauchten Energie im optimierten Profil gleichbleibt und nur eine Lastverschiebung durch die Preissignale induziert wird, aber keine Verbrauchsreduktion.

Bei Prosumer A wird bereits eine gewisse Eigenverbrauchsoptimierung berücksichtigt, da dies die oberste Priorität eines Prosumers darstellt. Prosumer A wird demnach sein Flexibilitätspotenzial vollständig für die Eigenverbrauchsoptimierung nutzen und erst dann die überschüssige Erzeugung auf dem LEM anbieten.

4.2 Evaluierungsergebnisse

Das Optimierungsproblem wird mit einem nichtlinearen Solver für einen Tag gelöst. Der Algorithmus optimiert das Lastprofil in verschiedenen Szenarien.

Szenario 0 stellt das Business-as-Usual (BaU) Szenario dar, ohne LEM oder LFM. Die Szenarien 1 und 2 berücksichtigen ein LEM, aber beide mit völlig unflexibler Nachfrage, also immer noch ohne jegliche Lastverschiebung durch den Optimierungsalgorithmus. Während Szenario 1 einen reduzierten Netztarif für lokal erzeugte Energie (wie bei einer Erneuerbaren Energiegemeinschaft) berücksichtigt, wird in Szenario 2 der normale Tarif für die gesamte verbrauchte Energie (wie bei einer Bürgerenergiegemeinschaft) angenommen. In den Szenarien 3 und 4 werden 20% der Lasten als flexibel angenommen und durch den Optimierungsalgorithmus optimiert. Der für die Optimierung verwendete Preisverlauf berücksichtigt die Preise für lokal gehandelte Energie am LEM, wiederum mit bzw. ohne reduzierten Netztarifen. In Szenario 5 werden auch Flexibilitäts-Orders von Aggregatoren erfüllt, die auf dem Regelenergiemarkt aktiv sind. Es werden negative Flexibilitäts-Orders in einer Zeitscheibe zwischen 04:00 und 08:00 Uhr und positive Flexibilitäts-Orders zwischen 08:00 und 12:00 Uhr angenommen, was zu einem angepassten Preisverlauf gemäß dem oben beschriebenen Preisbildungsmechanismus führt. Szenario 6 berücksichtigt ebenfalls die gleichen Flexibilitäts-Orders, aber die Vergütung wird nicht durch den iterativen Preisbildungsmechanismus festgelegt, sondern durch den durchschnittlichen tatsächlichen Marktpreis auf dem Österreichischen Regelenergiemarkt. Szenario 7 schließlich stellt die GELBE Ampelphase dar (also ein LFM-Szenario), bei dem ein Abgang eines Niederspannungstransformators überlastet ist und die Lastspitze reduziert werden muss. Auch hier wird der iterative Preismechanismus angewandt, um Anreize zur Lastverschiebung während dieser Spitze zu schaffen. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Szenarien sowie die Optimierungsergebnisse. Bei den Ergebnissen werden die Gesamtkosten aller drei Marktteilnehmer, ihre Kostenersparnis (absolut und in Prozent), sowie die verschobene Energiemenge und der Preis für die aktivierte Flexibilität angegeben.

Tabelle 3: Simulationsszenarien und -ergebnisse ($J = \text{ja}$, $N = \text{nein}$)

Szenario	Szenariendefinition						Kostenersparnis [%]	Flexibilitätspreis [€/kWh]	
	Regelenergiemarkt	LFM	LEM	Kostenersparnis [€]	Ergebnisse	Lastverschiebung [kWh]			
Reduzierter Netztarif	Lastverschiebung	Ampelphase		Kosten [€]					
0 BaU	N	N	GRÜN	-	-	-	5,99	-	-
1 LEM	J	N	GRÜN	J	N	N	4,76	1,23	15
2 LEM ohne red. Netztarif	N	N	GRÜN	J	N	N	5,55	0,44	5
3 LEM + Lastverschiebung	J	J	GRÜN	J	N	N	4,57	1,41	17 1,66
4 LEM + shift ohne red. Netztarif	N	J	GRÜN	J	N	N	5,48	0,51	6 1,66
5 LEM + AGG	J	J	GRÜN	J	N	J	4,55	1,44	17 2,42 0,0128
6 LEM + AGG Marktpreis	J	J	GRÜN	J	N	J	4,46	1,52	19 2,42 0,0592
7 LEM + LFM	J	J	GELB	J	J	n	4,52	1,47	18 2,55 0,0510

Im BaU-Szenario belaufen sich die Gesamtkosten auf 5,99 € für alle Marktteilnehmer an dem betrachteten Tag. Das in den Szenarien 1 und 2 simulierte LEM reduziert die Gesamtkosten deutlich. Insbesondere bei reduzierten Netztarifen (Szenario 2) sinken die Kosten um 15 %. Die Lastverschiebung zur optimalen Nutzung der LEM-Preise in den Szenarien 3 und 4 führt zu einer weiteren kleinen Kostensenkung, in Szenario 3 um 17% im Vergleich zu BaU. Abbildung 2 zeigt dieses Szenario 3, wobei im oberen Teil das BaU-Lastprofil L_B und das optimierte Lastprofil L_O und im unteren Teil das angepasste Preisniveau p , der Lieferantenpreis p_S und der Preis auf der LEM p_{LEM} angeführt sind.

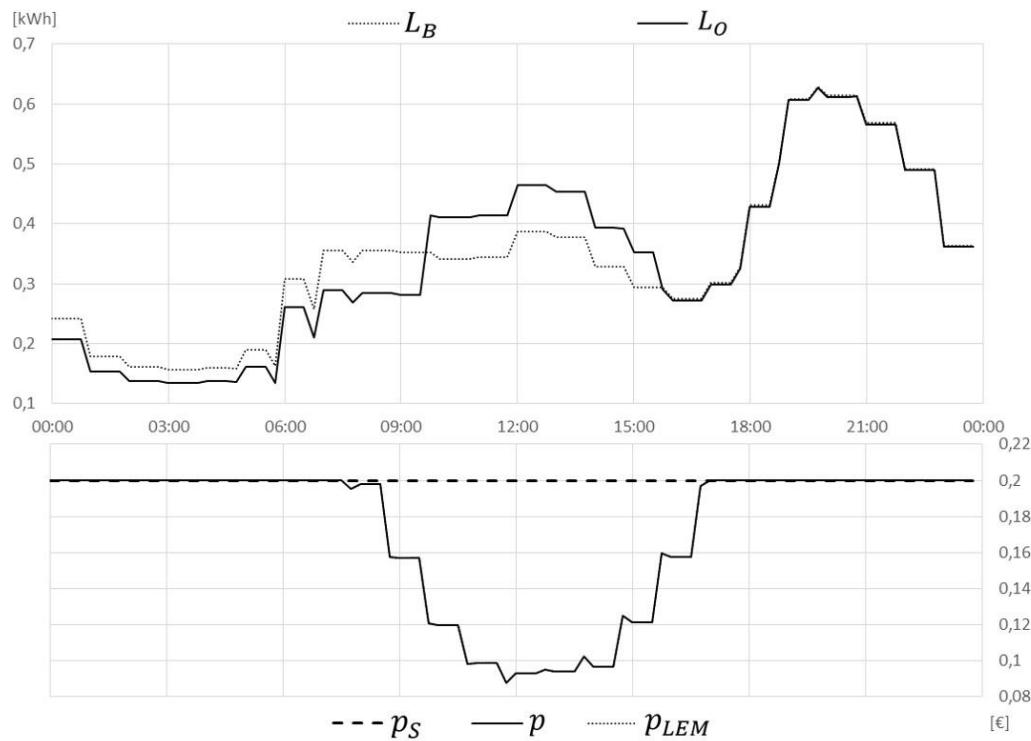


Abbildung 2: Szenario 3 LEM + Lastverschiebung

Die Einbeziehung von Flexibilitäts-Orders seitens des Aggregators hat nur einen geringen Einfluss auf die Kosteneinsparungen. Dies ist insbesondere dann vernachlässigbar, wenn die minimalen zu einer Verhaltensänderung führenden Preise angewandt werden (Szenario 5), die sich aus dem iterativen Preisangepassungsprozess ergeben. Werden die tatsächlichen Regelenergielpreise angewandt (Szenario 6), steigen die Kostenersparnisse, sind aber immer noch gering. Der in Szenario 6 gewählte Marktpreis beträgt etwa 0,06 €/kWh, was dem durchschnittlichen Preis für aktivierte Regelenergie auf dem aFRR+ Markt in Österreich im Jahr 2020 entspricht [12].

Eine weitere kleine Kostenreduktion ergibt sich in Szenario 7 in der GELBEN Ampelphase (Abbildung 3). Der in diesem Beispiel simulierte Abgang des Niederspannungstransformators weist eine maximale Einspeisekapazität von 0,55 kWh (feeder limit) pro 15-Minuten-Zeitscheibe auf (was 2,2 kW entspricht). Dies führt zu einer Überlastung während der Abendspitze. Um diese Grenze nicht zu überschreiten, mussten zwei Iterationen des Optimierungsalgorithmus durchgeführt werden, was zu einem Flexibilitätspreis von etwa 0,05 €/kWh führte. Da der Zeitraum einer solchen Spitze jedoch in der Regel recht kurz ist, sind auch die daraus resultierenden Kosteneinsparungen eher gering mit einer Gesamtersparnis von 18% gegenüber BaU. Man beachte, dass dieser Grenzwert des Abgangs ein sehr kleiner theoretischer Wert ist, da in der Praxis typischerweise ein größeres Einzugsgebiet versorgt wird, als in diesem Beispiel angenommen.

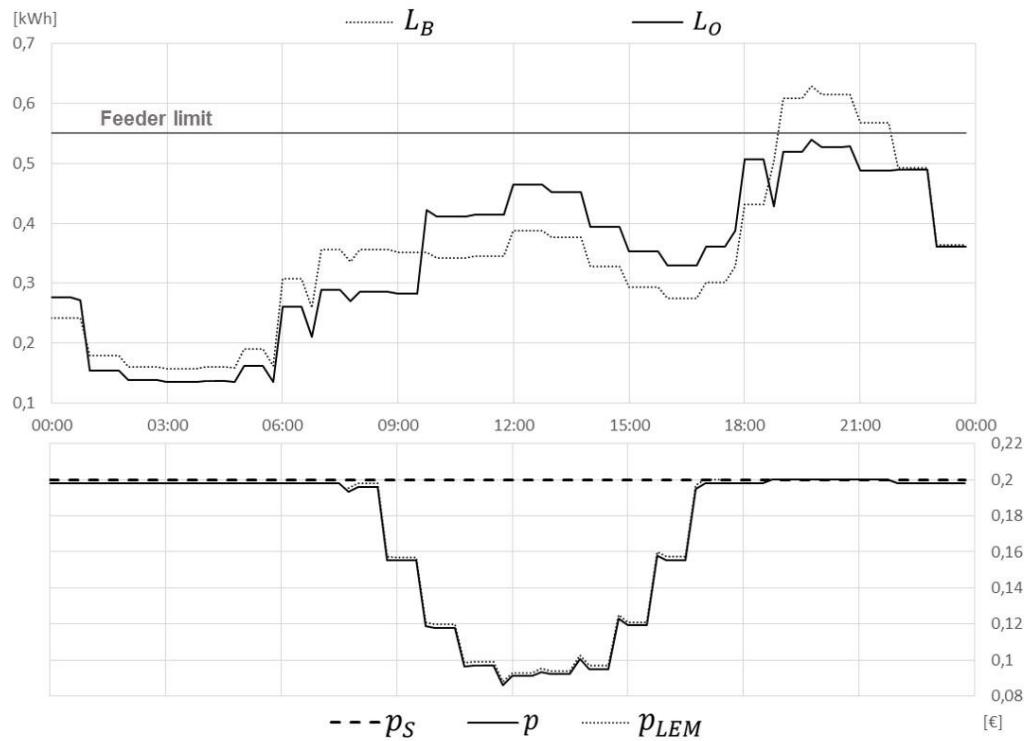


Abbildung 3: Szenario 7 LFM

5 Fazit

Der im H2020 Projekt PARITY entwickelte lokale Energie- und Flexibilitätsmarkt verfolgt den Ansatz, Preissignale von unterschiedlichen Energie- und Flexibilitätsmärkten zu bündeln, wobei der Fokus auf Engpassmanagement im Verteilnetz liegt. Durch diese Bündelung soll es Endverbrauchern ermöglicht werden, indirekt auf unterschiedlichen Elektrizitätsmärkten teilzunehmen und dabei eine aktiver Rolle zu spielen. So sollen auch die sehr geringen einzelnen Erlösströme von diesen Märkten gebündelt werden, sodass ein spürbarer finanzieller Nutzen für die Verbraucher bzw. Prosumer entsteht.

Die Ergebnisse der präsentierten Evaluierungsbeispielen zeigen, dass Erlöse hauptsächlich durch den peer-to-peer Handel von Energie erzielt werden können, wobei das reduzierte Netzentgelt bei lokalen Transaktionen eine wesentliche Rolle spielt. Dementsprechend ist peer-to-peer Handel bei unflexiblen Endkunden (ohne steuerbare Lasten wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen etc.) nur auf lokaler Ebene und in einer Erneuerbaren Energiegemeinschaft mit reduziertem Netztarif profitabel. Durch Lastverschiebung mit dem Ziel, günstige lokale Überschussenergie zu nutzen, können ebenfalls spürbare Kosteneinsparungen erzielt werden. Zusätzliche Erlöse durch Bereitstellung von Flexibilität scheinen unter derzeitigen Marktbedingungen eher vernachlässigbar. Besonders für das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene werden Märkte derzeit nur vereinzelt in Pilotprojekten erprobt, wodurch hohe Unsicherheit in Bezug auf die erzielbaren Preise herrscht.

Literatur

- [1] *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket, Ministerialentwurf*. Zugriffen: Juli 15, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml
- [2] „eFriends Energy GmbH“. www.efriends.at (zugegriffen Juli 15, 2021).
- [3] „OurPower Energiegenossenschaft SCE mbH“. www.ourpower.coop (zugegriffen Juli 15, 2021).
- [4] Energie AG Oberösterreich, „E-Fairteiler“. www.energieag.at/LandingPages/E-Fairteiler (zugegriffen Juli 15, 2021).
- [5] S. Repo, O. Kilkki, S. Annala, J. M. Terras, und B. Almeida, „Local Flexibility Market Balance Settlement“, gehalten auf der CIRED 2020 Berlin Workshop, Berlin, Sep. 2020.
- [6] USEF, „USEF: The framework explained“. USEF foundation, Nov. 02, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.usef.energy/download-the-framework/>
- [7] G. Pressmair *u. a.*, „Integration of Local Flexibility Market into the existing Electricity Trading Frameworks“, Deliverable D4.3, 2020.
- [8] CEER, „CEER Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility“. Council of European Energy Regulators, Juli 16, 2020. Zugriffen: Nov. 28, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e436ca7f-a0df-addb-c1de-5a3a5e4fc22b>
- [9] G. Pressmair, E. Kapassa, D. Casado-Mansilla, C. E. Borges, und M. Themistocleous, „Overcoming barriers for the adoption of Local Energy and Flexibility Markets: A user-centric and hybrid model“, *J. Clean. Prod.*, Bd. 317, S. 128323, Okt. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.128323.
- [10] J. Radl, A. Fleischhacker, F. H. Revheim, G. Lettner, und H. Auer, „Comparison of Profitability of PV Electricity Sharing in Renewable Energy Communities in Selected European Countries“, *Energies*, Bd. 13, Nr. 19, S. 5007, Sep. 2020, doi: 10.3390/en13195007.
- [11] ENTSO-E, „Day-Ahead Prices“. <https://transparency.entsoe.eu/> (zugegriffen Juni 14, 2021).
- [12] ENTSO-E, „Prices of Activated Balancing Energy“. <https://transparency.entsoe.eu/> (zugegriffen Juni 14, 2021).



PARITY has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No. 864319.