

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

Themenbereich 4

Guntram Preßmair¹⁽¹⁾, Christof Amann⁽¹⁾

⁽¹⁾ e7 energy innovation & engineering

Motivation und zentrale Fragestellung

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 optimal in das bestehende Marktgeflecht am Strommarkt zu integrieren? Und inwiefern ist es möglich, dass Endverbraucher durch bilateralen Energieaustausch Kosteneinsparungen bzw. neue Erlöse erzielen können? Im Rahmen des H2020-Projektes PARITY werden dazu mögliche Geschäftsmodelle nach ihrer regulatorischen und wirtschaftlichen Machbarkeit analysiert. Die Ergebnisse sind besonders für private, gewerbliche oder genossenschaftlich organisierte Gebäudeeigentümer relevant.

Methodische Vorgangsweise

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

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

Aus diesen Parametern ergeben sich potentielle Geschäftsmodelle [2], wobei im ersten Schritt deren regulatorische Implikationen und Anforderungen untersucht werden.

Im zweiten Schritt wird ein hybrides Marktmodell für einen Lokalen Energie und Flexibilitätsmarkt vorgestellt, welches im Projekt PARITY gemeinsam mit Netzbetreibern, Energielieferanten, Aggregatoren und Facility Managern konzipiert wurde. Dieses Marktmodell sieht es vor, dass unterschiedliche Energie- und Flexibilitätsbedürfnisse in einem einheitlichen Preissignal an die Endverbraucher kommuniziert werden [3]. Dieses Preissignal ist zeitlich dynamisch und variiert 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. Regelenergiemarkt, Spot Markt)

Der resultierende Preis soll zu einer optimalen Lastverschiebung am lokalen Markt führen und Erlöse für die Endkunden maximieren. Um Priorität für lokale Netzengpässe im Niederspannungsnetz zu gewährleisten, koordiniert zusätzlich ein „Traffic Light Concept“ die Preisbildung. Eine zentrale Rolle im Marktmodell (Abbildung 1) spielt der „Local Energy Market Operator“ (LEMO), welcher basierend auf den unterschiedlichen Flexibilitätsbedürfnissen die dynamischen Preissignale festlegt.

¹ (Jungautor) Walcherstraße 11, 1020 Wien; +43 (0)1 9078026 – 60; guntram.pressmair@e-sieben.at; www.e-sieben.at

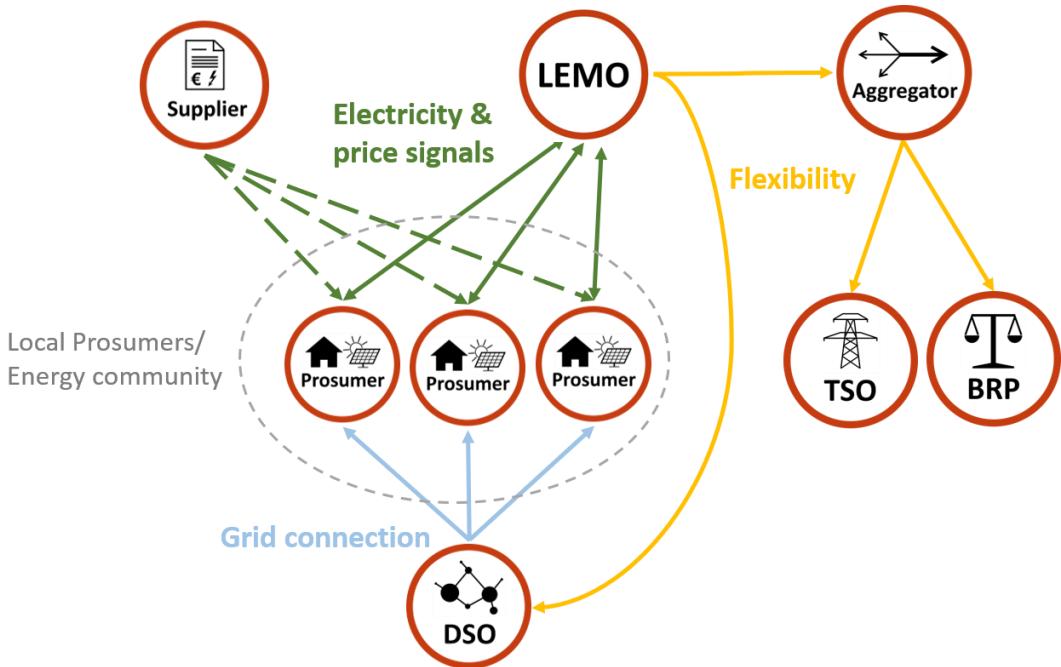


Abbildung 1: Hybrides Marktmodell eines lokalen Energie- und Flexibilitätsmarkts in PARITY, adapted from [3] (LEMO = Local Energy Market Operator; DSO = Distribution System Operator; TSO = Transmission System Operator, BRP = Balance Responsible Party)

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Bilanzgruppeninterne Modelle für den peer-to-peer Handel werden bereits jetzt von kommerziellen Energielieferanten angeboten. In Bezug auf das EAG-Paket weisen vor allem Erneuerbare Energiegemeinschaften aufgrund der reduzierten Netztarife im Verteilnetz ein wirtschaftliches Potential auf, während dies bei Bürgerenergiegemeinschaften entfällt. Generell stellt die Bedingung, dass keine größeren Unternehmen mit kommerzieller Absicht an einer Energiegemeinschaft teilnehmen können, ein Hemmnis für interessierte Gebäudeeigentümer dar.

Erste Ergebnisse des lokalen Energie- und Flexibilitätsmarkts in PARITY zeigen, dass Kosteneinsparungen hauptsächlich durch den peer-to-peer Handel 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, Elektrofahrzeuge 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 deutliche 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, Verfügbar unter: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml (abgerufen am 27.05.2021)
- [2] Pressmair, G., Amann, C., 2021. LFM Actors Business Models. Deliverable 4.4, PARITY project.
- [3] Pressmair, G., Amann, C., Borges Rampinelli, C., Kapassa, E., Themistocleous, M., Kapsalas, C., Malavazos, C., Zikos, S., Fernandez Aznar, G., Galan Hernandez, N., 2020. Integration of Local Flexibility Market into the existing Electricity Trading Frameworks. Deliverable 4.3, PARITY project.



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