

FAIR ENERGY SHARING IN LOCAL COMMUNITIES: PEER-TO-PEER TRADING UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER ZAHLUNGSBEREITSCHAFT DER PROSUMER

Theresia Perger(*), Hans Auer, Lukas Wachter, Andreas Fleischhacker

Theresia Perger, TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Anlagen, Energy Economics Group (EEG), Gußhausstraße 25-29, +43 1 58801-370359, perger@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Kurzfassung: In dieser Arbeit wird ein Peer-to-Peer-Handelsmodell der PV-Erzeugung von Prosumern in lokalen Energiegemeinschaften entwickelt. Die Teilnahme an einer Energiegemeinschaft erfolgt auf freiwilliger Basis, erfolgt über das öffentliche Verteilungsnetz und ist nicht standortabhängig. Daher wird kein geschlossenes System (z.B. ein Microgrid) angenommen. Darüber hinaus zeichnen sich die Mitglieder einer Energiegemeinschaft durch eine individuelle Zahlungsbereitschaft für eine Prämie für die lokal geteilte PV-Erzeugung aus. Die Studien werden ohne Berücksichtigung jeglicher Subventionen/Finanzhilfen für die PV-Erzeugung durchgeführt. Das lineare Optimierungsmodell FRESH:COM (FaiR Energy Sharing in local COMmunities) wird entwickelt und auf verschiedene Arten von Energy Communities angewandt. Es werden stündliche Zeitreihen der gesamten und der gemeinsamen lokalen PV-Erzeugung, des Batteriespeicherbetriebs und der Lastprofile ermittelt, sowohl für die gesamte Community als auch für den einzelnen Prosumer. Die ersten Ergebnisse zeigen, dass der kumulative Eigenverbrauch der PV-Erzeugung innerhalb der Gemeinde maximiert wird, was die Rentabilität von PV-Systemen weiter steigern kann. Die Zahlungsbereitschaft der einzelnen Prosumern bestimmt die Zuteilung der regenerativen Erzeugung innerhalb der Gemeinde.

Keywords: Energy Community, Peer-to-Peer Trading, Willingness-to-Pay, Optimierungsmodell

Nomenklatur

Input Parameter:			Output Parameter:		
$q_{i,t}^{PV}$	PV-Erzeugung Prosumer i	kWh	$q_{i,t}^{Gin}$	Bezug vom Netz Prosumer i	kWh
$q_{i,t}^{load}$	Last Prosumer i	kWh	$q_{i,t}^{Gout}$	Einspeisen ins Netz Prosumer i	kWh
SoC_i^{max}	Max. Kapazität Batteriespeicher Prosumer i	kWh	$q_{i,j,t}^{share}$	Gehandelte Energie von Prosumer i zu Prosumer j	kWh
q_i^{Bmax}	Max. (Ent)Ladeleistung Batteriespeicher Prosumer i	kW	$q_{i,t}^{Bin}$	Laden Batteriespeicher von Prosumer i	kWh
w_i	Gewichtungsfaktor für Grenzemissionen	EUR/kg CO ₂	$q_{i,t}^{Bout}$	Entladen Batteriespeicher von Prosumer i	kWh
$wtp_{i,j,t}$	Zahlungsbereitschaft von Prosumer j	EUR/kWh	$SoC_{i,t}$	Ladezustand Batteriespeicher von Prosumer i	kWh
p_t^{Gin}	Haushaltsstrompreis	EUR/kWh	Indices:		
p_t^{Gout}	Erlös für PV-Überschusseinspeisung	EUR/kWh	$t \in \mathcal{T}$	Index Zeitabschnitte	h
e_t^G	Grenzemissionen	Kg CO ₂ /kWh	$i \in \mathcal{I}$	Index Prosumer	

1 Einleitung

Die Erzeugung elektrischer Energie mit Photovoltaik-Systemen ist bereits sehr verbreitet und dies führt zu einem Übergang von einem zentralisierten Energiesystem hin zu einem dezentralen. Dadurch wächst die Bedeutung von Energiegemeinschaften, den sogenannten Energy Communities (EC). Im Clean Energy Package der Europäischen Union werden diese explizit erwähnt und ein großes Potential zugeschrieben. Die Teilnehmer (Prosumer) von ECs sind zugleich Konsumenten als auch Produzenten elektrischer Energie.

Die in dieser Arbeit betrachteten ECs befinden sich nicht in einem abgeschlossenen System, wie einem Mehrfamilienhaus oder einem Microgrid, sondern es handelt sich um Teilnehmer, die in verschiedenen Gebäuden angesiedelt sind und über das lokale öffentliche Netz Peer-to-Peer Trading (Handel mit elektrischer Energie zwischen den Teilnehmern) betreiben. Für diese Art von ECs fehlen in den meisten europäischen Staaten derzeit noch die gesetzlichen Rahmenbedingungen, anders als z.B. für Mieterstrommodelle in Mehrfamilienhäusern.

Das Ziel dieser Arbeit ist es, ein Modell zu entwickeln, welches das Peer-to-Peer Trading einer Energy Community mit verschiedenen Teilnehmern und verschiedenen Zahlungsbereitschaften für lokale, erneuerbare Energie optimiert. Es wird keine Energie-Autarkie angestrebt. Alle Ergebnisse werden ohne Berücksichtigung staatlicher Förderungen und Subventionen durchgeführt.

Im nächsten Abschnitt „State of the Art“ wird ein Überblick über den aktuellen Stand in Bezug auf Energy Communities, PV-Sharing und Peer-to-Peer Trading gegeben. Abschnitt 3 beschreibt die Methodik und das lineare Optimierungsmodell, welches in dieser Arbeit entwickelt und angewandt wird. Die Ergebnisse werden in Abschnitt 4 präsentiert. Abschließend folgen Conclusio und Ausblick.

2 State of the Art

Den PV-Eigenverbrauch zu maximieren, um die Profitabilität von PV-Anlagen zu erhöhen, ist weit verbreitet. Über die Ebene eines einzelnen Prosumer hinaus geht das Teilen von PV-Erzeugung innerhalb von Mehrfamilienhäusern, siehe Fina (2018 und 2019), Fleischhacker (2019a) und Roberts (2019). Dieser Fall ist unter dem Begriff Mieterstrommodell bekannt.

Wie bereits in der Einleitung erwähnt, wird Energy Communities ein großes Potential zugeschrieben. Diese gehen über die Grenzen eines Gebäudes hinaus und ermöglichen PV-Sharing zwischen Teilnehmern in verschiedenen Gebäuden. In der wissenschaftlichen Literatur gibt es bereits einige Ansätze und Modelle, ECs zu optimieren. Beispiele finden sich in Weber, Shah (2011) oder Fleischhacker (2019b). Lüth et al. (2018) bzw. Zepter et al. (2019) zeigen die Rolle von Batteriespeichern in lokalen Energiegemeinschaften mit Peer-to-Peer Trading auf.

Es ist wichtig, den Unterschied zwischen einem Microgrid und einer Energy Community herauszuheben. Ein Microgrid ist ein definierter Abschnitt des Verteilnetzes, wobei alle an dieses Netz angeschlossenen Verbraucher teil des Microgrids sind, siehe Hossain et al. (2014). Weitere Definitionen finden sich beispielsweise in Lasseter (2002). Im Gegensatz dazu definiert sich eine EC dadurch, dass die Teilnahme nicht aufgrund des Standortes verpflichtend ist, und dass elektrische Energie bestimmten in der EC definierten Marktregeln

folgend zwischen den Teilnehmern gehandelt bzw. geteilt wird, siehe Pause, Wimmer (2018). Verschiedene Konzepte und Typologien an ECs werden in Gui, MacGill (2018) vorgestellt.

Zhang et al. (2017) gibt einen Überblick über verschiedene, bereits umgesetzte Peer-to-Peer Trading Konzepte, wie etwa Piclo (<https://piclo.energy>), Brooklyn Microgrid (<https://www.brooklyn.energy/>) und Vandebron (<https://www.vandebron.nl>), ebenso wie das Horizon 2020 Projekt BestRES, siehe BestRES (2018). In Österreich umgesetzte Projekte sind beispielsweise ourpower (<https://ourpower.coop>) und P2PQ (Peer-to-Peer im Quartier, siehe open4innovation (2018)).

Der Beitrag dieser Arbeit, der über State of the Art hinaus geht, kann wie folgt zusammengefasst werden:

- Staatliche Förderungen werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt, d.h. alle Wirtschaftlichkeitsbewertungen kommen ohne Subventionen für PV-Anlagen oder geförderte Einspeisetarife aus.
- Im Gegensatz zu vielen anderen Energy Community-Modellen wird keine Kostenminimierung, sondern eine Wohlfahrtsmaximierung durchgeführt (siehe Abschnitt 3.2).
- Das Modell ermöglicht es, den Handel mit lokaler, erneuerbarer Energie für Teilnehmer mit verschiedenen Anreizen (ökologisch oder im Gegensatz dazu ökonomisch getriebene Prosumer) zu optimieren, indem eine individuelle Zahlungsbereitschaft eingeführt wird.
- Das Peer-to-Peer Trading findet über das lokale, öffentliche Verteilnetz statt.

3 Methodik und Modell

3.1 Das Modell FRESH:COM

Das lineare Optimierungsmodell **FRESH:COM** (**FaiR** Energy **SH**aring in local **COM**munities) wird in dieser Arbeit entwickelt und angewandt:

- Teilnehmer sind sogenannte Prosumer, oder auch nur Konsumenten bzw. Produzenten von erneuerbaren Energien.
- Die Teilnehmer sind Haushalte oder Klein- und Mittelbetriebe (KMUs) mit unterschiedlichen Anreizen, der Community beizutreten.
- Abhängig von ihrer Motivation haben die Teilnehmer unterschiedliche Zahlungsbereitschaften (Willingness-to-Pay *wtp*) für die erneuerbare Energie aus der Community, die als Aufschlag auf den Haushaltsstrompreis gezahlt wird.
- Die Technologien erneuerbarer Erzeugung sind Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher.
- Die Zielfunktion des Modells maximiert die Wohlfahrt (Welfare) für die gesamte Community.

Abbildung 1 zeigt ein Flussdiagramm zur Veranschaulichung der Methodik des Modells.

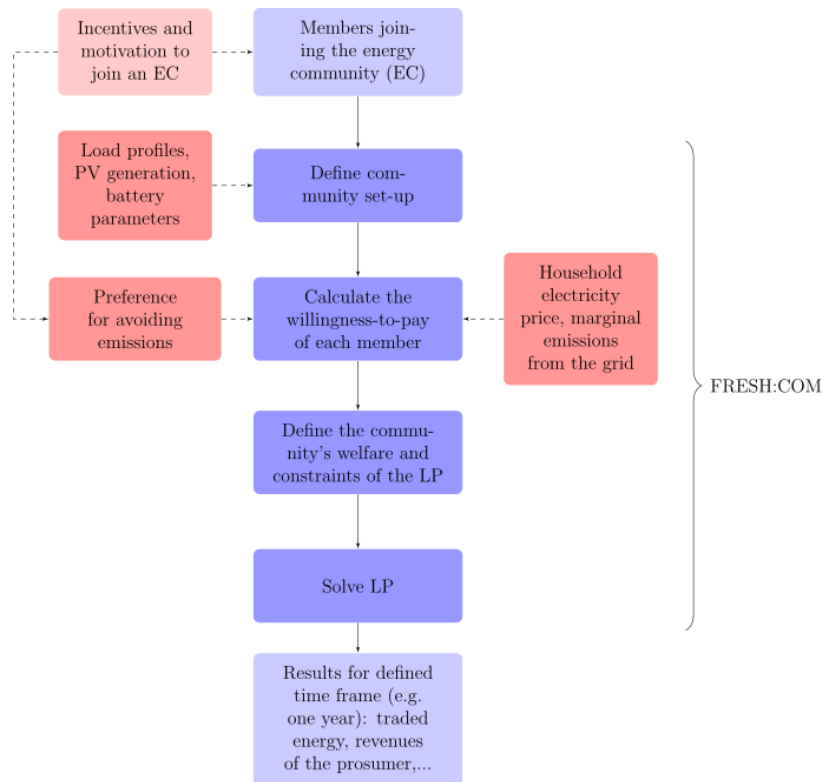


Abbildung 1 Flussdiagramm des Modells FRESH:COM

3.2 Definition der „Welfare“

Die Maximierung der sozialen Wohlfahrt („Social Welfare“) der Community ist die Zielfunktion dieses Modells. Die Wohlfahrt umfasst Einsparungen, die sich aus dem PV-Eigenverbrauch und den Einnahmen aus dem Verkauf von PV-Erzeugung (der gesamten Community) ergeben. Genauer gesagt besteht die gesamte Welfare aus zwei Teilen, der „Community Welfare“ CW und der „Prosumer Welfare“ PW . Die Community Welfare ist ein Maß für den Eigenverbrauch der gesamten Community. Um die Community Welfare zu maximieren, wird die Stromrechnung des Stromversorgers für alle Mitglieder minimiert.

$$CW = \sum_{t \in \mathcal{T}, i \in \mathcal{J}} p_t^{G_{out}} q_{i,t}^{G_{out}} - \sum_{t \in \mathcal{T}, i \in \mathcal{J}} p_t^{G_{in}} q_{i,t}^{G_{in}}$$

Die Prosumer Welfare entsteht durch die gemeinsame Nutzung erneuerbarer Energien innerhalb der Energy Community. Sie berücksichtigt die Zahlungsbereitschaft (Willingness-to-Pay wtp) jedes einzelnen Prosumers.

$$PW = \sum_{t \in \mathcal{T}, i, j \in \mathcal{J}} wtp_{i,j,t} q_{i,j,t}^{share}$$

Da die Zahlungsbereitschaft von der Vermeidung von Emissionen abhängt, schließt die Welfare indirekt auch Emissionspräferenzen ein. Die gesamte Welfare ergibt sich als Summe aus Community und Prosumer Welfare. Der folgende Abschnitt 3.3 gibt weitere Details zur mathematischen Formulierung.

3.3 Mathematische Formulierung des Modells

Abbildung 2 zeigt eine Skizze einer Energy Community, die jeweiligen Technologien und die gehandelte Energie und dient der Veranschaulichung der folgenden mathematischen Darstellung und Formulierung des Modells.

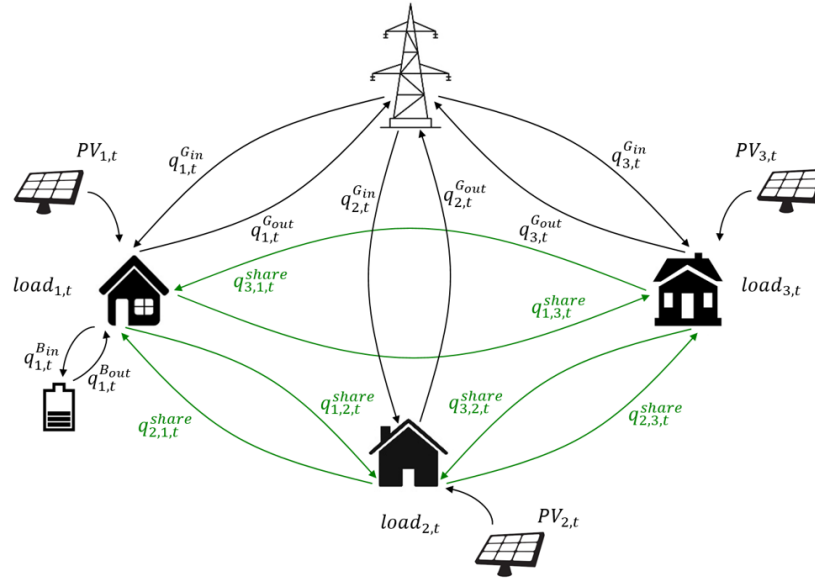


Abbildung 2 Skizze einer kleinen Community mit drei Teilnehmern

Unter Einbeziehung von Batteriespeichern und PV-Systemen in das Technologieportfolio der Community kann das Optimierungsproblem wie folgt formuliert werden:

$$\max \sum_{i \in I, t \in T} p_t^{Gout} q_{i,t}^{Gout} - \sum_{i \in I, t \in T} p_t^{Gin} q_{i,t}^{Gin} + \sum_{i,j \in I, t \in T} wtp_{i,j,t} q_{i,j,t}^{share}$$

$$\text{u.B.v. } q_{i,t}^{Load} = q_{i,t}^{Gin} + q_{i,t}^{Bout} + \sum_{j \in I} q_{j,i,t}^{share}$$

$$q_{i,t}^{PV} = q_{i,t}^{Gout} + q_{i,t}^{Bin} + \sum_{j \in I} q_{i,j,t}^{share}$$

$$SoC_{i,t} = SoC_{i-1,t} + q_{i,t}^{Bin} \eta_B + q_{i,t}^{Bout} / \eta_B$$

$$SoC_{i,min} \leq SoC_{i,t} \leq SoC_{i,max}$$

$$q_{i,t}^{Bin}, q_{i,t}^{Bout} \leq q_{i,max}^B$$

$$q_{i,t}^{Gin}, q_{i,t}^{Gout}, q_{i,j,t}^{share}, q_{i,t}^{Bin}, q_{i,t}^{Bout} \geq 0$$

Die Zielfunktion maximiert die gesamte Welfare über den ausgewählten Zeitraum. Die Nebenbedingungen stellen sicher, dass die Nachfrage der einzelnen Prosumer zu jedem Zeitpunkt gedeckt ist, sowie die gesamte PV-Erzeugung abgenommen wird. Für die Batteriespeicher gelten die nächsten drei Nebenbedingungen. Der aktuelle Speicherstand ist eine Funktion des Speicherstandes des vorigen Zeitabschnitts, der (Ent-)Ladung sowie des Wirkungsgrades. Außerdem bewegt sich der Speicherstand nur innerhalb der Kapazitätsgrenzen $SoC_{i,min}$ und $SoC_{i,max}$. Ebenfalls begrenzt sind die Lade- und Entladeleistungen. Die letzte Nebenbedingung stellt die sogenannten Nicht-Negativitätsbedingungen dar.

3.4 Definition der Zahlungsbereitschaft

Im folgenden Abschnitt wird die Zahlungsbereitschaft, eines der Schlüsselemente dieser Arbeit, erörtert. Als Teil der Zielfunktion definiert die Zahlungsbereitschaft $wtp_{i,j,t}$, wieviel Energie zwischen den Mitgliedern der Community geteilt und wie sie verteilt wird ($q_{i,j,t}^{share}$).

Der Hauptgedanke hinter der Zahlungsbereitschaft ist, dass individuelle Präferenzen zur Vermeidung von Emissionen bestehen. Hierbei werden die Grenzemissionen aus dem Netz herangezogen. Ähnlich wie bei den Grenzkosten handelt es sich bei den Grenzemissionen um jene Emissionen, die bei der Erzeugung einer zusätzlichen Stromeinheit (kWh oder MWh) entstehen. Durch den Kauf der lokal produzierten Photovoltaikenergie werden diese Emissionen vermieden. Jeder Prosumer j kann einen individuellen Gewichtungsfaktor w_j (in EUR/kg CO₂) wählen, der angibt, wie viel er/sie bereit ist, einen Aufschlag zusätzlich zum Preis des Stromanbieters (in EUR/kWh) zu zahlen, um Emissionen (in kg CO₂) zu vermeiden. Die Grenzemissionen e_t (in kg CO₂/kWh) sind zeitvariant, ebenso wie die Zahlungsbereitschaft $wtp_{i,j,t}$. Diese setzt sich zusammen aus dem Haushaltsstrompreis p_t^G plus Zuschlag für die Vermeidung von Emissionen als Produkt aus w_j und e_t :

$$wtp_{i,j,t} = p_t^G + w_j \cdot e_t.$$

Eigenverbrauch aus der eigenen PV-Anlage wird hier nicht bevorzugt, sondern die Aufteilung geschieht rein nach der Zahlungsbereitschaft.

3.5 Daten und Annahmen

Das Modell wurde in MATLAB (Version 2019b) implementiert und mit Hilfe der Optimierungstoolbox YALMIP und dem Solver Gurobi gelöst.

3.5.1 PV-Erzeugungsdaten

Die Solardaten stammen von dem Open-Source-Tool <https://renewables.ninja>, wo PV-Erzeugungsdaten für beliebige Standorte und für verschiedene PV-Systemparameter wie Spitzenproduktion, Azimut und Neigung erhalten werden können. Die (fiktive) Energy Community befindet sich in der Stadt Wien in Österreich auf einem Breitengrad von 48.2084°N und einem Längengrad von 16.3725°E.

3.5.2 Prosumer-Daten

Um Ergebnisse zu generieren und das vorgeschlagene Modell FRESH:COM zu testen, wird eine fiktive Anordnung von zehn Prosumern gewählt, die alle private Haushalte repräsentieren. Die Werte, die den einzelnen Prosumern zugeordnet wurden, befinden sich in der nachfolgenden Abbildung 3. Sie zeigt jährlichen Stromverbrauch, PV-Erzeugung und Emissionsgewichtungsfaktor w_j . Außerdem besitzen Prosumer 2 und Prosumer 7 jeweils einen 6 kWh-Batteriespeicher sowie Prosumer 5 und 9 je einen 3 kWh-Batteriespeicher.

In einer zweiten Runde wird noch eine zweite Kategorie Prosumer hinzugefügt (klein- und mittelgroße Betriebe).

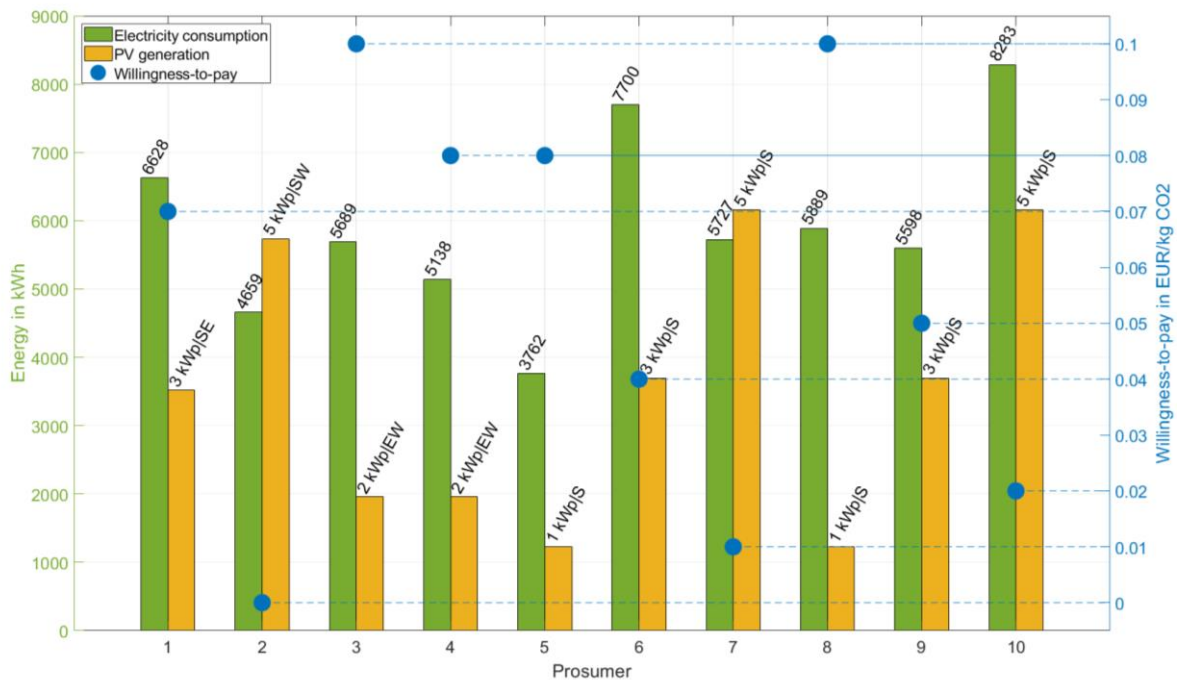


Abbildung 3 Daten für 10 Haushalte

3.5.3 Grenzemissionen

Ein zeitabhängiger Vektor e_t , welcher die Werte der Grenzemissionen pro Stunde für ein ganzes Jahr enthält, wurde über die MATLAB-Funktion *rand* zufällig generiert. Der Einfachheit halber werden nur folgende vier Typen an Grenzkraftwerken angenommen: (siehe www.e-control.at/konsumenten/oeko-energie/oekostrom-erkennen/stromkennzeichnung)

Typ	Erneuerbare	Gas	Öl	Kohle
Emissionen (g CO2/kWh)	0	440	645	882

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisse aus der Sicht der gesamten Energy Community

Um den Effekt des Peer-to-Peer Tradings zu analysieren, wird zunächst die gesamte Community mit 10 Haushalten über ein ganzes Jahr betrachtet. Als Erstes ist von Interesse, wie der Energiebezug aufgeteilt ist. Bei dem in dieser Arbeit ausgewählten Set-Up an Prosumern wird über die Hälfte an elektrischer Energie vom Energieversorger bezogen, knapp 30 Prozent werden innerhalb der Community gehandelt, 15 Prozent sind Überschusseinspeisung ins Netz und der Anteil an reinem Eigenverbrauch befindet sich im einstelligen Prozentbereich, siehe Abbildung 4.

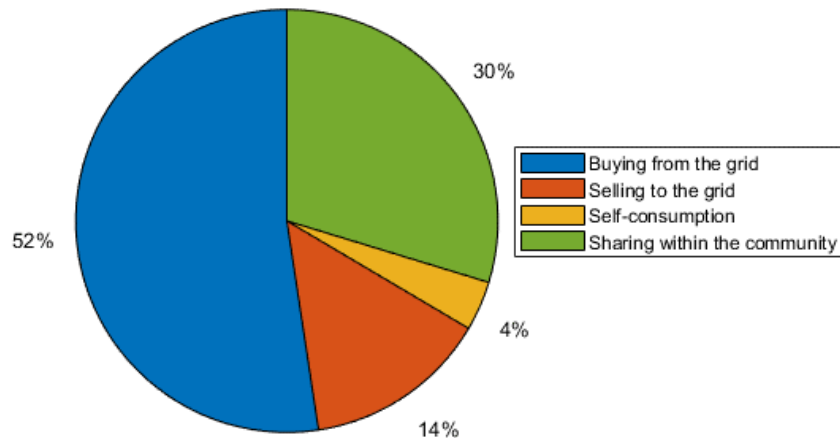


Abbildung 4 Aufteilung Bezug der elektrischen Energie in der Energy Community

Als Nächstes wird das Peer-to-Peer Trading im Detail betrachtet. Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse der Optimierungsvariable $q_{j,i,t}^{share}$ aufsummiert über ein Jahr. Um den Effekt des Peer-to-Peer Tradings zu verdeutlichen, ist im linken Teil der Abbildung zu sehen, was passieren würde, wenn nur die PV-Überschusserzeugung innerhalb der Community geteilt wird, und rechts, wenn die Willingness-to-Pay alleine entscheidet, wie die Erzeugung aufgeteilt wird (wie in Abschnitt 3.4 beschrieben).

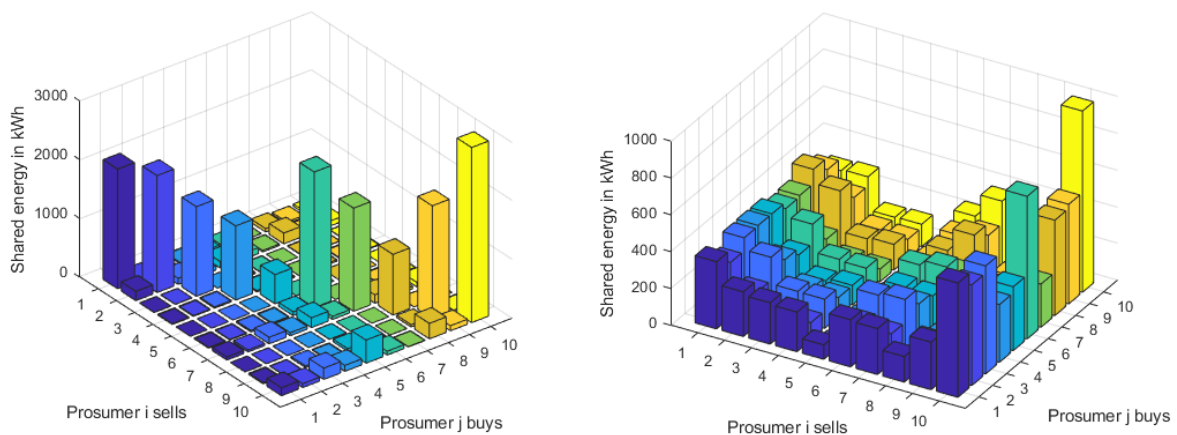


Abbildung 5 Innerhalb der Energy Community gehandelte elektrische Energie

Da die Mitglieder der Energy Community unterschiedliche PV-Anlagen und Batteriespeicher besitzen, ist die Aufteilung von $q_{j,i,t}^{share}$, wie sie in Abbildung 5 zu sehen ist, stark davon abhängig, wieviel jeder Prosumer in der Lage ist, zu verkaufen. Die folgende Abbildung 6 zeigt, wie groß der Anteil der von der Community abgekauften PV-Erzeugung im Verhältnis zur Nachfrage an elektrischer Energie ist. Wenn man Abbildung 3 und 6 vergleicht, sieht man, dass eine hohe Zahlungsbereitschaft i.d.R. zu einem höheren Anteil an Strom aus der Community führt. Daher ist die Einführung einer Zahlungsbereitschaft ein zielführendes Instrument, um elektrische Energie innerhalb einer EC zu allokkieren.

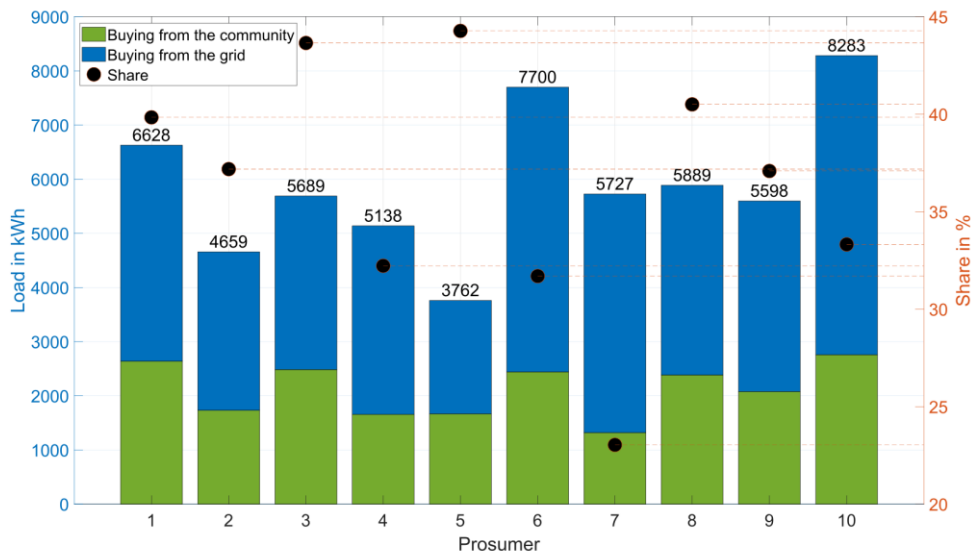


Abbildung 6 Die Nachfrage der Prosumer wird über PV-Erzeugung aus der Community (grün) sowie vom Netzbezug (blau) gedeckt – linke Achse; Verhältnis Last zu Kauf aus der Community – rechte Achse

4.2 Detailergebnisse für einen Zeitabschnitt

Zur Analyse eines einzelnen Zeitabschnittes wird eine Stunde im Laufe des Vormittags im April herangezogen. In dieser Stunde ist die Erzeugung aus den PV-Anlagen schon relativ hoch, sodass mehr erzeugt wird, als die Prosumer zur Lastdeckung benötigen, wie in Abbildung 7 zu sehen ist. Die Grenzemissionen, die für diese Stunde angenommen werden, betragen 645g/kWh (Grenzkraftwerk ist ein Ölkraftwerk). Die Willingness-to-Pay ($wtp_{i,j,t}$) bewegt sich daher je nach Prosumer zwischen 20 und 27 Cent/kWh (rechte Achse Abbildung 7).

Abbildung 8 zeigt wieder das Peer-to-Peer Trading. Prosumer 6 ist jener Teilnehmer, der aufgrund seiner hohen Nachfrage in dieser Stunde am meisten aus der Community bezieht. Batteriespeicher werden in diesen Ergebnissen vernachlässigt. Da es PV-Überschuss gibt, muss nichts vom Netz bezogen werden. Prosumer 2, 6 und 9 speisen einen Teil ihrer PV-Erzeugung ins Netz ein, weil dieser nicht von der Community benötigt wird.

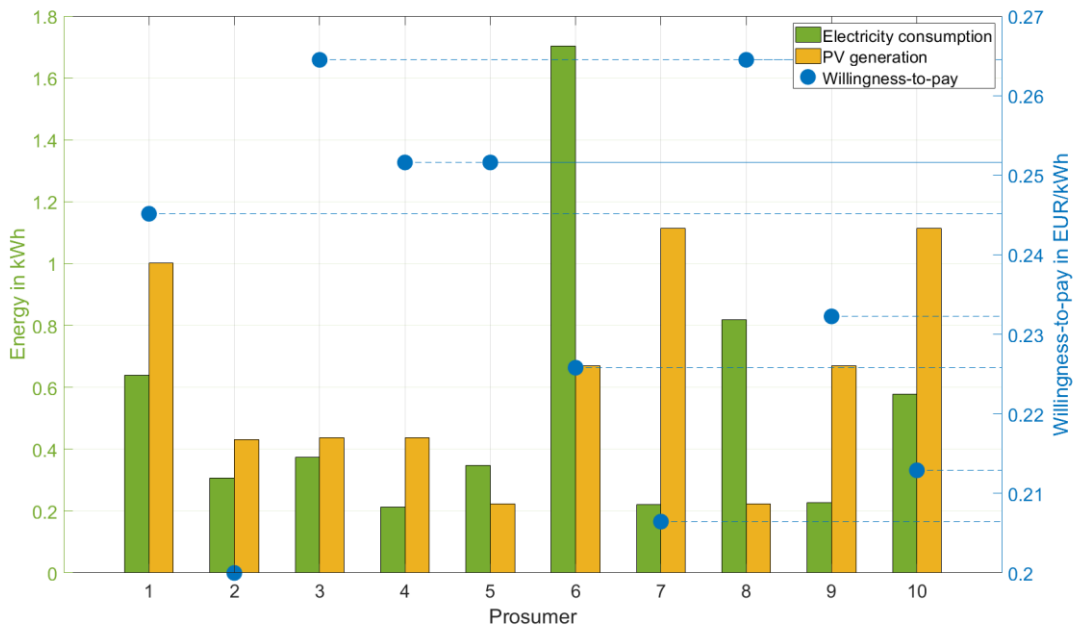


Abbildung 7 Last, PV-Erzeugung (linke Achse) und Zahlungsbereitschaft (rechte Achse) am 1. April zwischen 8:00-9:00 Uhr (unter Berücksichtigung der Sommerzeit)

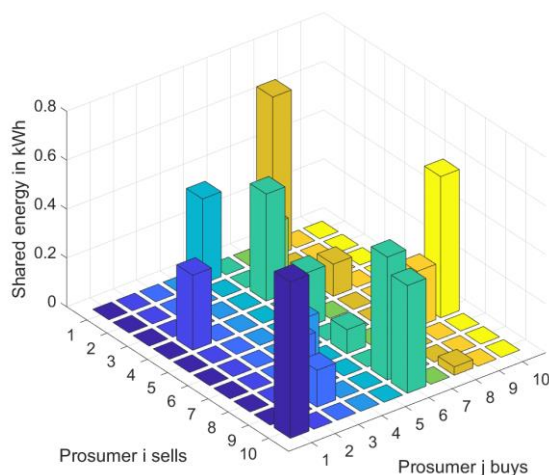


Abbildung 8 Gehandelte Energie für einen einzelnen Zeitabschnitt

4.3 Diversifizierung der Zusammensetzung der Community

Energy Communities sollen nicht nur für private Haushalte eine Option darstellen, sondern auch für KMUs (Klein- und Mittelgroße Unternehmen). Die ursprüngliche Community wird daher um 5 Prosumer mit gewerbetypischen Lastprofilen erweitert. Die Lastprofile stammen aus der Sammlung „Synthetische Lastprofile“ der APCS (Austrian Power Clearing & Settlement):

Bezeichnung APCS	Typ	Jährlicher Verbrauch
G0	Gewerbe allgemein	14000 kWh/a
G1	Gewerbe durchlaufend 0-24	22000 kWh/a
G3	Gewerbe 8-18	15000 kWh/a

G4	Laden/Friseur	18000 kWh/a
G5	Bäckerei	30000 kWh/a

Außerdem wurden den Gewerbebetrieben 10 kW_{peak} PV-Anlagen und ein w_j von 0 EUR/kg CO₂ zugeordnet (Zahlungsbereitschaft entspricht daher dem Haushaltsstrompreis). Aufgrund der um ein Vielfaches höheren Last im Vergleich zu den privaten Haushalten, sieht man in Abbildung 9, dass der Anteil der Gewerbe an $q_{j,i,t}^{share}$ besonders groß ist. Abbildung 10 zeigt etwas übersichtlicher, wie der Kauf aus der Community gestaltet ist. Die meisten der ursprünglichen zehn Prosumer können ihren Anteil an lokaler PV-Erzeugung durch die Erweiterung der Community erhöhen. Aus Sicht der gesamten Community ist der Bezug vom Netz und Einspeisung ins Netz sowie der Anteil an Peer-to-Peer Trading im Verhältnis zur Gesamtmenge an elektrischer Energie ähnlich wie in dem Fall mit nur zehn Prosumern.

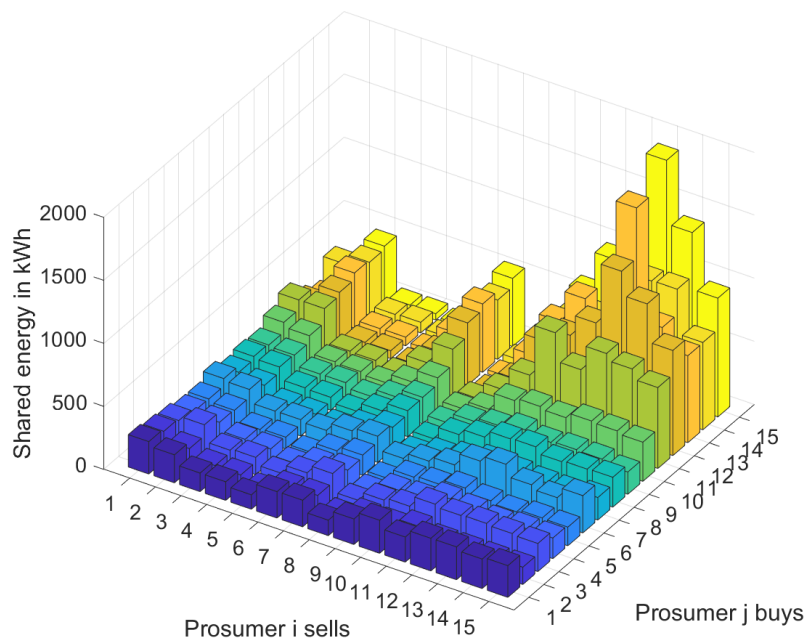


Abbildung 9 Innerhalb der Community gehandelte Energie

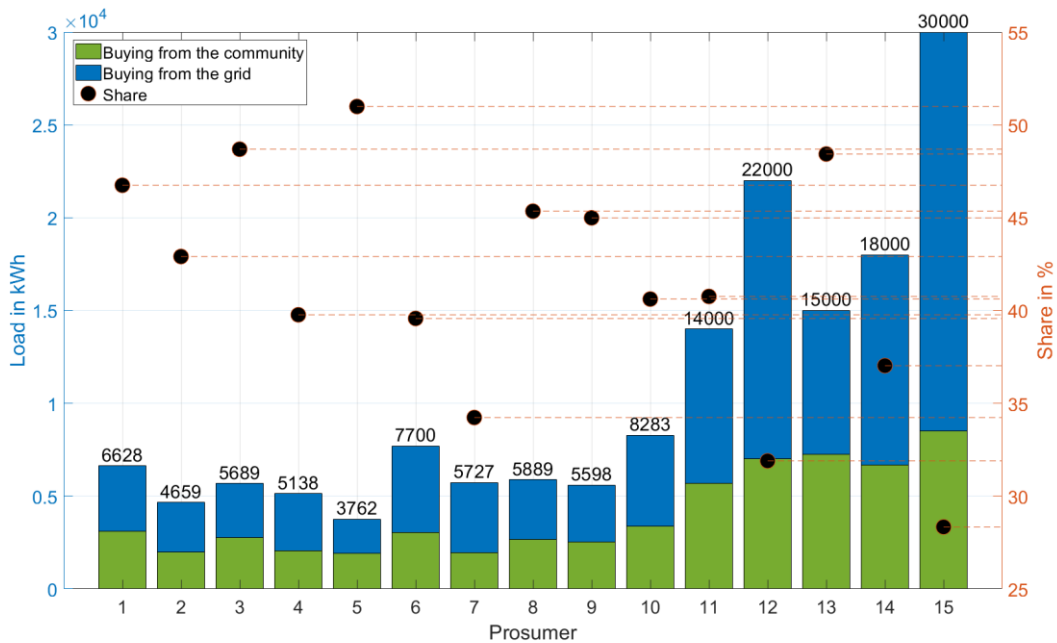


Abbildung 10 Share der Prosumer

4.4 Finanzieller Saldo der Prosumer

Abschließend ist von Interesse, wie sich die Erlöse der einzelnen Prosumer gestalten. Als Referenz wird hierbei herangezogen, wie viel als *Single Prosumer* (Prosumer ohne Teilnahme an einer EC) für elektrische Energie ausgegeben werden muss. Die in Abbildung 11 in rot eingezeichneten Balken bedeuten eine schlechtere Bilanz im Vergleich zum Single Prosumer, die schwarzen eine bessere Bilanz. Die Zahlungsbereitschaft ist hier der entscheidende Faktor. Prosumer mit niedriger Willingness-to-Pay können PV-Erzeugung gewinnbringend an Prosumer mit höherer Willingness-to-Pay verkaufen, während diese einen höheren Preis pro kWh zahlen, als ohne Teilnahme an der EC.

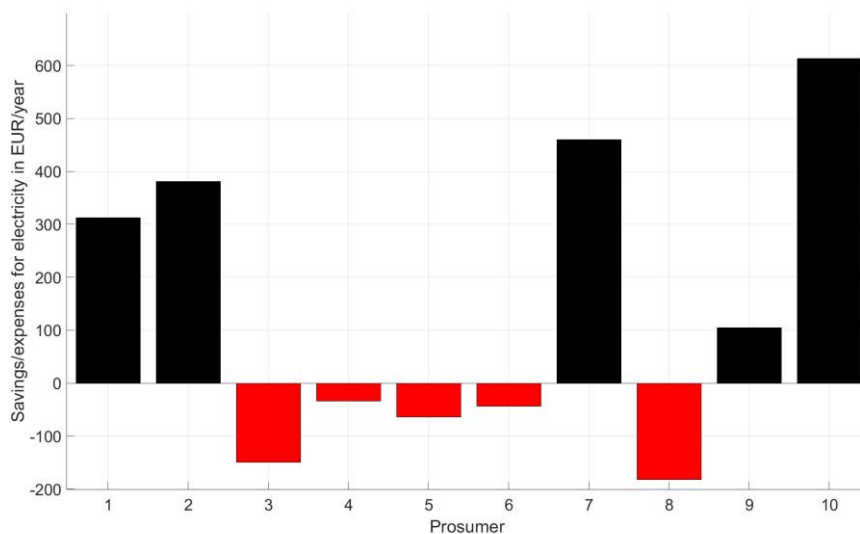


Abbildung 11 Finanzieller Saldo der Prosumer im Vergleich zum Single Prosumer

5 Conclusio und Ausblick

Mit Hilfe des hier vorgestellten Modells FRESH:COM ist es Verbrauchern und Prosumern möglich, entsprechend der eigenen Interessen aus der Teilnahme an einer Energy Community einen individuellen Mehrwert zu schöpfen. Dies ist ganz im Sinne der Dezentralisierung und Demokratisierung des Energiesystems. Die Prosumer in der Energy Community werden somit zu aktiven Teilnehmern des Energiesystems. Das Ziel ist es nicht, als Energy Community energieautark zu werden, sondern den kumulierten PV-Eigenverbrauch zu erhöhen, was mit diesem Modell ermöglicht wird.

Die Ergebnisse, die in dieser Arbeit generiert wurden, zeichnen sich dadurch aus, dass zur monetären Bewertung des kumulierten PV-Eigenverbrauchs die gesamten Kosten für elektrische Energie pro Energieeinheit herangezogen wurden. Das heißt, dass sich die Prosumer neben der Energiekosten auch Netzkosten sowie Steuern und Abgaben in dieser Berechnung ersparen. Da das Peer-to-Peer Trading über das öffentliche Verteilnetz stattfindet, sollten Netzkosten von den Prosumern dennoch bezahlt werden.

Die in dieser Arbeit gezeigten Ergebnisse geben einen Einblick darin, wie das Modell FRESH:COM die gehandelte Energie zwischen den Prosumern aufteilt und wie viel Netzbezug/Netzeinspeisung vorhanden ist. Darauf aufbauend sollen Net Present Value Analysen für die Investitionen gemacht werden, um die optimalen Kapazitäten für Erneuerbare zu finden. Weiters sollen verschiedene Siedlungsmuster (urbane, vor-städtische, kleinstädtische und ländliche Gebiete) analysiert werden und deren unterschiedliche Potentiale aufgezeigt werden.

Acknowledgement



openENTRANCE has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No. 835896.

Referenzen

BestRES, *Best practices and implementation of innovative business models for renewable energy aggregators* (2018). URL <https://bestres.eu>

B. Fina, A. Fleischhacker, H. Auer, G. Lettner, *Economic assessment and business models of rooftop photovoltaic systems in multiapartment buildings: Case studies for Austria and Germany*, Journal of Renewable Energy 2018. doi:10.1155/2018/9759680.

B. Fina, H. Auer, W. Friedl, *Profitability of active retrofitting of multiapartment buildings: Building-attached/integrated photovoltaics with special consideration of different heating systems*, Energy and Buildings 190 (2019) 86 - 102. doi:10.1016/j.enbuild.2019.02.034.

A. Fleischhacker, H. Auer, G. Lettner, A. Botterud, *Sharing solar PV and energy storage in apartment buildings: Resource allocation and pricing*, IEEE Transactions on Smart Grid 10 (4) (2019a) 3963-3973. doi:10.1109/TSG.2018.2844877.

Fleischhacker, Andreas, Georg Lettner, Daniel Schwabeneder, and Hans Auer (2019b). *Portfolio Optimization of Energy Communities to meet Reductions in Costs and Emissions*. In: Energy. doi:10.1016/j.energy.2019.02.104.

E. M. Gui, I. MacGill, *Typology of future clean energy communities: An exploratory structure, opportunities, and challenges*, Energy Research & Social Science 35 (2018) 94 - 107, energy and the Future. doi:10.1016/j.erss.2017.10.019.

E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, R. Perez, *Microgrid testbeds around the world: State of art*, Energy Conversion and Management 86 (2014) 132 - 153. doi:10.1016/j.enconman.2014.05.012.

R. H. Lasseter, *Microgrids*, in: 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309), Vol. 1, 2002, pp. 305-308 vol.1. doi:10.1109/PESW.2002.985003.

A. Lüth, J. M. Zepter, P. C. del Granado, R. Egging, *Local electricity market designs for peer-to-peer trading: The role of battery flexibility*, Applied Energy 229 (2018) 1233 - 1243. doi:10.1016/j.apenergy.2018.08.004.

open4innovation, *P2PQ - Peer2Peer im Quartier* (2018). URL <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/sdz/projekte/peer2peer-im-quartier.php>

Pause, Fabian and Maximilian Wimmer (2018). *The impact of the CE4AEPackage on legal and regulatory problems for aggregators, encountered in the BestRES project*. URL: http://bestres.eu/wp-content/uploads/2018/09/BestRES_policy_recommendations_EU_level_SUER_Sep-2018.pdf.

M. Roberts, *The value of co-operation: Opportunities for deployment of rooftop photovoltaics on Australian apartment buildings*, Ph.D. thesis, School of Photovoltaic and Renewable Energy Engineering, Faculty of Engineering, The University of New South Wales (2019).

C. Weber, N. Shah, *Optimisation based design of a district energy system for an eco-town in the United Kingdom*, Energy, 36 (2011) 1292 – 1308. doi:10.1016/j.energy.2010.11.014

J. M. Zepter, A. Lüth, P. C. del Granado, R. Egging, *Prosumer integration in wholesale electricity markets: Synergies of peer-to-peer trade and residential storage*, Energy and Buildings 184 (2019) 163 - 176. doi:10.1016/j.enbuild.2018.12.003.

C. Zhang, J. Wu, C. Long, M. Cheng, *Review of existing peer-to-peer energy trading projects*, Energy Procedia 105 (2017) 2563 - 2568, 8th International Conference on Applied Energy, ICAE2016, 8-11 October 2016, Beijing, China. doi:10.1016/j.egypro.2017.03.737.