

# Ein Preismechanismus für die dezentrale Koordination in Energiegemeinschaften

Nathalie Frieß (\*)<sup>1</sup>, Ulrich Pferschy<sup>1</sup>, David Raese<sup>2</sup>, Joachim Schauer<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Institut für Operations und Information Systems, Karl-Franzens-Universität Graz, Universitätsstraße 15 (E3), 8010 Graz, {nathalie.friess, ulrich.pferschy}@uni-graz.at

<sup>2</sup> Department für Software Design and Security, FH Joanneum, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, {david.raese, joachim.schauer}@fh-joanneum.at

**Kurzfassung:** Der Betrieb von Erneuerbaren Energiegemeinschaften umfasst viele operative Einzelentscheidungen, darunter die Steuerung der Leistung für das Be- und Entladen von Speichersystemen oder Entscheidungen über den Startzeitpunkt von energieintensiven verschiebbaren Lasten. Wenn solche Entscheidungen innerhalb einer Gemeinschaft koordiniert werden, kann eine bessere Anpassung von Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen erreicht werden und relevante Leistungsindikatoren, wie etwa der lokale Eigenverbrauch, verbessern sich. Durch die Implementierung eines zentralen Optimierungsmodells, das kurzfristige Prognosedaten als Input heranzieht und ein gemeinsames Ziel, z. B. die kollektive Selbstversorgung, maximiert, kann ein systemweites Optimum auf Gemeinschaftsebene bestimmt werden. Eine wesentliche Einschränkung dieses Ansatzes besteht jedoch darin, dass zentral koordinierte Entscheidungen in der Praxis schwierig umzusetzen sind. Aus diesem Grund untersuchen wir Mechanismen, die Anreize für Mitglieder schaffen, ihre Entscheidungen im eigenen Interesse an dem berechneten systemoptimalen Verhalten auszurichten. In diesem Beitrag skizzieren wir einen Preismechanismus, der durch die Anwendung zeitlich variabler Strompreise innerhalb der Energiegemeinschaft für eine dezentrale Koordination der einzelnen operativen Entscheidung sorgt.

**Keywords:** Energiegemeinschaften, dezentrale Koordination, variable Strompreise

## 1 Einleitung

Mit der Verabschiedung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie 2018/2001 wurde durch die Einführung von Erneuerbaren Energiegemeinschaften (EEGs) eine neue Möglichkeit für die aktive Beteiligung von Bürger:innen an der Energiewende geschaffen. EEGs eröffnen Privatpersonen, öffentlichen Einrichtungen, aber auch klein- und mittelständischen Unternehmen die Möglichkeit, sich zusammenschließen, um erneuerbare, lokal erzeugte Energie untereinander zu teilen. Das übergeordnete Ziel einer solchen Gemeinschaft ist es, eine effizientere lokale Energienutzung zu erreichen und die Stromrechnungen der Mitglieder zu senken. Aus einer breiteren Perspektive sollen EEGs ein stärkeres Bewusstsein über die Herausforderungen und Potentiale erneuerbarer Energiesysteme schaffen, zusätzliche private Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen und Speichersysteme anziehen und durch Anreize zur Lastverschiebung die Stromnetze entlasten.

Da das Erreichen vollständiger Autarkie in der Regel nicht das Ziel einer EEG ist, behalten die Mitglieder ihre individuellen Stromlieferanten für den Reststrombezug, der nicht durch die Gemeinschaft gedeckt werden kann. Aus diesem Grund gestaltet sich die finanzielle

Abrechnung wesentlich komplizierter als bei herkömmlichen 1:1-Vertragsbeziehungen. Die Verteilung der innerhalb der Gemeinschaft erzeugten Strommenge erfolgt über einen von zwei möglichen Verteilungsschlüsseln (statisch oder dynamisch), welche den Anteil des produzierten Stroms definieren, der jedem Mitglied in einem diskreten Zeitschritt (mit einer 15-Minuten-Auflösung) zugewiesen wird. Der Aufteilungsschlüssel wird in der Gründungsphase festgelegt und dem Netzbetreiber zur weiteren Abrechnung mit dem Stromlieferanten gemeldet. Während es für die Zuteilung der Strommengen klare Regeln gibt, sind die Preise für den Strom, der innerhalb der Gemeinschaft ausgetauscht wird, nicht reguliert. Da die Preisgestaltung ein interessanter Mechanismus ist, um Anreize für eine Anpassung von Verbrauchs- und Produktionsprofilen zu schaffen, untersuchen wir in diesem Beitrag ein dynamisches Preismodell und seinen Einfluss auf individuelle und gemeinschaftliche Kennzahlen.

Die Performance einer EEG, gemessen an Indikatoren wie Eigenverbrauch, Autarkiegrad oder finanziellem Ergebnis, hängt von den individuellen Entscheidungen aller Mitglieder ab. Wichtige Entscheidungsvariablen zur Verbesserung der oben genannten Leistungsindikatoren (KPIs) sind (a) die Ladeleistungen für das Laden und Entladen stationärer Batterien oder (b) die Ladeleistungen für das Laden (und Entladen) von Elektrofahrzeugen und (c) die Startzeiten von energieintensiven Lasten. Wenn diese Entscheidungen auf Basis von einfachen, heuristischen Entscheidungsregeln eines jeden einzelnen Mitglieds oder zufällig getroffen werden, wird das volle Potenzial einer EEG nicht ausgeschöpft. Eine intelligente Koordination der verfügbaren Ressourcen erfordert jedoch die Anwendung komplexer Planungsinstrumente, und nur eine zentrale Planungseinheit, z. B. ein Energiedienstleister oder die Energiegemeinschaft selbst, kann diese Aufgabe erfüllen. Da zentral geplante Entscheidungen mit den Entscheidungen eines eigennützig agierenden Gemeinschaftsmitglieds in Konflikt geraten können, können hier Interessenskonflikte entstehen. Um zentral geplante Entscheidungen aus individueller Sicht attraktiv zu gestalten, können Preismechanismen eingesetzt werden, um kollektive und individuelle Interessen in Einklang zu bringen.

## 2 Preismechanismus

Empirische Untersuchungen zeigen, dass die Reaktion von Verbraucher:innen auf Preisänderungen, also die Preiselastizität der Nachfrage (siehe [1]), in der Vergangenheit kurzfristig unelastisch war, während langfristig eine elastischere Reaktion erkennbar war [2]. Dieses Ergebnis lässt sich zu einem gewissen Grad auf fehlende bzw. stark verspätete und gemittelte Preissignale in gängigen Haushalts-Stromtarifen zurückführen. In den letzten Jahren haben Maßnahmen zur Nachfragesteuerung (Demand Side Management), also der Einsatz monetärer Anreize zur zeitlichen Verschiebung der Nachfrage, zunehmende Beachtung gefunden. Das Potential solcher Preismechanismen wird – gerade im Haushaltssektor – bei Weitem nicht ausgeschöpft [3]. In einer kürzlich in Österreich durchgeführten Umfrage gaben 5,2 % der Befragten an, einen dynamischen Stromtarif zu haben. Weitere 31,7 % führten an, dass sie bereit wären, in Zukunft auf einen solchen Vertrag zu wechseln [4]. Mit der zunehmenden Verbreitung von Smart-Home-Anwendungen und der vereinfachten Möglichkeit den Stromverbrauch zeitlich zu verschieben, ist zu erwarten, dass die Akzeptanz für zeitlich variable Tarife in Zukunft weiter zunehmen kann.

In diesem Kontext entwickeln wir ein Preismodell für EEGs, das auf zeitlich variablen Preisen beruht und somit Anreize für eine Verbrauchsanpassung schafft, die sich positiv auf die Gesamtbilanz der EEG auswirkt.

## 2.1 Dynamisches Preismodell

Im entworfenen Preismodell basieren die Preise auf der prognostizierten (negativen) Residuallast der EEG. Für jeden diskreten Zeitschritt  $t$  wird entweder ein Gleichgewicht, eine Unterdeckung oder eine Überproduktion für die Gemeinschaft prognostiziert. Wenn das erwartete Ungleichgewicht (= Summe der Produktion - Summe des Verbrauchs) relativ klein ist, sind keine starken Preissignale erforderlich - insbesondere unter Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten. Wird hingegen ein hohes Ungleichgewicht für die Gemeinschaft prognostiziert, kann eine deutliche Preiserhöhung oder -senkung eingesetzt werden, um den gewünschten Rückgang bzw. Anstieg der Nachfrage zu signalisieren und das tatsächlich realisierte Ungleichgewicht zu minimieren.

Auf Basis dieser Überlegung wurde eine logarithmische Preisfunktion für das Ungleichgewicht  $x$  entworfen, die durch die Steigung  $a$  und drei parametrisierte Punkte definiert ist:  $P1 = (-C, \bar{M})$ ,  $P2 = (0, m)$  und  $P3 = (C, \underline{M})$ .  $P1$  beschreibt eine Situation mit maximaler Unterdeckung ( $x = -C$  kWh). In einem solchen Fall wird der von der Gemeinschaft festgelegte Höchstpreis  $\bar{M}$  erreicht.  $P2$  stellt eine Situation mit ausgeglichener Balance dar ( $x = 0$  kWh), die zu einem Referenzpreis  $m$  führt.  $P3$  beschreibt eine Situation mit maximalem Überschuss ( $x = C$  kWh) und führt zum minimalen Strompreis  $\underline{M}$ . Alle preisbezogenen Parameter können in der Gemeinschaft frei vereinbart werden. Der Parameter  $C$ , der die maximale Unterdeckung bzw. Überproduktion in einem diskreten Zeitschritt darstellt, bestimmt den Definitionsbereich der Funktion. Beim Setzen dieses Parameters muss sichergestellt werden, dass dieser die prognostizierte Unterdeckung bzw. Überproduktion der Gemeinschaft zu jedem Zeitpunkt eines Jahres abdecken kann. Eine logarithmische Funktion, die alle oben genannten Punkte schneidet, kann folgendermaßen beschrieben werden:

$$f(x) = a * \ln\left(\frac{C - bx}{C + bx}\right) + m \quad \text{mit } b = \begin{cases} \frac{\exp\left(\frac{\bar{M} - m}{a}\right) - 1}{\exp\left(\frac{\bar{M} - m}{a}\right) + 1} & \text{wenn } x \leq 0 \\ \frac{\exp\left(\frac{m - \underline{M}}{a}\right) - 1}{\exp\left(\frac{m - \underline{M}}{a}\right) + 1} & \text{wenn } x > 0 \end{cases} \quad (1)$$

Um asymmetrische Preise zu erlauben, d. h. unterschiedliche Preisspannen zwischen (i) Maximalpreis und Referenzpreis und (ii) Minimalpreis und Referenzpreis, wird zur Definition des zweiten Steigungsparameters  $b$  eine Differenzierung zwischen negativen und streng positiven Prognosen für  $x$  vorgenommen. Besteht eine Tendenz zu höherer Unter- bzw. Überproduktion, kann eine zusätzliche Differenzierung für den Parameter  $C$  vorgenommen werden (maximale Unterdeckung  $-C$  if  $x \leq 0$  und maximaler Überschuss  $\bar{C}$  if  $x > 0$ ). Aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit wird die letztgenannte Differenzierung in Formel (1) nicht dargestellt. Eine grafische Abbildung eines Standard-Fixpreistarifs (Tarif 1) und der beschriebenen Preisfunktion mit verschiedenen Steigungsparametern (Tarife 2, 3 und 4) ist in Abbildung 1 dargestellt.

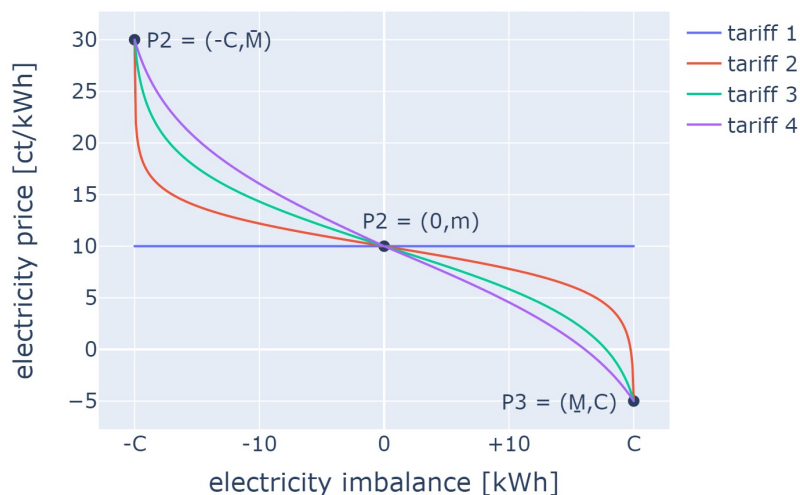


Abbildung 1: Logarithmische Preisfunktion für einen dynamischen Gemeinschafts-Strompreis

## 2.2 Anforderungen an die Preisgestaltung

Abgesehen von der Entlastung bei Netzgebühren und Steuern und Abgaben sowie der Vorgabe, dass die Gewinnerzielung nicht der Hauptzweck einer EEG sein darf, gibt es keine gesetzlichen Anforderungen an die Preisgestaltung innerhalb einer EEG. Die österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften führt auf ihrer Webseite jedoch Leitfragen auf, die bei der Festlegung der Preispolitik in Energiegemeinschaften berücksichtigt werden sollten:<sup>1</sup>

- Wie hoch sind die laufenden Kosten der EEG?
- Für welchen Zeitraum soll der Preis festgelegt werden?
- Was bedeutet Preisstabilität für die Mitglieder der EEG?
- Wer soll in die Preisgestaltung einbezogen werden?
- Sollen unterschiedliche Tarife innerhalb der EEG angeboten werden?
- Wie können attraktive Konditionen für Konsument:innen und Produzent:innen gestaltet werden?
- Wie kann ein fairer Preis festgelegt und an die Mitglieder der EEG kommuniziert werden?

In den folgenden Abschnitten möchten wir mit Bezug auf das oben skizzierte dynamische Preismodell näher auf diese Fragen eingehen. Für die Abdeckung der laufenden Verwaltungskosten kann eine kleine monatliche oder jährliche Pauschale eingehoben werden. Im Hinblick auf den zeitlichen Horizont sowie Fragen der zeitlichen Stabilität schlagen wir vor, die Parameter der Preisfunktion einmal zu vereinbaren und für einen längeren Zeitraum (z.B. ein Jahr) beizubehalten. Mit frei konfigurierbaren Minimal-, Referenz- und Maximalpreisen kann die Preisspanne für Transaktionen innerhalb der Gemeinschaft beliebig nach den Präferenzen der Mitglieder gesetzt werden. In Übereinstimmung mit der zeitlichen Auflösung der Smart-Meter-Daten schlagen wir vor, dass die Prognosen der Unter- bzw. Überproduktion und die daraus abgeleiteten Preise für jedes 15-Minuten-Intervall erstellt werden. Der daraus entstehende Preisvektor für einen Tag sollte jedoch nur 1x pro Tag aktualisiert und übermittelt

<sup>1</sup> <https://energiegemeinschaften.gv.at/3-interne-vereinbarungen/>

werden, um sicherzustellen, dass die Teilnehmer:innen ihre Entscheidungen auf Grundlage stabiler Day-ahead-Preise treffen können. Darüber hinaus kann die zeitliche Auflösung von 15 Minuten auf eine Stunde ausgeweitet werden, wiewohl dies die Lenkungswirkung der Preissignale während Spitzenzeiten verringern könnte.

Um die Teilnahme an EEGs sowohl für Konsument:innen als auch für Produzent:innen attraktiv zu gestalten, schlagen wir vor, für jeden diskreten Zeitschritt die gleichen Verkaufs- und Einkaufspreise zu setzen (mit einem optionalen konstanten Aufschlag auf die Preisfunktion für Einkaufspreise). Es liegt auf der Hand, dass das entworfene Preismodell besonders für Mitglieder mit großen Flexibilitäten vorteilhaft ist. Produzent:innen mit PV-Anlage aber ohne Speicher können den verfügbaren Überschuss in Zeiten hoher Produktion (positives Ungleichgewicht) ohne Speicher nicht reduzieren, um ihn in Zeiten der Unterdeckung (negatives Ungleichgewicht) zur Verfügung zu stellen. Um allen Produzent:innen, auch jenen ohne Speichersysteme, gerecht zu werden und um weitere Investitionen zu fördern, können die Stromgestehungskosten<sup>2</sup> als Orientierung für den Mindestverkaufspreis in der Gemeinschaft herangezogen werden. Um aus Konsument:innen-Sicht Anreize für die Teilnahme an EEGs zu schaffen, sollte der durchschnittlich erzielbare Einkaufspreis für Verbraucher:innen unter den Einkaufspreisen externer Stromanbieter liegen.

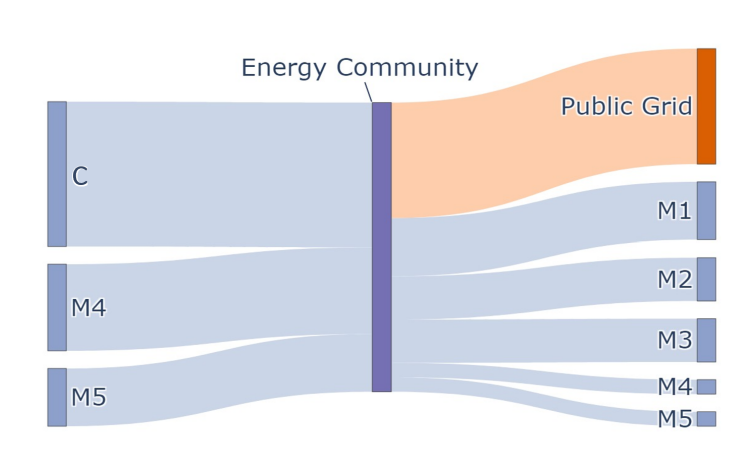


Abbildung 2: (Finanzielle) Stromflüsse aus Sicht der Energiegemeinschaft

Aus Sicht der Gemeinschaft entstehen Kosten für jede kWh Überschussstrom der produzierenden Mitglieder, die in der Gemeinschaft verwertet werden können (Kosten = Verkaufspreis \* kWh konsumierter Überschuss). Im selben Zeitschritt entstehen Erlöse durch die Rückverteilung dieser Strommengen an konsumierende Mitglieder. Ist die Gemeinschaft im Besitz einer eigenen PV-Anlage, entsteht ein zusätzlicher Erlös durch die Abgabe der nicht konsumierten Strommenge an das öffentliche Netz (Erlöse = Einkaufspreis \* kWh Eigenverbrauch + Einspeisepreis \* kWh Netzverkauf). Die Aufteilung der Strommengen an die einzelnen Mitglieder ergibt sich aus dem gewählten Verteilungsschlüssel. Ein anschauliches Beispiel der (finanziellen) Stromflüsse ist in Abbildung 2 dargestellt.

---

<sup>2</sup> Stromgestehungskosten (engl. LCOE) beziehen sich auf die Summe aller abgezinsten Kosten für die Erzeugungsanlage, geteilt durch die gesamte erwartete Stromerzeugung im Laufe der Lebensdauer.

Ergibt sich für die Gemeinschaft ein finanzielles Plus, kann dieses zur Deckung der Verwaltungskosten (anstelle eines Pauschalbetrags), für Sondertarifmodelle für vulnerable Gruppen<sup>3</sup> oder für gemeinschaftliche Investitionen herangezogen werden.

### **3 Evaluierung des Preismodells**

In diesem Kapitel werden die Details zur Testumgebung, die zur vorläufigen Bewertung des vorgestellten Preismechanismus herangezogen wurde, beschrieben. Die analysierte Gemeinschaft besteht aus 10 Mitgliedern, mit 3 Prosumer-Haushalten mit PV-Anlagen, einem landwirtschaftlichen Betrieb mit einer verhältnismäßig größeren PV-Anlage, einem kleinen Betrieb mit einer größeren, zeitlich flexiblen Last und 5 reinen Verbraucherhaushalten, von welchen 2 kleinere verschiebbare Verbraucher zur Verfügung haben (Geschirrspüler + Waschmaschine). Eine ähnliche Konfiguration wurde bereits in einem früheren Konferenzbeitrag verwendet, Einzelheiten sind in [5] zu finden. Der untersuchte Zeithorizont ist die erste Woche des 2. Quartals 2023. Für diesen Zeitraum sind reale historische Wettervorhersagen (alle 6 Stunden aktualisiert) sowie tatsächliche Wetterereignisse für den Standort Graz verfügbar.

#### **3.1 Benchmark: Das systemweite Optimum**

Um das volle Potential der Gemeinschaft zu bestimmen, wurde ein zentrales Optimierungsmodell (gemischt-ganzzahliges lineares Programm) entwickelt. Das Modell nimmt eine beliebige Gemeinschaftskonfiguration sowie kurzfristige Prognosen von Produktions- und Verbrauchsprofilen als Input und berechnet mithilfe einer kollektiven Zielfunktion (Minimierung der in das öffentliche Netz eingespeisten und bezogenen Strommengen) optimale Entscheidungen für alle Mitglieder. Um Unsicherheiten miteinzubeziehen und Abweichungen von den prognostizierten Werten abzubilden, wurde das Optimierungsmodell in ein größeres Simulationsmodell eingebettet. In jedem diskreten Zeitschritt erhält das Optimierungsmodell vom Simulationsmodell die neuesten verfügbaren Prognosen sowie Informationen über den aktuellen Zustand der Gemeinschaft. Anhand dieser Inputs wird das Optimierungsmodell über einen rollierenden Zeithorizont hinweg iterativ gelöst. Einzelheiten zu diesem Model-Predictive-Control inspirierten Bewertungsansatz sind in [5] beschrieben.

#### **3.2 Vergleich verschiedener Preismodelle**

Um die Entscheidungen in einer Gemeinschaft ohne zentralen Planungsmechanismus zu modellieren, arbeiten wir mit der Annahme der rationalen Entscheidungsfindung und stellen für jedes einzelne Mitglied ein unabhängiges Optimierungsmodell auf, das das eigene finanzielle Ergebnis optimiert. Im Hinblick auf den Anteil der in der Gemeinschaft verfügbaren Energie, der jedem Einzelnen zur Verfügung steht, führen wir die folgende Vereinfachung ein: Ein eigennützig agierendes Mitglied geht davon aus, dass die gesamte verfügbare Energiemenge (die sich aus dem dynamischen Strompreis ableiten lässt) zur individuellen

---

<sup>3</sup> Eine Übersicht zu Projekten über solidarische Energiegemeinschaften ist hier zu finden: <https://energiegemeinschaften.gv.at/solidarische-energiegemeinschaften/>

Nutzung zur Verfügung steht. Eine Zuteilung nach Verteilungsschlüssel könnte leicht erfolgen, wenn der statische Verteilungsschlüssel gewählt wird. Erfolgt die Energiezuteilung in der EEG jedoch nach dem dynamischen Aufteilungsschlüssel, der von der tatsächlichen Stromnachfrage in einem Zeitschritt abhängt und detaillierte Informationen erfordert, die auf Ebene einzelner Mitglieder kaum verfügbar sind, erscheint die Einführung solcher vereinfachender Annahmen legitim. Die möglichen Verbesserungen eines vollständigen (Prognose-)Informationsszenarios können in künftigen Arbeiten näher untersucht werden.

Da die Preisgestaltung in EEGs standardmäßig auf konstanten Preisen beruht, wollen wir die Ergebnisse des dynamischen Preismodells mit einer Testinstanz mit konstanten Gemeinschaftspreisen vergleichen: 15 ct/kWh Verkaufspreis, 15 ct/kWh Einkaufspreis, 2 ct/kWh Netzgebühren und 3,4 ct/kWh Steuern und Abgaben. Der Einkaufspreis für den Restbezug vom Stromlieferanten kann für jedes Mitglied individuell konfiguriert werden, wurde jedoch über alle Mitglieder hinweg auf insgesamt 35 ct/kWh gesetzt. Der Einspeisetarif für den an das öffentliche Netz verkauften Überschuss wurde auf 25 ct/kWh gesetzt. Um das dynamische Preismodell zu bewerten, haben wir drei verschiedene Steigungsparameter  $a$  für die logarithmische Preisfunktion getestet ( $a_1 = 2$ ,  $a_2 = 4$ ,  $a_3 = 6$ ). Der Maximalpreis  $\bar{M}$  wurde auf 40, der Referenzpreis  $m$  auf 30 und der Mindestpreis  $\underline{M}$  auf -5 gesetzt. Die Extremwerte für Unter- und Überproduktion wurden mit -2,5 und +7,8 kWh festgelegt. In der folgenden Analyse werden nur die mit Steigungsparameter  $a_1$  erzielten Ergebnisse dargestellt, da diese Konfiguration die besten Ergebnisse lieferte.

### 3.3 Vorläufige Ergebnisse

Für die Analyse der Ergebnisse wurden die Kennzahlen *self-supply* und *local-supply* (eigener und lokal verbrauchter Anteil der Produktion) sowie *self-sufficiency* und *local-sufficiency* (eigener und lokal produzierter Anteil des Verbrauchs) zur Bewertung herangezogen. Während sich diese Leistungsindikatoren in den 3 untersuchten Szenarien auf individueller Ebene kaum verändern (siehe Abbildung 4 für Mitglied M1 – M10), kann auf Gemeinschaftsebene eine geringfügige Verbesserung erzielt werden. Im egoistisch optimierten Szenario mit konstantem Preismodell liegt der *local-supply* bei 30%, die *local-sufficiency* bei 59%. Das volle Potential, dass durch das zentrale Optimierungsmodell ausgeschöpft werden kann, liegt bei der untersuchten Testinstanz bei jeweils 33 bzw. 60%. Mithilfe des dynamischen Preismodells kann ein *local-supply* von 32 und eine *local-sufficiency* von 60% erreicht werden.

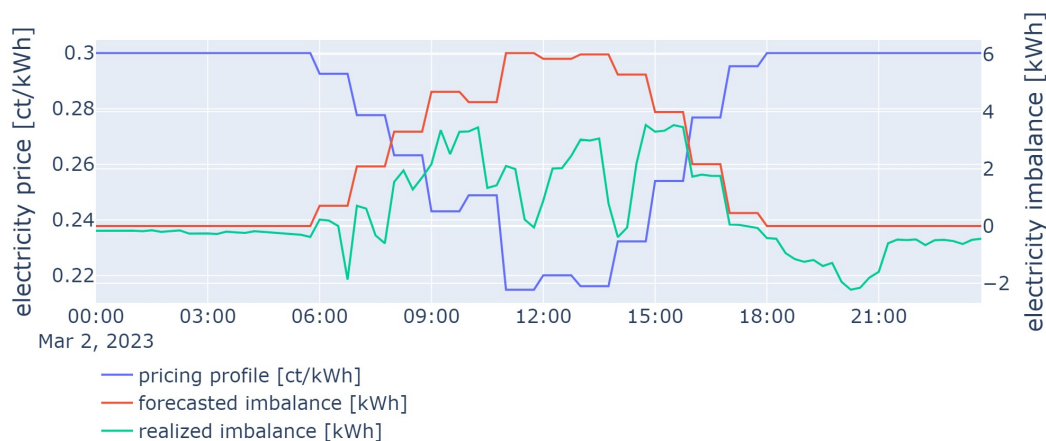


Abbildung 3: Preis-Entwicklung an einem repräsentativen Tag

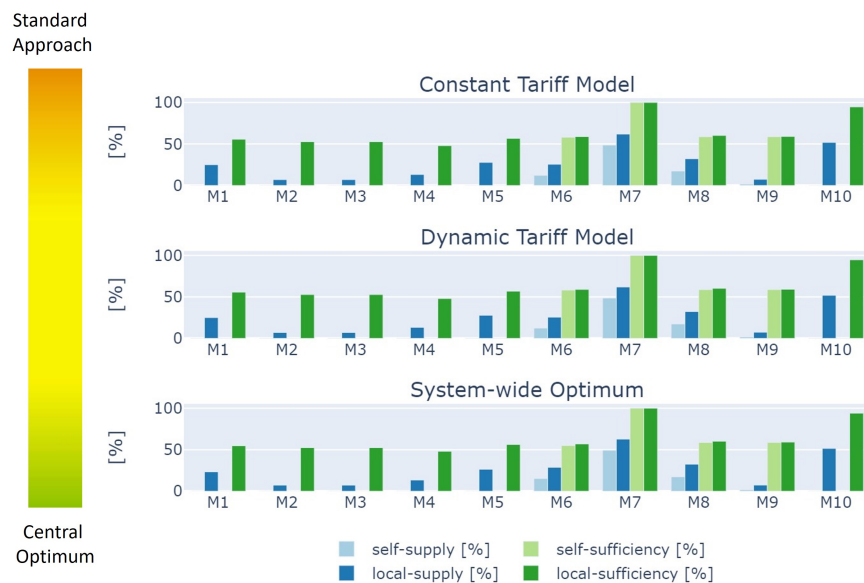


Abbildung 4: Vergleich der Leistungsindikatoren für Mitglieder M1 - M10 in 3 verschiedenen Szenarien: (a) egoistische Optimierung mit konstantem Preismodell, (b) egoistische Optimierung mit dynamischem Preismodell und (c) kollektive Optimierung aller extern ausgetauschter Strommengen

## 4 Diskussion und Ausblick

Diese erste Analyse zeigt, dass das entworfene dynamische Preismodell das Ergebnis der Gemeinschaft, gemessen am lokalen Eigenverbrauch und Autarkie-Grad, um 2 bzw. 1 Prozentpunkte im Vergleich zum Szenario mit konstantem Preis verbessern konnte. In Test-Instanzen mit mehr Flexibilitäten könnte ein deutlich größerer Effekt erzielt werden. Tiefergehende Analysen über einen längeren Zeithorizont und mit verschiedenen Gemeinschaftskonfigurationen werden in zukünftigen Arbeiten durchgeführt.

Zu den Nachteilen einer zeitlich variablen Preisstruktur mit situationsabhängigen Preisen zählt ein höheres Maß an wahrgenommener Unsicherheit, was die allgemeine Akzeptanz und die weite Verbreitung solcher Preismodelle beeinträchtigen kann. Entscheidende Merkmale in diesem Zusammenhang sind Transparenz bei der Preissetzung (Berechnungsmethode, Funktionsparameter, usw.) und eine leichte Zugänglichkeit der aktuellen Preissignale für verschiedenste Typen von Verbraucher:innen, einschließlich weniger technisch affinen Personen. Eine weitere potenzielle Herausforderung bei der Verwendung der entworfenen Preisfunktion liegt in einer Änderung des ursprünglichen Verhältnisses zwischen Erzeugung und Verbrauch. Da der Beitritt neuer Mitglieder oder zusätzliche Investitionen zu einer grundlegend anderen Gleichgewichtsstruktur führen können, kann eine unterjährige Änderung der Funktionsparameter erforderlich werden.

Zusammenfassend wurde gezeigt, dass in dem Szenario mit zentralem Optimierungsmodell die besten Ergebnisse erzielt werden konnten. Da ein zentral optimiertes System in der Praxis schwer umsetzbar ist, wurde ein Preismechanismus eingeführt, der darauf abzielt, die systemweit optimalen Entscheidungen auch für eigennützig agierende Mitglieder attraktiv zu gestalten. Der Preis dient dabei als Koordinationssignal für eine dezentral durchgeführte Entscheidungsfindung. Ein weiterer möglicher dezentraler Ansatz für eine höhere Systemeffizienz in EEGs ist der Einsatz von Reinforcement Learning für die automatisierte



Entscheidungsfindung bei einzelnen Mitgliedern unter Verwendung einer gemeinschaftlichen Belohnungsfunktion. Diese Idee wird in einer parallelen Studie untersucht.

## Referenzen

- [1] R.S. Pindyck and D. Rubinfeld: *Microeconomics*, 9<sup>th</sup> edition, Pearson, 2017.
- [2] T. Jin and J. Kim, "The elasticity of residential electricity demand and the rebound effect in 18 European Union countries", *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 17:1, 2022.
- [3] C. Eid, E. Koliou, M. Valles, J. Reneses, R. Hakvoort (2016): "Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps", *Utilities Policy, Volume 40*, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.04.001>.
- [4] Hampl, N. et al. (2024): Erneuerbare Energien in Österreich, WU Wien/Deloitte Österreich/Wien Energie, 2024.
- [5] N. Frieß, E. Feiner, U. Pferschy, J. Schauer and T. Strametz: „Optimization and Simulation for the Daily Operation of Renewable Energy Communities”, *Optimization in Green Sustainability and Ecological Transition, AIRO Springer Series 12*.