

Tägliche Optimierung der Mehrfachteilnahme in Energiegemeinschaften

Martin Emanuel Mayr¹, Guntram Pressmair¹, Jakob Papouschek¹, Ionela Knospe², Michael Bögl²

e7 GmbH, Hasengasse 12/2, 1100 Wien, +431907802618, martin.mayr@e-sieben.at
RISC Software GmbH, Softwarepark 32a, 4232 Hagenberg, ionela.knospe@risc-software.at

Kurzfassung:

Seit Jänner 2024 ist in Österreich die gleichzeitige Teilnahme von Zählpunkten an mehreren Energiegemeinschaften (ÖKEEG, 2026) möglich. Dadurch entsteht das Potenzial, lokal erzeugte Überschüsse besser zu verwerten und den Bezug von externen Energielieferanten zu reduzieren. Die Allokation von Bezugs- und Einspeisemengen erfolgt dabei über sogenannte Teilnahmefaktoren, welche den prozentualen Anteil eines Zählpunkts an einzelnen Energiegemeinschaften festlegen.

In diesem Beitrag wird ein Optimierungsansatz zur Bestimmung optimaler Teilnahmefaktoren vorgestellt. Die Lösung basiert auf nichtlinearer Optimierung mit dem Ziel, die Gesamtkosten der beteiligten Energiegemeinschaften zu minimieren. Dabei werden sowohl Erlöse aus Einspeisung innerhalb der Energiegemeinschaften als auch in das übergeordnete Netz berücksichtigt. Für den Strombezug und alternative Einspeiseoptionen werden vereinfachend einheitliche Kosten- und Tarifannahmen verwendet.

Der Ansatz wird anhand realer Messdaten zweier unabhängiger lokaler Energiegemeinschaften evaluiert, die über eine übergeordnete regionale Energiegemeinschaft gekoppelt sind. Eine Gemeinschaft ist durch Wasserkrafterzeugung geprägt, die andere durch einen hohen Anteil photovoltaischer Erzeugung.

Die Ergebnisse zeigen, dass die zusätzliche Teilnahme an einer weiteren Energiegemeinschaft bei optimierter täglicher Anpassung der Teilnahmefaktoren die Gesamtkosten (Gesamte Kosten für Strom, abzüglich Gewinns für Verkauf in der EEG und Einspeisung) um 18 % senkt. Ein Vergleich mit fixen Teilnahmefaktoren über den gesamten Betrachtungszeitraum zeigt, dass bereits eine konstante Einstellung über einen Zeitraum von 10 Tagen signifikante Kostenvorteile von 17 % ermöglicht.

Der Mehrwert ist dabei auf Verbraucher und Erzeuger aufgeteilt, wobei das Wasserkraftwerk seinen Ertrag von 3% und alle Verbraucher einen Ertrag von durchschnittlich 5% generieren.

In nächsten Schritten werden weitere Szenarien berechnet und eine Analyse über den Jahresverlauf durchgeführt. Die Resultate unterstreichen das wirtschaftliche Potenzial einer optimierten Mehrfachteilnahme in Energiegemeinschaften.

Keywords: Energiegemeinschaften, Teilnahmefaktor, Genetischer Algorithmus, Nichtlineare Optimierung, Wasserkraft, Eigenverbrauch

1 Einführung

In Österreich besteht seit der Umsetzung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) sowie der Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) im Jahr 2021 eine rechtliche Grundlage für die Gründung und den Betrieb von Erneuerbaren Energiegemeinschaften (EEGs) und Bürgerenergiegemeinschaften (BEGs). Inzwischen sind in Österreich rund 6.500 Energiegemeinschaften unterschiedlicher Ausprägung, sowie etwa 5000 Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (GEAs), registriert (Stand 01/2025) (Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, 2025). Die innerhalb von Energiegemeinschaften gehandelten Energiemengen werden dabei nachträglich, auf Basis der gemessenen Erzeugungs- und Verbrauchswerte der teilnehmenden Zählpunkte, viertelstundengenau zwischen den Teilnehmern verrechnet.

Abhängig von der netztopologischen Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie von Anzahl und Ebene der gemeinsam genutzten Netzkomponenten werden für diese Energiemengen reduzierte Netznutzungsentgelte angesetzt. In Kombination mit den niedrigen Gesteungskosten photovoltaischer Stromerzeugung (4,5-12 Cent/kWh) (Kost, Müller, Sepúlveda Schweiger, Fluri, & Thomsen, 2024) ergeben sich dadurch für den Strombezug innerhalb von Energiegemeinschaften signifikant reduzierte Gesamtkosten.

Vor diesem Hintergrund zielt das Projekt Smart Charging Communities (SmaChaCo) darauf ab, Teilnehmern von Energiegemeinschaften eine automatisierte, gemeinschaftsoptimierte Ladung von Elektrofahrzeugen zu ermöglichen. (Mehr Informationen unter: https://www.e-sieben.at/de/projekte/24075_SmartChargingCommunity.php) Durch eine möglichst hohe Nutzung von Strom aus Energiegemeinschaften und GEAs sollen einerseits die Strombezugskosten der Verbraucher gesenkt und andererseits die Erlöse der Erzeuger erhöht werden, wodurch insgesamt die Wirtschaftlichkeit und Attraktivität von Investitionen in erneuerbare Energieerzeugung gesteigert wird. (Fischer, Haas, Ajanovic, & Radosits, 2024)

Darüber hinaus kann eine zeitlich koordinierte Ladung von Elektrofahrzeugen während gemeinschaftlicher Erzeugungsüberschüsse zu einer Entlastung des Verteilnetzes beitragen. (E.ON, 2025) (Mayr, 2022) Insbesondere bei Energiegemeinschaften mit hohem photovoltaischem Erzeugungsanteil fallen Überschüsse typischerweise während der Tagesstunden an, in denen die Netzauslastung im Vergleich zu den Abendstunden häufig geringer ist. (Anisie, et al., 2019) Durch die Verschiebung zusätzlicher Lasten in diese Zeiträume kann die Nutzung übergeordneter Netzebenen reduziert werden. Dieser Effekt ist abhängig von der jeweiligen Erzeugungsstruktur der Energiegemeinschaft und lässt sich nicht pauschal verallgemeinern, da auch andere Erzeugungstechnologien wie Wasser- oder Windkraft abweichende zeitliche Profile aufweisen können. Die Einführung dynamischer Netztarife, welche die aktuelle oder prognostizierte Netzauslastung kostenwirksam berücksichtigen, würde es ermöglichen, netzbezogene Preissignale direkt in die Optimierungsfunktion der Ladesteuerung einzubeziehen.

Seit dem Jahr 2024 ist es darüber hinaus möglich, dass ein einzelner Zählpunkt gleichzeitig an mehreren (ÖKEEG, 2026). Dadurch eröffnen sich zusätzliche Möglichkeiten für den Bezug von Strom aus unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen. Besonders relevant ist dies für Konstellationen mit komplementären Verbrauchs- und Erzeugungsprofilen sowie für Teilnehmer, die parallel an lokalen Energiegemeinschaften (z.B. Gemeinschaftliche

Erzeugungsanlagen oder lokale EEGs) und an weiter entfernten Energiegemeinschaften (z. B. regionale EEGs oder Bürgerenergiegemeinschaften) beteiligt sind. Ein typisches Beispiel stellen Kleinwasserkraftwerke dar, die für viele Teilnehmer lokaler Energiegemeinschaften nicht direkt verfügbar sind, deren Erzeugung jedoch über Bürgerenergiegemeinschaften zusätzlich bereitgestellt werden kann. (Kleinwasserkraft Österreich, 2026) Die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit einer Mehrfachteilnahme ist jedoch fallabhängig und wird maßgeblich durch das verfügbare Energieangebot sowie durch die jeweiligen Bezugskosten, bestehend aus Arbeitspreisen und Netznutzungsentgelten, bestimmt. In der Praxis werden Teilnahmefaktoren derzeit noch wenig verwendet oder als fixe, langfristige Parameter festgelegt, die sich an einem jahresbezogenen Kostenoptimum orientieren. Grundsätzlich ist jedoch eine tägliche Anpassung der Teilnahmefaktoren zulässig, wodurch zusätzliche Kostensenkungspotenziale erschlossen werden könnten, allerdings unter erhöhtem technischem und organisatorischem Aufwand.

Im Rahmen des Projekts SmaChaCo wird gemeinsam mit Kooperationspartnern ein Optimierungsalgorithmus entwickelt, der es teilnehmenden Zählpunkten ermöglicht, ihre Teilnahmefaktoren auf Basis von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen automatisiert und tagesaktuell anzupassen. Ziel der Forschung ist es, diese optimierten Teilnahmefaktoren und Prognosen gezielt für eine kostenoptimierte Ladung von Elektrofahrzeugen innerhalb von Energiegemeinschaften nutzbar zu machen.

Der Fokus dieses Beitrags liegt auf der Entwicklung und Evaluation eines Optimierungsansatzes zur kostenminimalen Ausgestaltung der Mehrfachteilnahme von Zählpunkten an Energiegemeinschaften

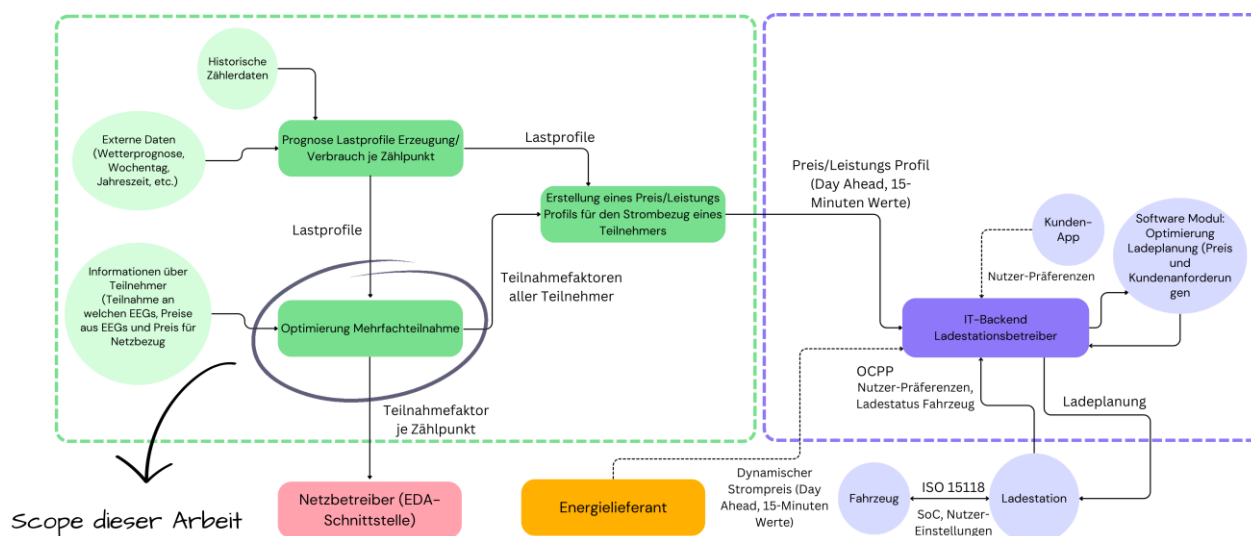


Abbildung 1 Vereinfachtes Systemdesign des Forschungsprojektes SmaChaCo

2 Methodik

Es wurden anonymisierte 15-Minuten Zählerdaten von zwei Energiegemeinschaften erhoben. Die Datensätze decken einen ähnlichen Zeitraum ab, wurden jedoch aufgrund begrenzter Datenverfügbarkeit für die Simulation adaptiert. Die Daten EEG2 umfasste ursprünglich nur 10 Tage und wurde für 28 Tage kopiert und zeitlich synchronisiert.

EEG1 umfasst 44 Zählpunkte, wobei nur geringe PV-Erzeugung und ein einzelnes Wasserkraftwerk vorhanden sind. EEG2 umfasst 50 Zählpunkte, mit zwei großen PV-Anlagen und mehreren kleineren.

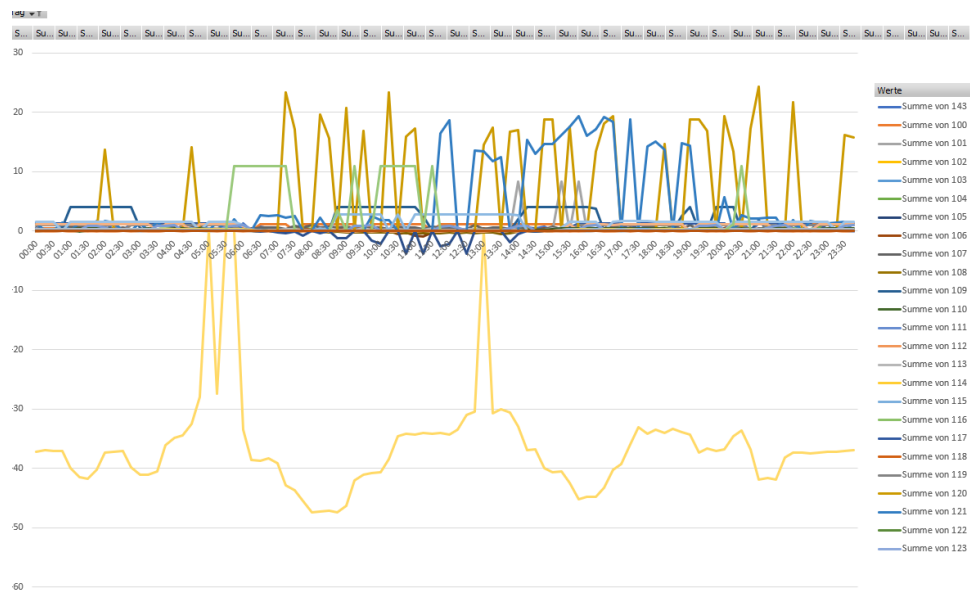


Abbildung 2 Stichprobe EEG1, Lastverlauf über 24h (In Gelb, negativ ist das Wasserkraftwerk)

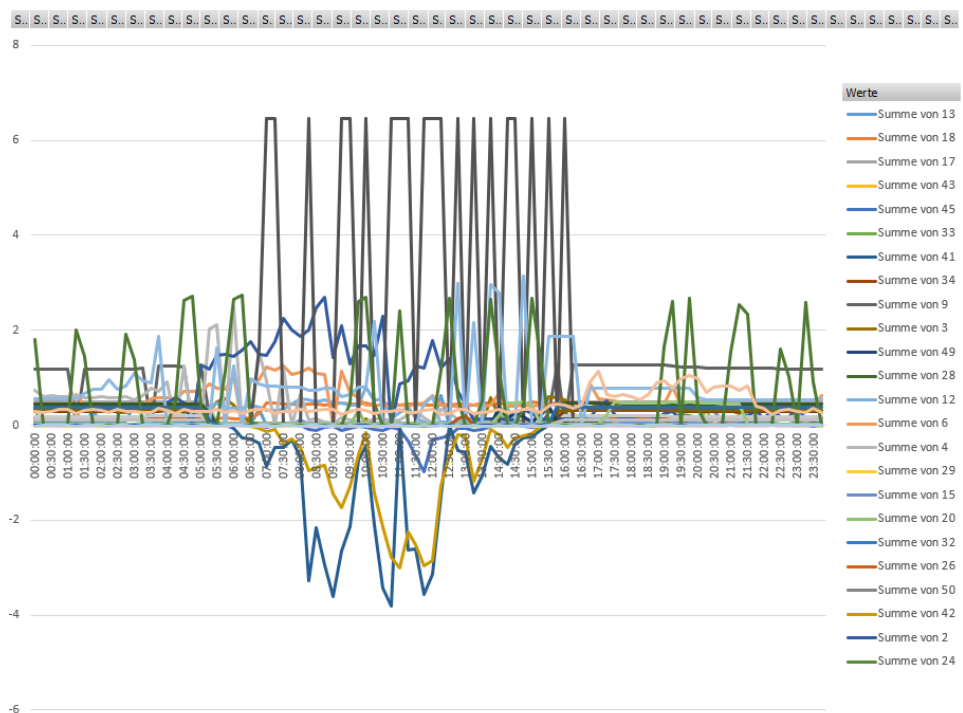



Abbildung 3 Stichprobe EEG2, Lastverlauf über 24h

Die Datensätze wurden für den Import in die Optimierungs-Umgebung einheitlich formatiert nach:

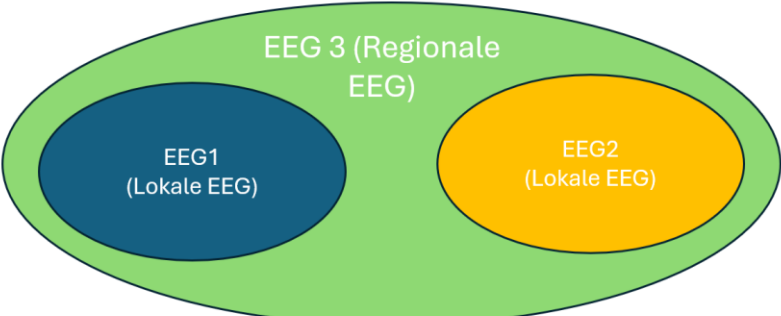
Zeitstempel, Teilnehmer Nr., Energieverbrauch/Einspeisung in diesem 15-Minuten Schritt (Bereits Verbrauch minus Erzeugung summiert), Teilnahme an welchen Energiegemeinschaften (0/1)

2.1 Szenarien



Preise	Einkauf	Verkauf	Einheit
EEG1 (Lokal)	0,146	0,08	€/kWh
EEG2 (Lokal)	0,146	0,08	€/kWh
	Bezugstarif	Einspeisetarif	
Externer Stromlieferant	0,246	0,06	€/kWh

Abbildung 4 Szenario 1 mit angenommenen Preisen



Preise	Einkauf	Verkauf	Einheit
EEG1 (Lokal)	0,146	0,08	€/kWh
EEG2 (Lokal)	0,146	0,08	€/kWh
EEG3 (Regional)	0,176	0,08	€/kWh
	Bezugstarif	Einspeisetarif	
Externer Stromlieferant	0,246	0,06	€/kWh

Abbildung 5 Szenario 2 mit angenommenen Preisen

Es wurde angenommen, dass die beiden Lokalen EEG, über eine übergeordnete Regionale EEG verbunden werden. Vereinfacht wurden einheitliche Strombezugs- und Einspeisetarife festgelegt.

Bezug in L-EEG	14,6 Cent/kWh (Inkl. Netzgebühren)
Bezug in R-EEG	17,6 Cent/kWh (Inkl. Netzgebühren)
Bezug von Stromlieferant	24,6 Cent/kWh (Inkl. Netzgebühren)
Einspeisung in L-EEG oder R-EEG	8 Cent/kWh (exkl. Netzgebühren)
Einspeisung in Netz	6 Cent/kWh (exkl. Netzgebühren)

Zugrundeliegende Annahmen:

Durchschnittliche Netzentgelte (3000kWh, 4kW, 0,7Cent NVE, NE7)	~10,6 Cent/kWh
Netzentgelte Strombezug R-EEG	~7,64 Cent/kWh
Netzentgelte Strombezug L-EEG	~4,56 Cent/kWh

Der Bezug von Strom aus den Energiegemeinschaften ist in diesem Fall jedenfalls attraktiver als der Netzbezug. Umgekehrt ist die Einspeisung in Energiegemeinschaften immer attraktiver als die Einspeisung in das Stromnetz zu einem Einspeisetarif.

Das erste Szenario wurde als Referenz-Szenario, ohne Teilnahmefaktoren, konstruiert. Das Ziel der Optimierung war nun, die Gesamtkosten innerhalb der Energiegemeinschaft zu minimieren. Dazu sollte der tägliche Teilnahmefaktor für alle Teilnehmer optimal eingestellt werden. Als zweite Betrachtung, wurde angenommen, der Teilnahmefaktor könne nur einmal für den gesamten Zeitraum von 28 Tagen fix eingestellt werden.

Für die Optimierung der Teilnahmefaktoren wurde ein formales Modell entwickelt und anhand von zwei unterschiedlichen Optimierungsverfahren umgesetzt. Anschließend wurden die vorgestellten Szenarien anhand des gegebenen Datensatzes mit beiden Ansätzen optimiert.

2.2 Mathematische Formulierung des Optimierungsproblems

2.2.1 Problemstellung und Notation

Das entwickelte Modell beschreibt den kurzfristigen Energieaustausch innerhalb von Energiegemeinschaften (Energy Communities, ECs) mit mehreren Akteuren über diskrete Zeitschritte (15-Minuten-Intervalle).

Ziel ist es, die Gesamtkosten der Energieversorgung aller Akteure zu minimieren, wobei lokale Energieerzeugung, gemeinschaftlicher Handel und Interaktion mit dem externen Stromnetz simultan berücksichtigt werden. Da nicht alle Akteure an jeder Energiegemeinschaft teilnehmen, definieren wir die Menge $M_{(ec)}$ als Teilmenge aller Akteure A , die der spezifischen Gemeinschaft ec zugeordnet sind.

Tabelle 1: Nomenklatur Tabelle

Symbol	Typ	Beschreibung	Einheit / Menge
Sets (Mengen)			
$t \in \mathcal{T}$	Index	Zeitschritte (Viertelstunden)	$\{1, \dots, 96\}$
$a \in \mathcal{A}$	Index	Akteure (Haushalte, Gewerbe)	$\{1, \dots, A\}$
$ec \in \mathcal{EC}$	Index	Energiegemeinschaften	$\{1, \dots, E\}$
\mathcal{M}_{ec}	Set	Mapping: Menge der Akteure in Community	$\subseteq \mathcal{A}$
Parameter			
$c_{t,a}$	Param	Elektrische Last (Consumption)	kWh
$g_{t,a}$	Param	PV-Erzeugung (Generation)	kWh
p_{ec}^B / p_{ec}^S	Param	Interner Strompreis (Kauf / Verkauf)	€/kWh
p_a^{sup} / p_a^{fi}	Param	Netzbezugspreis / Einspeisevergütung	€/kWh
p^{ser}	Scalar	Servicegebühr der Plattform	€/kWh
ϵ	Scalar	Regularisierungsterm (kleine Konstante)	-
Variablen			
$B_{t,a,ec}$	Var	Energiemenge: Bezug aus Community	kWh
$S_{t,a,ec}$	Var	Energiemenge: Verkauf an Community	kWh
$SUP_{t,a}$	Var	Energiemenge: Netzbezug	kWh
$FI_{t,a}$	Var	Energiemenge: Netzeinspeisung	kWh
$PF_{a,ec}^c$	Var	Partizipationsfaktor Verbrauch	[0,1]
$PF_{a,ec}^g$	Var	Partizipationsfaktor Erzeugung	[0,1]
Z	Var	Gesamtkosten (Zielfunktion)	€

2.2.2 Zielfunktion

Die Zielfunktion minimiert die gesamten Systemkosten. Diese setzen sich zusammen aus den Salden des internen Handels, den Kosten für den Netzbezug abzüglich der Einspeisevergütung sowie den Servicegebühren für den Peer-to-Peer Austausch.

$$\min Z = \sum_{t,a,ec} (B_{t,a,ec} \cdot p_{ec}^B - S_{t,a,ec} \cdot p_{ec}^S) + \sum_{t,a} (SUP_{t,a} \cdot p_a^{sup} - FI_{t,a} \cdot p_a^{fi}) + \sum_{t,a,ec} (S_{t,a,ec} \cdot p^{ser})$$

2.2.3 Nebenbedingungen

Energiebilanz (Energy Balance): Für jeden Akteur und jeden Zeitschritt muss das Gleichgewicht zwischen Aufkommen (Erzeugung, Einkauf, Netzbezug) und Verwendung (Verbrauch, Verkauf, Einspeisung) gewahrt sein.

$$g_{t,a} + \sum_{ec \in \mathcal{M}_a} B_{t,a,ec} + SUP_{t,a} = c_{t,a} + \sum_{ec \in \mathcal{M}_a} S_{t,a,ec} + FI_{t,a} \quad \forall t, a$$

Markt-Clearing (Community Balance): Innerhalb einer Energiegemeinschaft muss die Summe der verkauften Energie der Summe der gekauften Energie entsprechen.

$$\sum_{a \in \mathcal{M}_{ec}} B_{t,a,ec} = \sum_{a \in \mathcal{M}_{ec}} S_{t,a,ec} \quad \forall t, ec$$

Dynamische Zuteilungsregeln (Allocation Rules): Die Menge, die ein Akteur innerhalb der jeweiligen EC kaufen (B) oder verkaufen (S) darf, wird durch seinen Anteil am Gesamtverbrauch bzw. der Gesamterzeugung der Community bestimmt, gewichtet mit den optimierbaren Partizipationsfaktoren (Teilnahmefaktoren). Dies entspricht in der Praxis dem dynamischen Aufteilungsschlüssel des Netzbetreibers. Um Divisionen durch Null zu vermeiden, wird im Nenner, die in der Gleichung beschriebene Maximumfunktion verwendet. Dabei sorgt ein kleines ϵ (0,001) dafür, dass eine Division durch 0 vermieden wird. Diese Gleichungen stellen also sicher, dass

- Interne Käufe proportional zum individuellen Verbrauch erfolgen
- Interne Verkäufe proportional zur individuellen Erzeugung erfolgen

Zuteilung für den Bezug (Buying):

$$B_{t,a,ec} \leq c_{t,a} \cdot PF_{a,ec}^c \cdot \frac{\sum_{a' \in \mathcal{M}_{ec}} (g_{t,a'} \cdot PF_{a',ec}^g)}{\max(\sum_{a' \in \mathcal{M}_{ec}} (c_{t,a'} \cdot PF_{a',ec}^c), \epsilon)}$$

Zuteilung für den Verkauf (Selling):

$$S_{t,a,ec} \leq g_{t,a} \cdot PF_{a,ec}^g \cdot \frac{\sum_{a' \in \mathcal{M}_{ec}} (c_{t,a'} \cdot PF_{a',ec}^c)}{\max(\sum_{a' \in \mathcal{M}_{ec}} (g_{t,a'} \cdot PF_{a',ec}^g), \epsilon)}$$

Partizipationsgrenzen: Die Summe der Partizipationsfaktoren eines Akteurs darf 1 (100%) nicht überschreiten.

$$\sum_{ec} PF_{a,ec}^c \leq 1, \quad \sum_{ec} PF_{a,ec}^g \leq 1 \quad \forall a$$

2.3 Workflow GAMS

Das Modell wurde in die mathematische Software GAMS (General algebraic modeling system) implementiert und mittels des Solvers IPOPT gelöst.

Im Workflow mit Gams wurde die Aufgabenstellung als DNLP (Discontinuous Non-Linear Programming) Problem formuliert, da die Zuteilungsregeln (Allocation Rules) von den Entscheidungsvariablen abhängige Divisoren beinhalten.

2.4 Workflow Genetischer Algorithmus

Der zweite Lösungsansatz für das betrachtete Optimierungsproblem basiert auf einem genetischen Algorithmus. Genetische Algorithmen werden häufig zur Lösung diskreter nichtlinearer Optimierungsprobleme eingesetzt, da sie erlauben qualitativ hochwertige Lösungen in angemessener Rechenzeit zu bestimmen. In dieser Arbeit wurde der Genetische Algorithmus (GA) aus der Optimierungsbibliothek pymoo eingesetzt, eine Open-Source-Bibliothek in Python, die evolutionäre Algorithmen für single- und multiobjective Optimierungsprobleme bereitstellt. (Blank & Deb, 2020)

Die Entscheidungsvariablen sind die Teilnahmefaktoren eines Zählpunktes in den teilnehmenden Energiegemeinschaften: $PF_{a,ec}^c$ und $PF_{a,ec}^g$, mit den Werten 0 und 1 als Grenzen. Die erforderlichen Nebenbedingungen sind die Partizipationsgrenzen jedes Akteurs. Die folgende Parametrisierung der Entscheidungsvariablen wurde verwendet, die sicherstellt, dass sie die Nebenbedingungen erfüllen: z.B. für einen Verbraucher a in Energiegemeinschaften $ec1$ und $ec2$: $PF_{a,ec1}^c = x_i$ und $PF_{a,ec2}^c = (1 - x_i) x_{i+1}$, mit $0 \leq x_i \leq 1, 0 \leq x_{i+1} \leq 1$. Der Algorithmus erzeugt eine initiale Population von Individuen bzw. Lösungen, wobei jede Lösung einen vollständigen Vektor von Entscheidungsvariablen darstellt. Für jede erzeugte Lösung erfolgt die Fitnessbewertung, in der die Energiemengen $B_{t,a,ec}$, $S_{t,a,ec}$, $SUP_{t,a}$ und $FI_{t,a}$, und anschließend die Gesamtkosten Z berechnet werden. Die Berechnungen für $B_{t,a,ec}$ und $S_{t,a,ec}$ erfolgen gemäß Gleichungen in den Formeln der Zuteilung für den Bezug und für den Verkauf. $SUP_{t,a}$ und $FI_{t,a}$ repräsentieren die gegebenenfalls verbleibenden Energiemengen bis zur jeweiligen Nachfrage $c_{t,a}$ und Erzeugung $g_{t,a}$.

Der genetische Algorithmus wurde mit einer Populationsgröße von `pop_size = 100` und – mit Ausnahme der Mutation – mit den Standardeinstellungen von GA/pymoo ausgeführt. Die Mutation wurde mittels `PolynomialMutation(prob=0,8 ; eta=5)` verwendet, wodurch ein großer Anteil der Individuen mutiert wird und vergleichsweise große Variationsschritte zugelassen werden. Zusätzlich wurde der Parameter `eliminate_duplicates` auf `True` gesetzt, damit jedes

Individuum höchstens einmal in der Population vorkommt. Auf diese Weise wird die Vielfalt in der Population sichergestellt, was für die Effizienz eines genetischen Algorithmus von grundlegender Bedeutung ist. Dies erhöht die Exploration des Suchraums und unterstützt eine schnellere Annäherung an gute Lösungen. Als Abbruchkriterium für den genetischen Algorithmus wurde eine Kombination aus einer maximalen Anzahl von 350.000 Funktionsauswertungen sowie einer maximalen Laufzeit von fünf Minuten definiert, wobei die Optimierung beendet wird, sobald eines dieser Kriterien erreicht ist.

2.5 Validierung

Die Ergebnisse der beiden Optimierungsansätze wurden miteinander verglichen, um Abweichungen zu identifizieren und gegebenenfalls notwendige Anpassungen innerhalb der jeweiligen Ansätze abzuleiten.

Es konnte festgestellt werden, dass beide Workflows nur minimal unterschiedliche Ergebnisse liefern, welche sich durch unterschiedliche Abbruchkriterien der iterativen Optimierungsalgorithmen erklären lassen

3 Ergebnisse

Die folgenden Ergebnisse basieren auf den optimierten Teilnahmefaktoren. Bei einer täglichen Optimierung des Teilnahmefaktors ergibt sich ein Gesamtvorteil — definiert als Kombination aus Kostenreduktion und Ertragssteigerung — von 18 %. Dabei reduzieren sich die Kosten auf Verbraucherseite um 5 %, während sich die Erträge der Erzeuger um 3 % erhöhen. Der daraus resultierende Gesamtgewinn wird zu 76 % den Verbrauchern und zu 24 % den Erzeugern zugeordnet. Hier anzumerken ist, dass es nur 4 Zählpunkte mit signifikanter Erzeugung gibt und der zusätzliche Ertrag hauptsächlich dem Wasserkraftwerk zugeordnet wird.

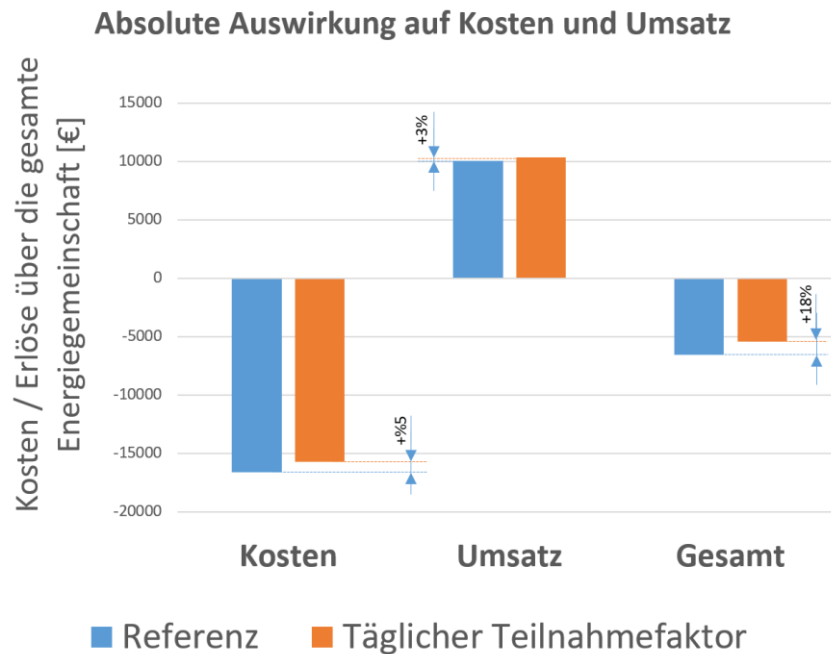


Abbildung 6 Auswirkung der täglichen Optimierung des Teilnahmefaktors auf die absoluten Kosten, Erlöse sowie deren Gesamtsaldo.

Eine detaillierte Betrachtung des Zählpunkts mit Wasserkraftwerk zeigt, dass dieser im Vergleich zu den übrigen Erzeugern überdurchschnittlich profitiert (3,1% Ertragssteigerung). Gleichzeitig reduzieren sich die Erträge der PV-Anlagen in EEG 2 leicht (-7 %), da ein größerer Anteil des Strombedarfs der Nutzer durch das Wasserkraftwerk in EEG 1 gedeckt wird. Infolgedessen wird der Teilnahmefaktor der PV-Erzeuger geringfügig reduziert, um die minimalen Gesamtkosten im System zu erreichen.

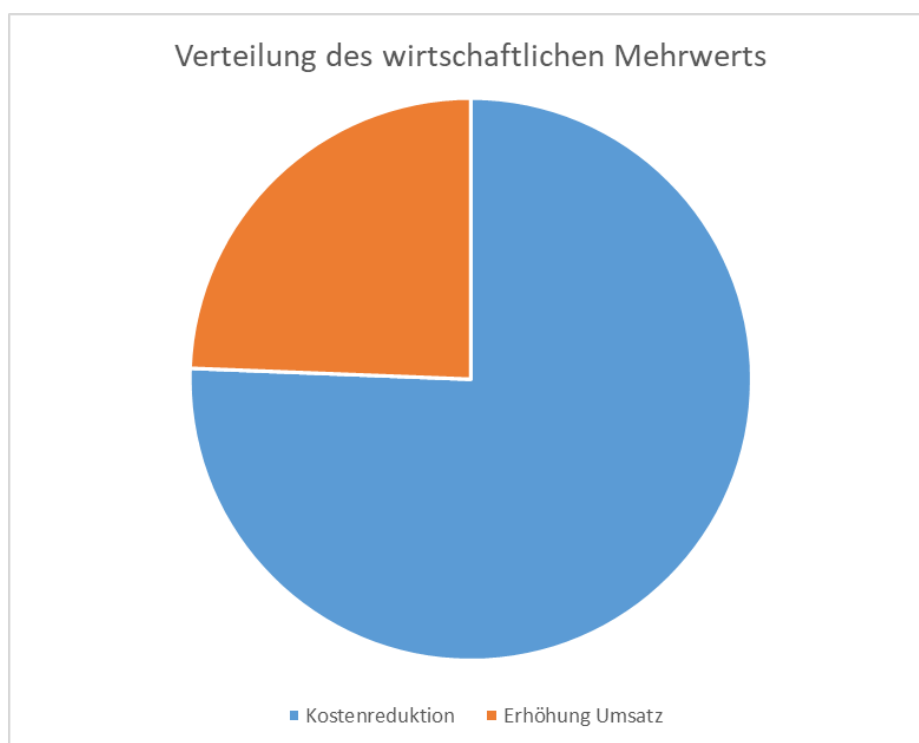


Abbildung 7 Aufteilung des wirtschaftlichen Mehrwerts

Zusätzlich wurde betrachtet, ob die tägliche Einstellung des Teilnahmefaktors, Vorteile zur längerfristigen Einstellung bietet. Als Ergebnis dieses spezifischen Szenarios, wurde ermittelt, dass die tägliche Optimierung keinen signifikanten Vorteil bringt. Für eine einmalige Optimierung für den gesamten Zeitraum werden die Gesamtkosten um 17% reduziert, der Ertrag des Wasserkraftwerks erhöht sich um 3%).

In der nachfolgenden Diskussion wird die Notwendigkeit der täglichen Optimierung diskutiert.

4 Interpretation und Ausblick

Die Anpassung des Teilnahmefaktors zur Mehrfachteilnahme an Energiegemeinschaften stellt eine einfache und wirkungsvolle Möglichkeit dar, die Wirtschaftlichkeit von Energiegemeinschaften signifikant zu erhöhen. Im Rahmen der Gesamtoptimierung werden dabei insbesondere autarkie-dienliche Teilnehmer — wie etwa Wasserkraftwerke oder Akteure mit Batteriespeichern — bevorzugt berücksichtigt.

Voraussetzung für die sinnvolle Einstellung des Teilnahmefaktors ist eine Prognose von Erzeugung und Verbrauch. Da Prognosen für den Folgetag in der Regel eine höhere Genauigkeit aufweisen als solche über längere Zeiträume, erscheint eine tägliche Optimierung des Teilnahmefaktors sinnvoll. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Teilnahmefaktoren automatisiert optimiert und umgesetzt werden.

Folgende Szenarien könnten für die Berücksichtigung des Teilnahmefaktors relevant sein:

- Verstärkte Nutzung von des reduzierten Netztarifes zwischen Teilnehmern in regionalen und lokalen „Unter-EEGs“ innerhalb von BEGs.
- Bewirtschaftung von zentralen Stromspeichern durch mehrere EEGs
 - Speicher-Zählpunkte nehmen an mehreren EEGs teil
- Gewerblicher Bezug von Strom aus mehreren EEGs (6 MW Grenze lt. EIWG)

Zum Zeitpunkt dieser Arbeit (02/2026) wurde das neue österreichische Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) beschlossen, die meisten neuen Bestimmungen treten mit 10/2026 in Kraft. So gibt es noch eine Reihe an Fragestellungen im Zusammenhang mit diesem Projekt, die erst durch noch fehlende Verordnungen beantwortet werden können:

- Netzentgeltbefreiung von Systemdienlichen Stromspeichern (§ 119 Abs. 3)
 - Qualifikation von aggregierten Speichern für Teilnahme an lokalem Flexibilitätsmarkt?
 - Technische Schnittstellen zur Bedienbarkeit durch Netzbetreiber?
 - Werden Elektroauto-Ladestationen, sofern sie systemdienlich agieren, auch vom Netzentgelt befreit?
- Ladung von Stromspeichern (Batterien und Elektroautos) aus dem Netz und Rückspeisung in das Netz
 - EDA-System für Herkunftsnachweise aus Batterieentladung und Elektroauto-Entladung?
 - Mit IT-Backend von Abrechnungsdienstleister leicht umsetzbar
- Zeitvariable Netztarife
 - Informationsschnittstelle von Netzbetreiber, wann Tarife, wo, wie hoch sind?

Laut ELWG wird der „Ortsnetztarif“, also die reduzierten Netzentgelte in Zukunft auch für Strom in BEGs (sofern der Stromaustausch über einen lokalen Netzabschnitt verläuft) verrechnet.

Trotzdem gibt es ein Argument für Mehrfachteilnahme und Teilnahmefaktor: Über die Mehrfachteilnahme und den Teilnahmefaktor kann die lokale Nutzung von erneuerbarem Strom im Gegensatz zur Verteilung über einen dynamischen Aufteilungsschlüssel über alle Verbraucher, verstärkt werden.

Neben den Energieströmen und den daraus resultierenden Kosten können für die Optimierung auch weitere Einflussgrößen berücksichtigt werden, etwa dynamische Strompreise, dynamische Netztarife oder zeitlich variable Tarife innerhalb der Energiegemeinschaft. Die Anpassung des Teilnahmefaktors stellt dabei lediglich eine von mehreren Möglichkeiten dar, den Energiehaushalt innerhalb einer Energiegemeinschaft gezielt und positiv zu beeinflussen.

5 Referenzen

- Anisie, A., Boshell, F., Mandatova, P., Marinez, M., Giordano, V., & Verwee, P. (2019). *Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles*. Germany: International Renewable Energy Agency (IRENA).
- Blank, J., & Deb, K. (2020). *pymoo: multi-objective optimization in Python*. USA: IEEE Access, Michigan State University.
- E.ON. (06. 12 2025). *Elektroauto News; Eon Studie: Flexibles Laden senkt Netzlast und spart Kosten*. Von <https://www.elektroauto-news.net/news/eon-studie-flexibles-laden-senkt-netzlast> abgerufen
- Fischer, H., Haas, R., Ajanovic, A., & Radosits, F. (2024). *Energiegemeinschaften - eine Evaluierung bisheriger Erfahrungen und zukünftiger Perspektiven für Österreich*. Wien: TU Wien.
- Kleinwasserkraft Österreich. (05. Februar 2026). *Marktplatz, Suche Energiegemeinschaft*. Von <https://kleinwasserkraft.at/marktplatz/suche-energiegemeinschaft/> abgerufen
- Kost, C., Müller, P., Sepúlveda Schweiger, J., Fluri, V., & Thomsen, J. (2024). *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE.
- Mayr, M. (2022). *Comparative analysis of algorithms for coordinated electric vehicle charging*. Wien: TU Wien.
- ÖKEEG. (02. 02 2026). *Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften-Mehrfachteilnahme*. Von <https://energiegemeinschaften.gv.at/mehrfachteilnahme/> abgerufen
- Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften. (29. 01 2025). *2025: Das Jahr der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften*. Von <https://energiegemeinschaften.gv.at/2025-das-jahr-der-erneuerbare-energie-gemeinschaften/> abgerufen