

Vergleich von Optimierungs- und Simulationsansätzen für die Modellierung lokaler Energiemärkte

Integration von Mitgliederheterogenität in LEC-Modelle

Clara Huber*, Christoph Loschan
(TU Wien – Energy Economics Group)

19. Symposium Energieinnovation 2026
ENERGIEGEMEINSCHAFTEN UND FLEXIBILISIERUNG (Stream E)

12. Februar 2026

Agenda

1

Einführung & Motivation

2

Vergleich der Modellformulierungen

2.1

Methodik

2.2

Mathematische Formulierung

2.3

Szenarien

3

Ergebnisse

Einführung & Motivation

- Energiegemeinschaften (ECs) gelten als wichtige Wegbereiter für die Erreichung der Energie- und Klimaziele der EU
- Rechtsgrundlage für ECs: Clean Energy for All Europeans Package
 - **Bürgerenergiegemeinschaften** (Citizen Energy Communities, CECs): können alle strombezogenen Technologien umfassen
 - **Erneuerbare-Energiegemeinschaften** (Renewable Energy Communities, RECs): konzentrieren sich auf erneuerbare Energien und erfordern eine geografische Nähe zwischen Mitgliedern und Erzeugungsanlagen
- Gemeinsame Kernidee:
 - freiwillige Zusammenschlüsse mit ökologischem, sozialem und wirtschaftlichem Benefit
 - gemeinsame Erzeugung, Nutzung und Speicherung von Energie

Motivation & Forschungsfrage

- Diese Arbeit konzentriert sich auf eine lokale Energiegemeinschaft (LEC) als konkrete Form einer REC, die lokal verfügbare erneuerbare Energien (PV) nutzt.
- Forschungslücke:
 - Viele Studien modellieren LECs zentral: Ein Entscheidungsträger optimiert ein einziges Gemeinschaftsziel.
 - Reale LECs bestehen aus heterogenen Mitgliedern mit unterschiedlichen Zielen, Einschränkungen und Motivationen.
- **Wie verändern sich die Ergebnisse des LEC-Betriebs, wenn man eine **zentralisierte Planeroptimierung** mit einem **agentenbasierten Ansatz** vergleicht, der die Ziele der einzelnen Mitglieder repräsentiert?**

Modellformulierung: Preisdefinition

LEC-Clearingpreise basierend auf
Nash-Cournot-Gleichgewicht:

⇒ Anreiz zum Verkauf an die LEC

$$C_{\text{LEC},s} > C_{\text{grid,feed-in}}$$

⇒ höhere Einnahmen als bei Netz-
einspeisung

⇒ Anreiz zum Kauf aus der LEC

$$C_{\text{LEC},b} < C_{\text{grid,supply}}$$

⇒ geringere Kosten als bei Netzbezug

$$C_{\text{grid,feed-in}} = C_{\text{DA}}$$

$$C_{\text{grid,supply}} = C_{\text{DA}} + C_{\text{grid}}$$

$$C_{\text{LEC},b} = C_{\text{DA}} + \frac{C_{\text{grid}} + C_{\text{grid,red}}}{2}$$

$$C_{\text{LEC},s} = C_{\text{DA}} + \frac{C_{\text{grid}} - C_{\text{grid,red}}}{2}$$

Globale Optimierung

Minimierung der Gesamtsystemkosten aller LEC-Mitglieder

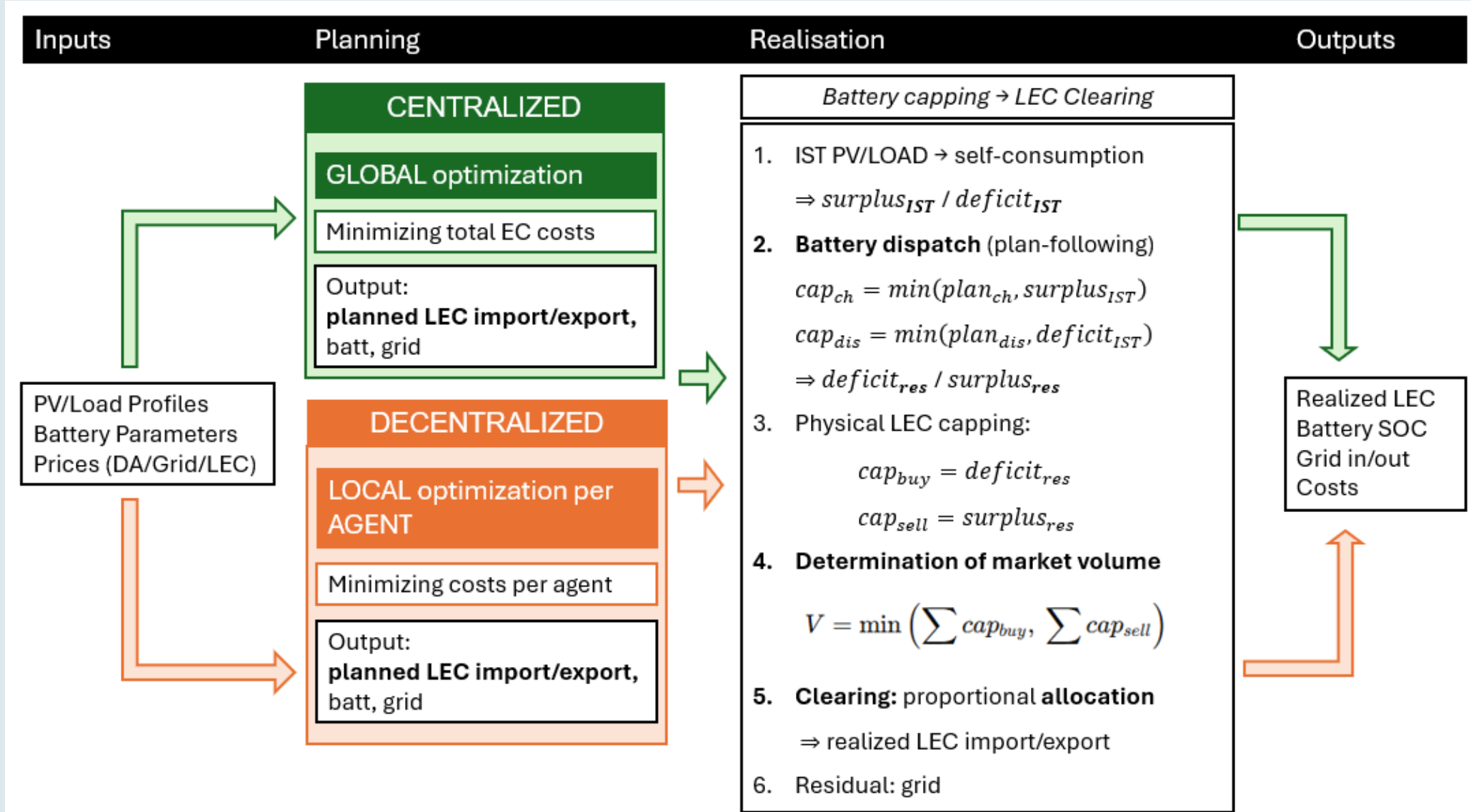
$$\min_q \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[(C_{h,t}^{DA} + C^{grid}) q_{h,t}^{grid,supply} + \sum_{\substack{i \in \mathcal{H} \\ i \neq h}} C_{h,t}^{LEC,b} q_{i,h,t}^{LEC} - C_{h,t}^{DA} q_{h,t}^{grid,feed-in} - \sum_{\substack{j \in \mathcal{H} \\ j \neq h}} C_{h,t}^{LEC,s} q_{h,j,t}^{LEC} \right]$$

Agentenbasierte Optimierung

Minimierung der individuellen Kosten jedes Agenten der LEC

$$\min_q \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[(C_{h,t}^{DA} + C^{grid}) q_t^{grid,supply} + C_t^{LEC,b} q_t^{LEC,import} - C_{h,t}^{DA} q_t^{grid,feed-in} - C_t^{LEC,s} q_t^{LEC,export} \right]$$

Modellansätze



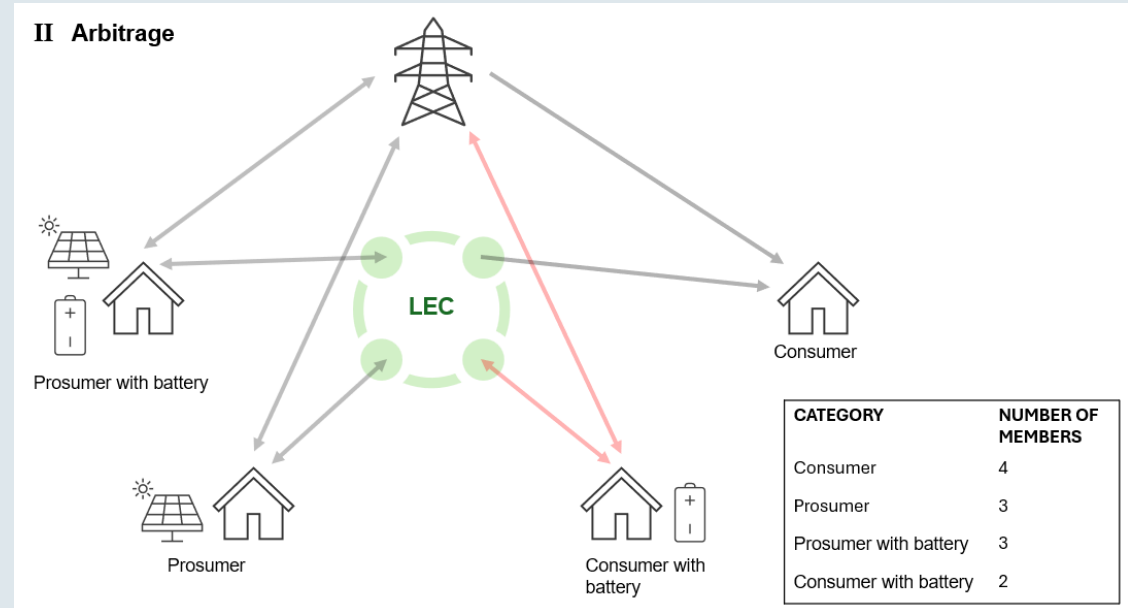
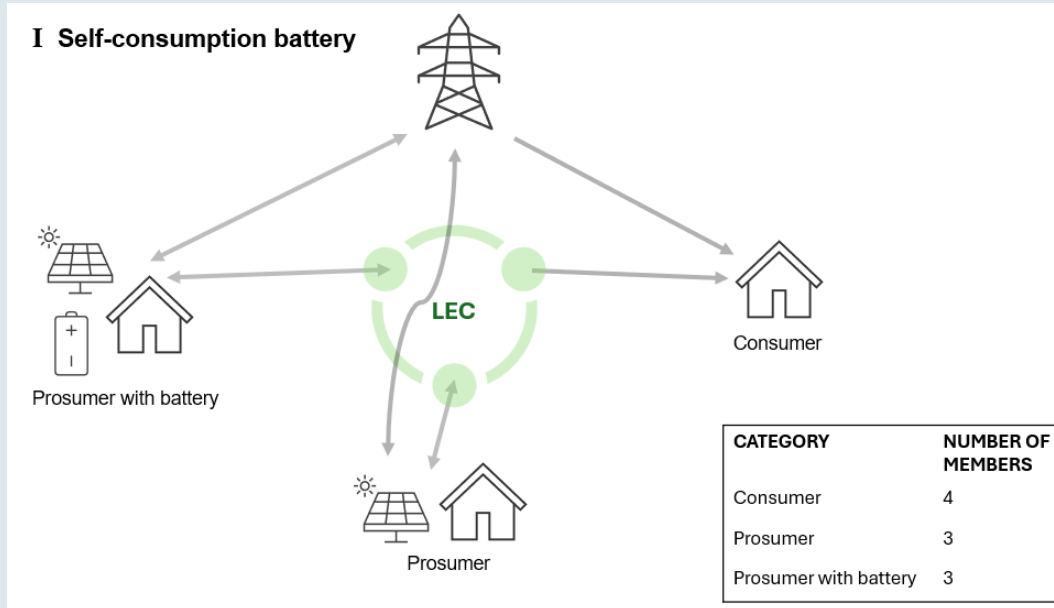
Szenario I

Akteurstypen
Flexibilität

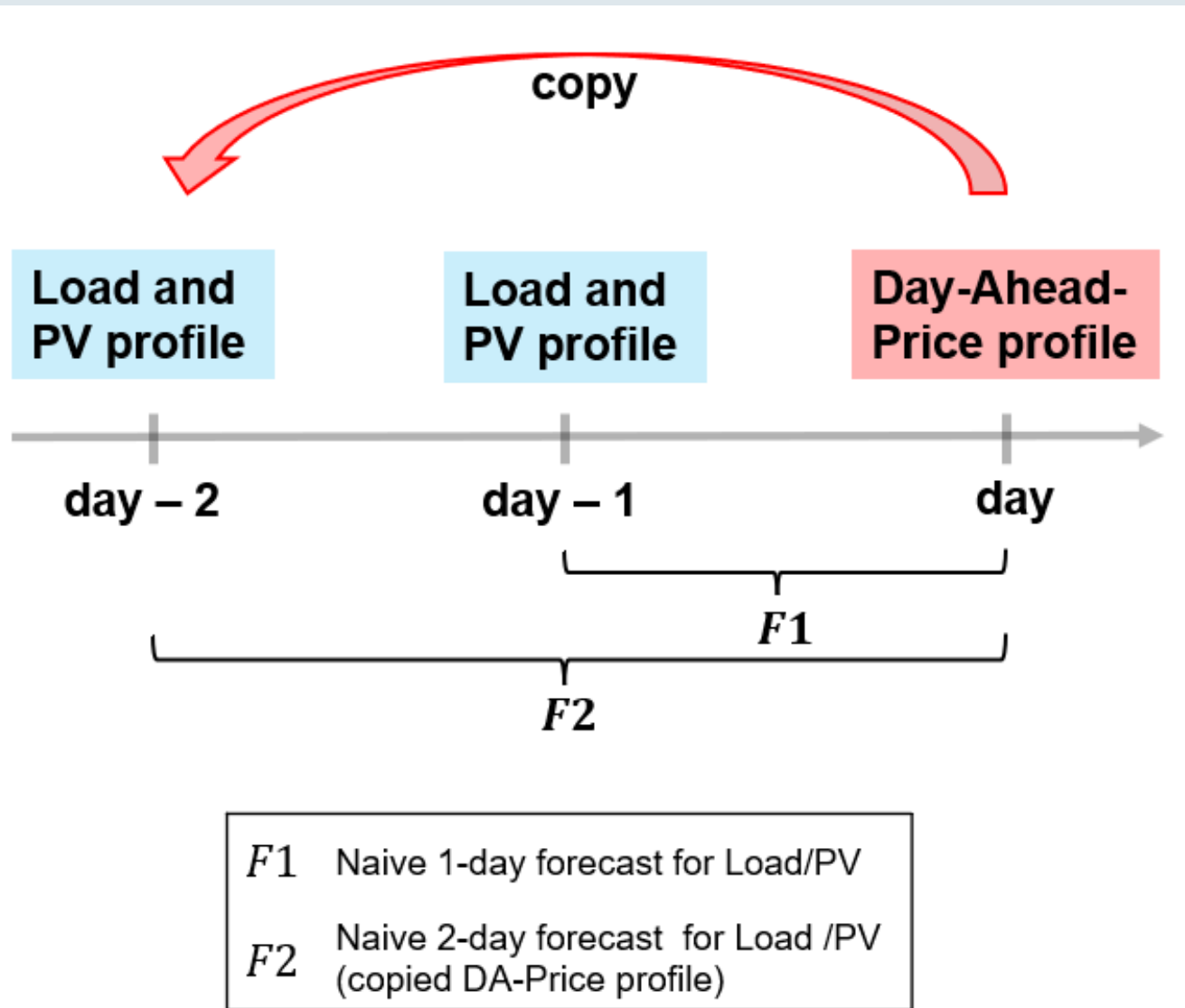
Consumers, Prosumers, Prosumers+Battery
an Erzeugung gekoppelt

Szenario II

+ Consumers mit Batterie
Arbitrage



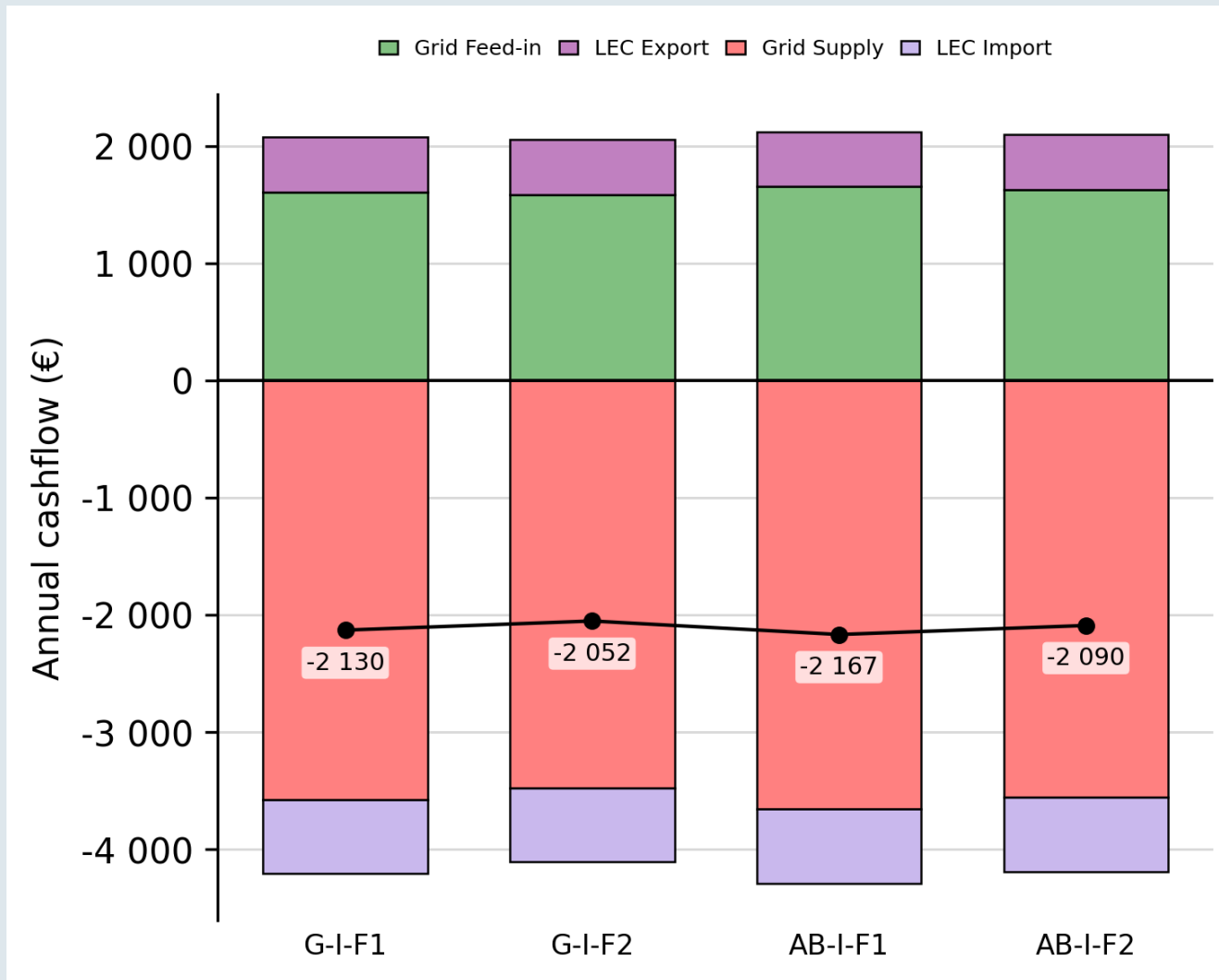
Forecast Logic



Vergleich der Modell- und Szenariovarianten

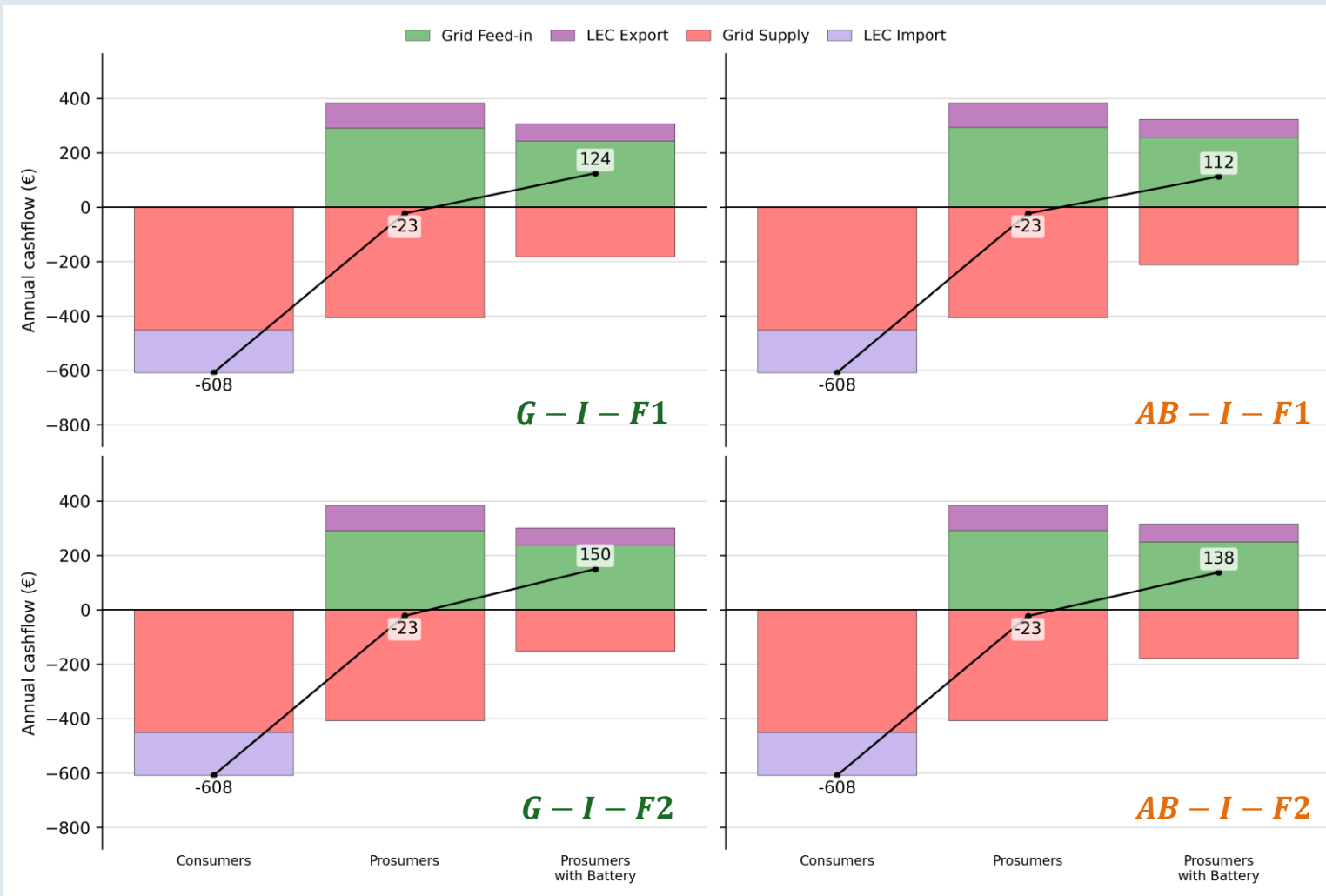
Vergleichsdimension			Kernunterschied
Modellansatz	Global	Agentenbasiert	Koordination ↔ Dezentralität
	Zentrale Koordination	Dezentrale Entscheidungen einzelner Akteure	
	Systemkostenminimum	Individuelle Optimierung	
Prognosequalität	F1	F2	Informationsqualität
	Naive Forecast über 1 Tag	Naive Forecast über 2 Tage	
Szenarien	I	II	Verteilung von Flexibilität
	Flexibilität nur bei Prosumern	Zusätzliche Batterien bei Consumers	

Szenario I: Jährliche Gesamtkosten



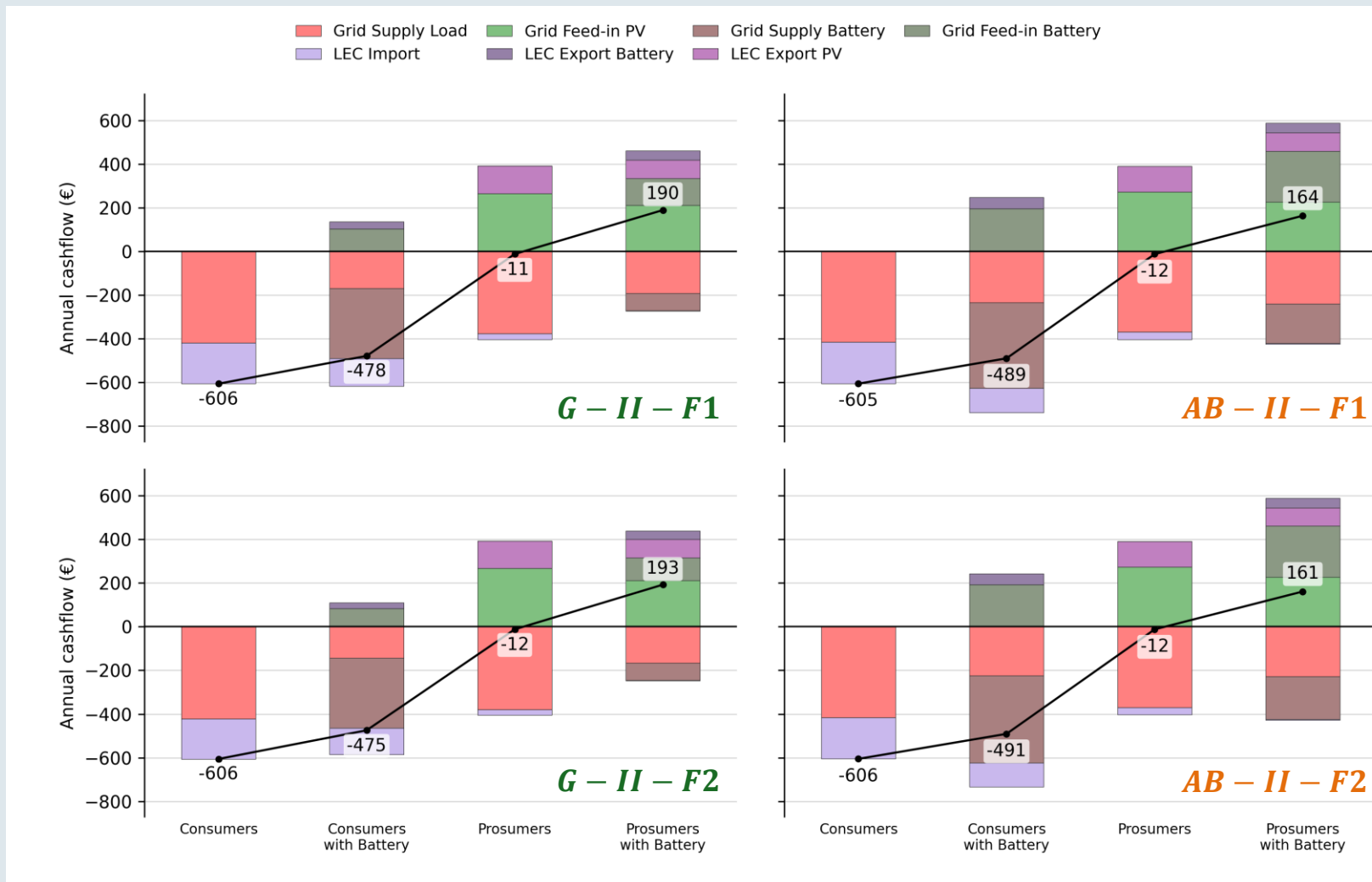
Globale Optimierung liefert eine theoretische Kostenuntergrenze.

Szenario I: Jährliche Gesamtkosten pro Typ



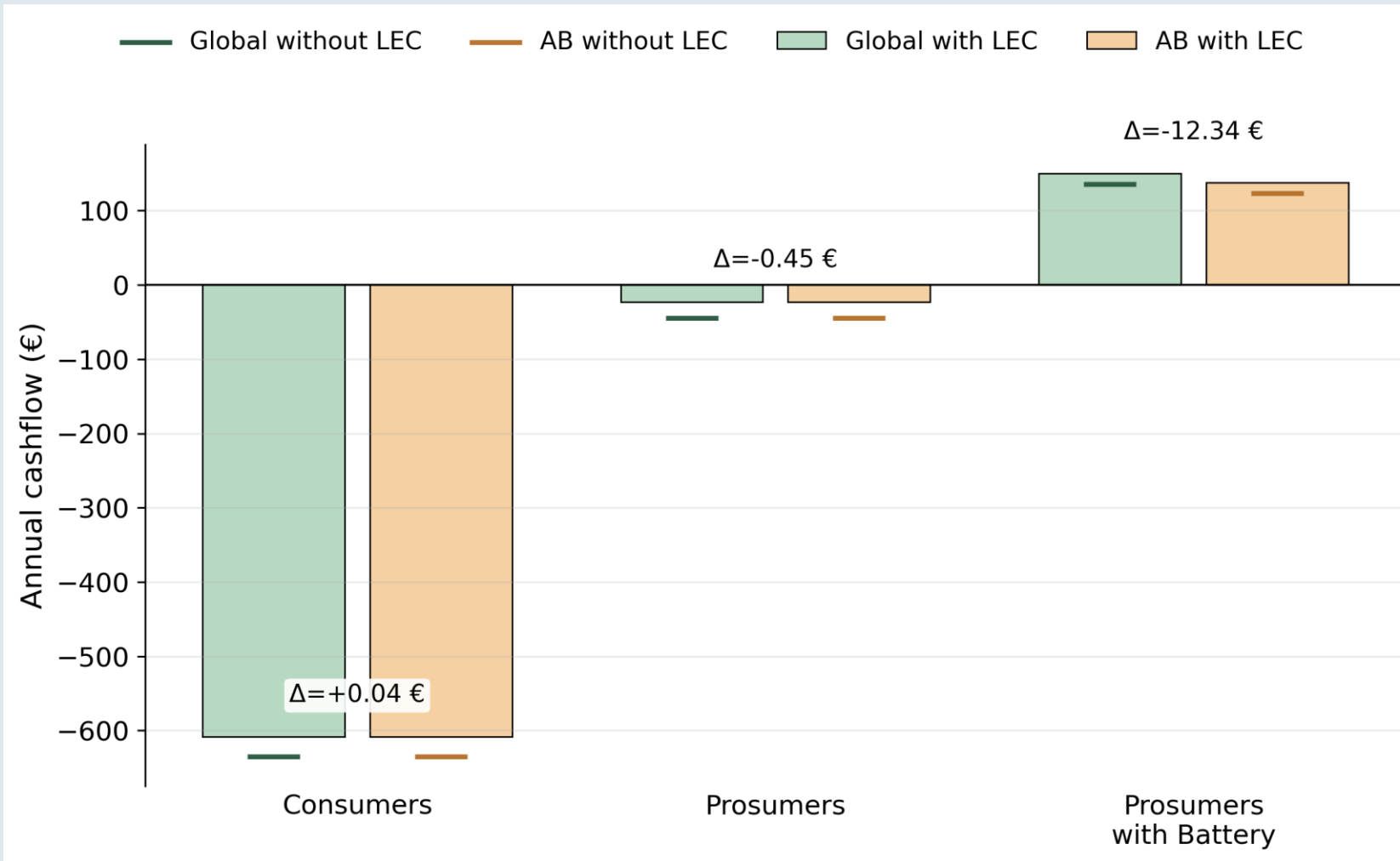
Die Kosten der Prosumer mit Batterie variieren mit Modellansatz und Flexibilitätsszenario.

Szenario II: Jährliche Gesamtkosten pro Typ



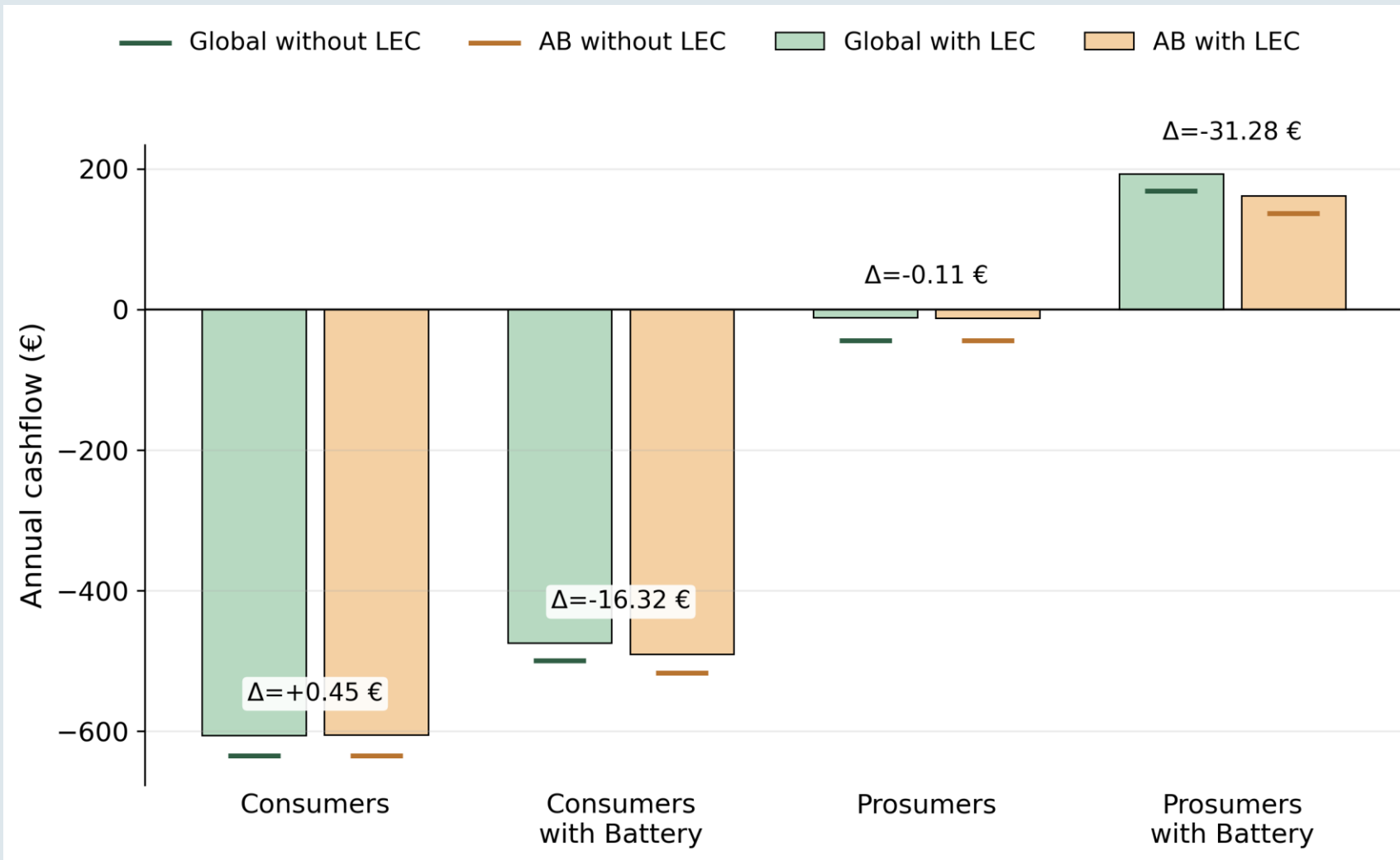
Im Vergleich zu Szenario I steigen die Kosten der Prosumer mit Batterie bei höherer Systemflexibilität.

Szenario I: Einsparungen durch LEC pro Typ



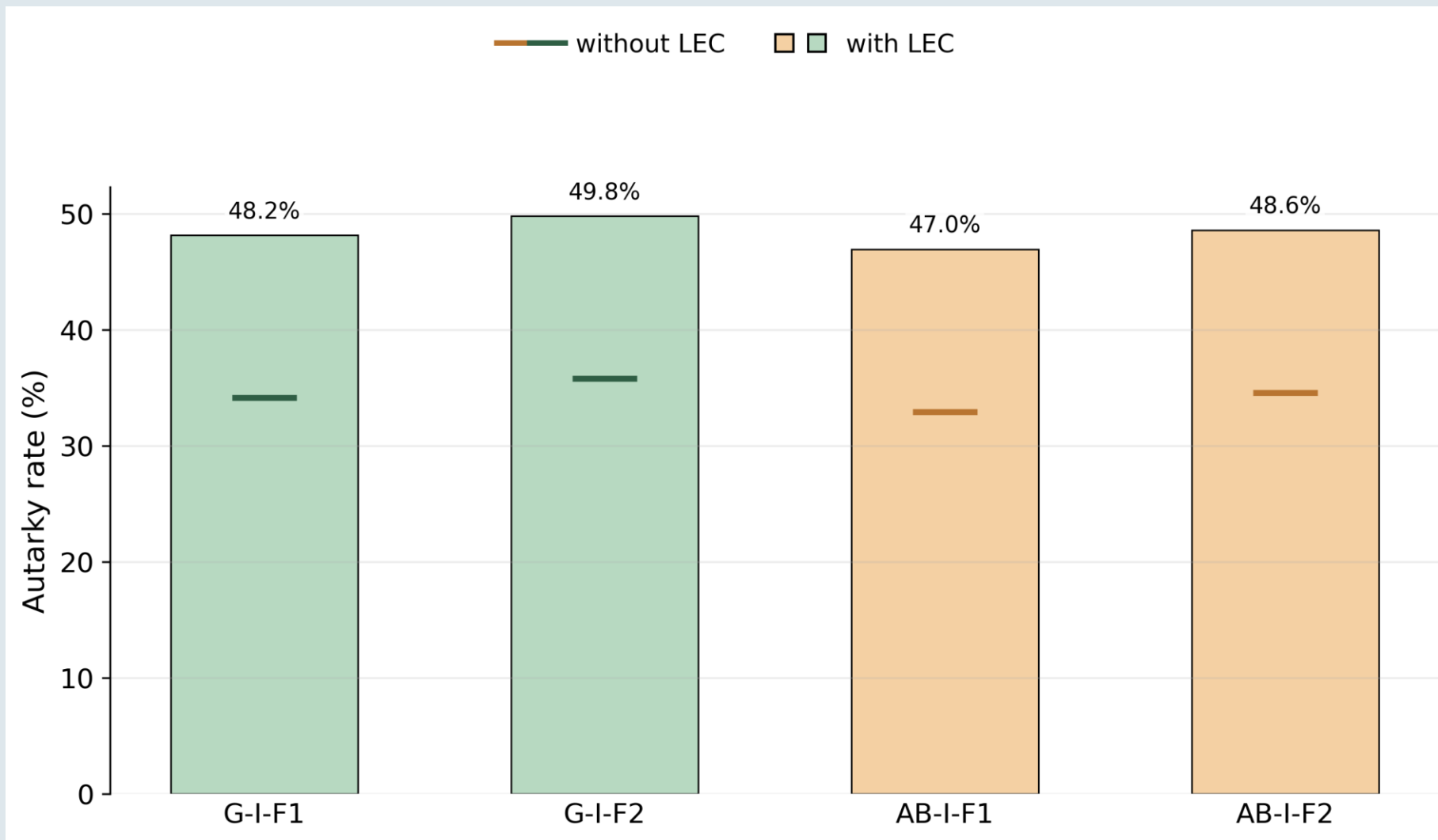
Die Einsparungen durch die LEC variieren zwischen Mitgliedstypen mit unterschiedlicher Ausstattung.

Szenario II: Einsparungen durch LEC pro Typ



Zusätzliche Flexibilität verändert die Verteilung der Einsparungen zwischen den Mitgliedern.

Szenario I: Autarkierate



LECs erhöhen die Systemautarkie unabhängig vom Modellansatz.

Zentrale Vergleichsergebnisse

Szenario I vs. II *(Flexibilität)*

Mehr Batteriekapazität verändert Handels- und Dispatchentscheidungen innerhalb der LEC.

Mehr Flexibilität verstärkt Unterschiede in Kosten und Nutzen zwischen Mitgliedern.

F1 vs. F2 *(Prognosequalität)*

Unterschiede im Batterieeinsatz führen zu abweichenden Kosten.

Verbesserte Prognosen erlauben einen effizienteren Einsatz der Batterieflexibilität.

Global vs. Agentenbasiert *(Modellansatz)*

Unterschiedliche Koordination des Batterieeinsatzes führt zu abweichenden Kosten- und Nutzenverteilungen.

Unterschiede der Modellansätze vergrößern sich mit zunehmender Flexibilität im System.

Key Takeaways

- **Agentenbasierte Modelle können individuelle Entscheidungen der Mitglieder abbilden.**
- **Prognosequalität beeinflusst den zeitlichen Einsatz der Batterien, der Modellansatz deren Koordination innerhalb der LEC.**
- **Zusätzliche Flexibilität verschiebt Kosten und Nutzen zwischen den Mitgliedern.**

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Acknowledgement

This research was funded by CETP, the Clean Energy Transition Partnership under the 2022 CETP joint call for research proposals, co-funded by the European Commission (GAN° 101069750), supported by the Austrian Climate and Energy Fund [grant number FO999903925], and was conducted within the **SMART-LEM** project.

- [1] European Union, Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates. 2018. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>
- [2] European Union, Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates. 2019. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>
- [3] M. Bielig, C. Kacperski, F. Kutzner, and S. Klingert, "Evidence behind the narrative: Critically reviewing the social impact of energy communities in Europe," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 94, p. 102859, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.erss.2022.102859.
- [4] V. Casalicchio, G. Manzolini, M. G. Prina, and D. Moser, "From investment optimization to fair benefit distribution in renewable energy community modelling," *Appl. Energy*, vol. 310, p. 118447, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118447.
- [5] L. Gurobi Optimizer, *Gurobi Optimizer Reference Manual*. (2025).
- [6] Pyomo Development Team, *Pyomo Documentation*. (2025).
- [7] Project Mesa Team, *Mesa Documentation*. (2025).
- [8] SMART-LEM consortium, "SMART-LEM project." [Online]. Available: <https://smartlem.ase.ro>