

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

13/11/2024

Projekttitlel:

ECOSINT

Energy Community System INTegration

Projektnummer: 881165

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	6. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/03/2021
Projektende	31/08/2024
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	42 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Fachhochschule Salzburg GmbH
AnsprechpartnerIn	FH-Prof. Priv.-Doz. MMag. Dr. Günther Eibl
Postadresse	Urstein Süd 1, A-5412 Puch/Salzburg
Telefon	+43 50 2211 0
Fax	nicht vorhanden
E-mail	guenther.eibl@fh-salzburg.ac.at
Website	https://www.fh-salzburg.ac.at

ECOSINT

Energy Community System INTegration

AutorInnen:

Fachhochschule Salzburg GmbH

Günther Eibl

Oliver Langthaler

Austrian Institute of Technology

Mark Stefan

David Reihls

Jawad Kazmi

Florian Strebl

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz Verein

Johannes Reichl

Rudolf Kapeller

Salzburg Research Forschungsgesellschaft mbH

Stefan Linecker

Peter Dorfinger

Siemens AG Österreich

Peter Stern

Franz Zeilinger

Stephan Cejka

Ökostrombörse Salzburg

Franz Kok

Erik Schnaitl

Salzburg Netz GmbH

Ingrid Schürer

Alexander Herbst

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung.....	6
3	Inhaltliche Darstellung.....	7
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	8
4.1	Stakeholder-Anforderungen	8
4.1.1	Workshop-Design.....	8
4.1.2	Teilnehmerkreis.....	8
4.1.3	Durchführung	8
4.1.4	Ableitung der Anforderungen.....	10
4.2	Erstellung Synthetischer Energiegemeinschaften und konkreter Simulations- Szenarien.....	12
4.2.1	Beschreibung synthetischer LECs.....	12
4.2.2	Ergänzung der Szenarien für technische Auswirkungen.....	15
4.2.3	Beschreibung KPIs.....	17
4.3	Sozio-ökonomische und rechtliche Auswirkungen.....	18
4.3.1	Rechtliche Auswirkungen	18
4.3.2	Simulationsergebnisse	19
4.3.3	Sozio-ökonomische Auswirkungen.....	28
4.4	Simulationsergebnisse	33
4.4.1	Simulationsmethodik	34
4.4.2	Resourcenoptimierung	35
4.4.3	Steuerung von flexiblen Anlagen.....	37
4.4.4	Resultate.....	38
4.4.5	Schlussfolgerungen.....	40
4.4.6	Anwendung der Resourcenoptimierung auf realistische Szenarien für des Jahr 2030	41
4.4.7	Netzauswirkungen von optimalen Fahrplänen.....	43

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

4.4.8	Modellierung, Simulation und Demonstration des Peer-to-Peer-Handels in lokalen Energiegemeinschaften	47
4.5	Konzeption einer offenen, sicheren, modularen und skalierbaren IT- Systemarchitektur	49
4.5.1	Beschreibung der Architektur	49
4.5.2	Einsatz der Architektur	51
4.5.3	VLab-Showcase	53
4.6	User-Stories und Kommunikation.....	54
4.6.1	Lokaler Energiemarkt	55
4.6.2	Betrieb eines zentralen Speichersystems.....	55
4.6.3	Überlast an Transformator / Kabel.....	56
4.6.4	Vergleich „passive“ (rein verrechnungstechnische) und „aktive“ Energiegemeinschaft	56
4.6.5	Betrieb von lokalen Speichersystemen.....	56
4.6.6	(Ab-)Regelung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen	57
4.6.7	Implementierung Userstory „Lokaler Energiemarkt“	57
4.6.8	Implementierung Userstory „(Ab-)Regelung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen“	65
5	Ausblick und Empfehlungen.....	71
5.1	Sozio-ökonomische und regulatorischer Handlungsempfehlungen	71
5.2	Handlungsempfehlungen und Ausblick zur Umsetzung der IKT-Architektur	72
5.3	Netz-technischer Ausblick und Handlungsempfehlungen.....	73
6	Literaturverzeichnis.....	76
7	Anhang: Publikationen, die im Rahmen von ECOSINT entstanden sind	78
7.1	Journalbeiträge	78
7.2	Konferenzbeiträge.....	78
7.3	Abschlussarbeiten.....	79
7.4	Sonstige Weiterverbreitungsaktivitäten	79
8	Kontaktdaten.....	81

1 Einleitung

In zahlreichen wissenschaftlichen Untersuchungen wurde aufgezeigt, dass die Integration von Local Energy Communities (LECs) in das Energiesystem sowohl Herausforderungen als auch Potenziale mit sich bringt. So ist es entscheidend, dass LECs so integriert werden, dass sie positive Effekte auf das Gesamtsystem haben, wie etwa die Bereitstellung von Flexibilität, die Reduzierung von Lastspitzen und die Erhöhung der Resilienz, anstatt negative Auswirkungen wie etwa die Verstärkung von Lastspitzen zu fördern. Das Projekt ECOSINT zielt daher darauf ab, die intelligente und digitale Integration von Local Energy Communities in das Energiesystem ganzheitlich zu erforschen und zu optimieren.

Das Projekt lässt sich in die folgenden drei Schwerpunkte gliedern: Eine Analyse der Ziele, Möglichkeiten und Anforderungen von und an LECs; die Konzeption einer offenen, sicheren, modularen und skalierbaren IT-Systemarchitektur für Integration und Betrieb von LECs und eine simulative Validierung und Proof-of-Concept Evaluierung für einzelne Use Cases.

Im Themenfeld Digitalisierung integrierter regionaler Energiesysteme der 6. Ausschreibung des Energieforschungsprogramms untersucht das Projekt ECOSINT Erneuerbare Energiegemeinschaften, ihre verträgliche Integration in das bestehende Energiesystem und Digitalisierungsaspekte wie etwa die Systemarchitektur und datenbasierte Simulationen.

Die ganzheitliche Sicht auf LECs erforderte eine Vielfalt an verwendeten Methoden. Für die Erhebung, Analyse und Zusammenfassung der Anforderungen an Energiegemeinschaften wurde ein integrierter Requirements-Engineering-Prozess (RQE) mit Literaturrecherche und Stakeholderworkshops angewandt. Mit dieser Methodik erfolgte eine Formalisierung der Anforderungen und eine Entwicklung der Systemarchitektur nach UML-Standard. Simulationen ermöglichten die Bestimmung sozio-ökonomischer Auswirkungen von LECs, die Bestimmung der Auswirkungen der Integration von LECs auf das Gesamtsystem wie etwa auf Netzstabilisierung und den Vergleich unterschiedlicher Ladestrategien für Energiespeicher. Für eine detailliertere Szenario-Evaluierung wurden Methoden des Design Thinking und Szenario Writing und PoC-Umsetzungen für ausgewählte Use Cases in einem speziell dafür geeigneten und weiterentwickelten Simulationstool verwendet.

Im folgenden Kapitel wird das Forschungsvorhaben und seine Relevanz erläutert. Kapitel 3 "Ergebnisse und Schlussfolgerungen" fasst die Resultate und Erkenntnisse aus dem Projekt ECOSINT zusammen. Kapitel 4 enthält einen Ausblick und die Handlungsempfehlungen.

2 Inhaltliche Darstellung

Auf Grundlage europäischer Gesetze, wie beispielsweise des Clean Energy Package, wurde die Modernisierung der Infrastruktur des Energiesystems in der EU in die Wege geleitet. Diese Modernisierung zielt sowohl auf die Verbesserung der Effizienz im Netz- und Marktbereich ab als auch darauf, völlig neue Geschäftsmodelle zu ermöglichen. Wesentlich dabei ist die Förderung von Local Energy Communities (LEC), die darauf abzielt, Anreize für erneuerbare Energiequellen zu schaffen sowie den regionalen Energiehandel und die Optimierung des Eigenverbrauchs zu erleichtern.

Obwohl die gesetzliche Rahmgebung für LECs vor Projektbeginn allmählich konkrete Formen annahm und zu Beginn des Projekts in Form von Erneuerbaren Energiegemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften konkretisiert wurde, fehlte es noch an einer umfassenden Betrachtung der Auswirkungen ihrer Integration in das Gesamtsystem. Ebenso gab es noch keine geeignete Architektur für die erforderliche Informations- und Kommunikationstechnologie. Das Projekt ECOSINT hatte zum Ziel, diese Lücken schließen und im Rahmen einer ganzheitlichen Systemanalyse die Ziele, Möglichkeiten und Anforderungen für die Einbindung von LECs untersuchen.

ECOSINT betrachtete LECs im Sinne von Erneuerbaren Energiegemeinschaften. Im Rahmen des Projekts wurde mit Hilfe von Stakeholder-Workshops eine klare Definition der Ziele dieser LECs erarbeitet, sowohl aus der internen Perspektive der LEC (z.B. Erhöhung des Eigenverbrauchs) als auch aus der externen Sicht des Gesamtsystems (z.B. Verringerung von Lastspitzen, Vermeidung von Gleichzeitigkeitsspitzen).

Auf Grundlage der systematischen Erfassung aller Anforderungen wurde in ECOSINT eine IT-Systemarchitektur für LECs entwickelt. Diese Architektur liegt in Form eines digitalen Modells in der Unified Modeling Language (UML) vor und ermöglicht eine direkte Übertragung auf praktische Anwendungen in LECs. Wesentliche Mechanismen für die interne Kommunikation, externe Schnittstellen zum Gesamtsystem sowie Aspekte der IT-Sicherheit und des Datenschutzes wurden untersucht, wobei eine vollständige Instanziierung der IT-Systemarchitektur dezidiert nicht Ziel des Projekts war. ECOSINT liefert jedoch die einheitliche Basis für vollständige Instanziierungen, den sicheren und interoperablen Betrieb von LECs, sowie die smarte Integration im Gesamtsystem.

Die Validierung der ganzheitlichen Integration von LECs wurde mit einem simulativen Ansatz verfolgt. Die ganzheitliche Integration von Komponenten mit Fokus auf das sehr komplexe Zusammenspiel unterschiedlicher Akteure und Infrastrukturkomponenten in einer Energy Community bei sich ändernden Einflüssen in unterschiedlichen Jahreszeiten wurde mit Hilfe komplexer Simulationen bewältigt. So wurden neun unterschiedliche synthetische zukünftige Szenarien modelliert und simuliert. Diese ganzheitlichen Simulationen wurden flankiert von PoC-Simulationen zur Validierung von isolierten Funktionalitäten und zur Erleichterung der Dissemination der Ergebnisse etwa für wichtige Entscheidungsträger.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Projektes vorgestellt und die daraus folgenden Schlussfolgerungen präsentiert.

3.1 Stakeholder-Anforderungen

Bei der Erfassung der Anforderungen durch die verschiedenen LEC-Stakeholder war die Durchführung von entsprechenden Workshops von zentraler Bedeutung. Konkret wurden zwei Workshops abgehalten, wobei der Workshop 1 in erster Linie auf die Erhebung der Anforderungen fokussiert war und Workshop 2 auf die Präsentation und Begutachtung der entwickelten Architektur sowie die Priorisierung der Ziele für die restliche Projektlaufzeit abzielte.

3.1.1 Workshop-Design

Die beiden Workshops waren vom Format her grundsätzlich ähnlich aufgebaut. Ersten Impulsvorträgen folgte eine Breakout-Session zur Erarbeitung von Inhalten, welche in weiterer Folge im Plenum präsentiert und diskutiert wurden. In einer weiteren Breakout-Session wurden Repliken auf die Inhalte der anderen Gruppen formuliert sowie etwaige Verfeinerungen der eigenen Inhalte vorgenommen, welche im Anschluss gleichermaßen im Plenum präsentiert und diskutiert wurden. Den Abschluss bildete eine Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse sowie ein Ausblick auf den weiteren Projektverlauf.

3.1.2 Teilnehmerkreis

Beide Workshops wurden im Vorfeld intensiv über verschiedene Kanäle beworben, um möglichst viele Teilnehmer aus allen identifizierten Interessensgruppen dafür zu gewinnen. Beim ersten Workshop konnten Repräsentanten aus zahlreichen Stakeholdergruppen wie potenzielle Gründer, Betreiber, Mitglieder, Hardwarehersteller, Dienstleister, Energieanbieter, Netzbetreiber sowie Vertreter aus der Energieforschung, Regulatoren und Soziologen gewonnen werden. Beim zweiten Workshop konnte ebenfalls ein breites Publikum erreicht werden, wobei in diesem Fall - zum Teil bedingt durch die Verknüpfung mit der Rahmenveranstaltung - Vertreter aus der Forschung, Hardwarehersteller, Dienstleister und Regulatoren stärker repräsentiert waren. Viele der Teilnehmer des zweiten Workshops hatten bereits den ersten Workshop besucht und waren daher schon vertraut mit dem Projekt ECOSINT und seinen Zielen.

3.1.3 Durchführung

Im ersten Workshop (siehe Abbildung 1: Gruppenfoto Workshop 1), der 2021 aufgrund der zu dieser Zeit akuten Pandemie eine reine Onlineveranstaltung war, wurde zum Einstieg kurz das Projekt ECOSINT vorgestellt, gefolgt von einer Definition von LECs sowie von

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

einigen konkreten Beispielen hierfür. In einer ersten Breakout-Session wurden die verschiedenen Stakeholder in drei möglichst homogenen Gruppen zusammengefasst, um die aus ihrer Sicht wichtigsten Anforderungen zu sammeln. Diese wurden im Anschluss im Plenum präsentiert und diskutiert. Eine zweite Breakout-Session mit gleicher Gruppenzusammensetzung bot die Gelegenheit, die Inhalte der anderen Gruppen auf- bzw. einzuarbeiten, darauf aufzubauen und/oder Antworten darauf zu formulieren. Wiederum wurde das Erarbeitete präsentiert. Begleitend wurden im Laufe des Workshops mehrere kurze Umfragen eingestreut, mit Fragestellungen wie dem erwarteten Beitrag von LECs zur Energiewende, wie realistisch die jeweiligen Anforderungen der anderen Gruppen erscheinen und wie die gesammelten Anforderungen zu priorisieren sind (siehe Abbildungen Abbildung 3: Word cloud der Nennungen zu "Worin erwarten Sie den größten Beitrag durch LECs für die Energiewende?" und Abbildung 4: Ergebnis zu "Welche der gesammelten Anforderungen sind am ausschlaggebendsten für den Erfolg von LECs?"). Abschließend wurden die wichtigsten Inhalte zusammengefasst und ein weiterer Workshop zur daraus resultierenden Systemarchitektur avisiert.

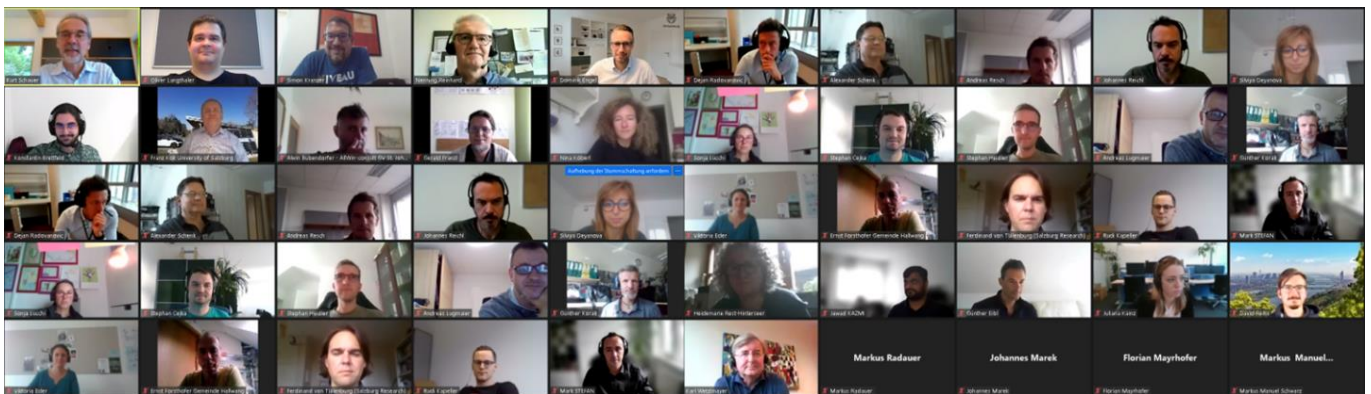


Abbildung 1: Gruppenfoto Workshop 1

Im zweiten Workshop (siehe Abbildung 2: Aufnahme des physischen Teils von Workshop 2), welcher 2023 als Hybridveranstaltung im Vorprogramm des 13. Symposiums "Communications for Energy Systems" (ComForEn) abgehalten wurde, wurden zunächst nochmals kurz die bisherigen Aktivitäten und wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst, bevor wiederum homogene Gruppen zur Diskussion und Rückmeldung der Angemessenheit der entwickelten Systemarchitektur gebildet wurden, deren Ergebnisse anschließend im Plenum diskutiert wurden. Der nächste Input bestand aus einem Überblick der für den restlichen Projektverlauf geplanten Aktivitäten und von Optionen, auf welche Aspekte dabei verstärkt fokussiert werden könnte. Erneut wurde mittels einer Breakout-Session die Möglichkeit zur Formulierung von Feedback bzw. Wünschen gegeben und im Anschluss diskutiert. Den Abschluss bildete eine Zusammenfassung der erhaltenen Rückmeldungen und ein Ausblick auf die Art und Weise, auf welche diese einbezogen werden. Das Feedback bestätigte, dass die Modellierung der bestehenden Strukturen sowie damit verbundener Annahmen zutreffend war und dass die vorgesehene Architektur adäquat erscheint. Es wurde lediglich an einigen Stellen der Bedarf für genauere Ausformulierungen bzw.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ergänzungen von technischen Details identifiziert. Als lohnende Fokusbereiche für den restlichen Projektverlauf wurden Flexibilität (insb. Im Hinblick auf EV charging und Wärmepumpen), data spaces und Kommunikationsinfrastruktur bzw. -architektur (insbesondere im Hinblick auf live metering) identifiziert.



Abbildung 2: Aufnahme des physischen Teils von Workshop 2

3.1.4 Ableitung der Anforderungen

Dieser Abschnitt gibt einen stichwortartigen Überblick über die im ersten Workshop von den verschiedenen Gruppen gesammelten Anforderungen, die in weiterer Folge zusammengefasst und formalisiert wurden.



Abbildung 3: Word cloud der Nennungen zu "Worin erwarten Sie den größten Beitrag durch LECs für die Energiewende?"

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

3.1.4.1 Gruppe 1 "LEC-Betreiber u. Mitglieder"

In dieser Gruppe wurden Mitglieder, Kommunen, Betreiber und Dienstleister vereint, die ihre Anforderungen wie folgt definierten:

- Vermeidung von Bürokratie (z.B. Vereinsgründung), LEC-Betrieb als Dienstleistung
- Möglichkeit der Bürgerbeteiligung (für Akzeptanz, Bewusstseinsförderung)
- Diversifizierung des Ausbaus von erneuerbarer Energieproduktion (nicht nur PV)
- Kostenersparnis (Ersparnisse dürfen nicht durch Verwaltungsaufwand aufgewogen werden)
- Maximierung der Ausbauziele, Ausnützung der verfügbaren Flächen
- Begrenzungen beim Ausbau vermeiden (z.B. Netzrestriktionen durch Speicher umgehen)
- Digitalisierung, steigende Transparenz des „Energielebens“ → Privatsphäre wahren
- Einfache Botschaften in der Kommunikation für Massentauglichkeit und Hebung der vorhandenen Bereitschaft

3.1.4.2 Gruppe 2 "LEC Partner"

Hier wurden Netzbetreiber, Energieanbieter, Lösungsanbieter und Hardwareanbieter zusammengefasst, welche die folgenden Anforderungen gesammelt haben:

- Interoperabilität (Hardware/Software/Kommunikation, nötig für Massentauglichkeit)
- Harmonisierung von Tarifen (z.B. für gemeinsame Speichernutzung für EVU und peak shaving)
- Nachhaltigkeit im Netzbetrieb (z.B. Ersatzbeschaffung von Speichern nach Verschleiß)
- Verursachungsgerechtigkeit (Kostenwahrheit, Problemverursacher dürfen nicht überproportional von Lösungen profitieren)
- Abrechnungsdaten (15min. Smart Meter Werte nur für Abrechnung, Livedaten für Steuerung innerhalb LEC)
- Ersatzwertbildung (Konsens zu Umgang mit fehlenden Werten)
- Mehrfachnutzung von Messdaten (z.B. möglichst Smart Meter Kundenschnittstelle nützen)
- Niederschwellige Teilnahme (z.B. Unterstützung durch Dienstleister, One-stop-shop, Angebot durch Genossenschaften)
- „How to“ Energy Community (z.B. Musterverträge)
- Einheitliche Systemarchitektur (Weg zur Massentauglichkeit und Wirtschaftlichkeit)

3.1.4.3 Gruppe 3 "Rahmensetzer"

In der dritten Gruppe diskutierten Forscher, Soziologen, Ökonomen und Regulatoren aus ihrer Sicht wichtige Anforderungen:

- Infrastruktur für LEC Betrieb und grid friendliness, Berücksichtigung jahreszeiteinspezifischer Parameter
- Use Cases, Business Case(s)
- Robustheit, negative Auswirkungen auf das Netz verhindern
- Datenaustausch standardisiert und zuverlässig
- Daten für Simulation (z.B. Zusammenspiel mehrerer LECs untersuchen)

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- Nutzen vor Profit stellen
- Langsamer (einfacher) Start, Erfahrungen und best practice Beispiele sammeln
- Neue Formen von Tarifen bzw. Tarifstrukturen
- Werkzeuge zur Potentialermittlung und für den Betrieb



Abbildung 4: Ergebnis zu "Welche der gesammelten Anforderungen sind am ausschlaggebendsten für den Erfolg von LECs?"

3.2 Erstellung Synthetischer Energiegemeinschaften und konkreter Simulations-Szenarien

3.2.1 Beschreibung synthetischer LECs

Die Modellierung und Simulation synthetischer LECs und deren sozio-ökonomischen Auswirkungen wurden in AP3 durchgeführt. Die Datengrundlage sind reale Haushalts-Lastprofile und Wärmepumpenprofile in Oberösterreich, synthetische PV-Profile, E-Auto Ladeprofile, und Lastprofile von nicht-Wohngebäuden. Für die Erstellung der LEC-Szenarien wurden synthetische LEC-Modelle entwickelt, die verschiedene Konstellationen von Haushalten, öffentlichen Gebäuden und Industrieanlagen um-fassen. Diese Szenarien berücksichtigen unterschiedliche Faktoren wie den Grad der Urbanisierung und die Verfügbarkeit von PV. Anschließend wurden diese Modelle simuliert, um das Verhalten der LECs zu analysieren. Dabei wurde die Tarifierung basierend auf den gesetzlichen Vorgaben und Vergünstigungen, wie z.B. reduzierten Netzentgelten, umgesetzt. Die Simulationen basierten auf realen Lastprofilen, um die Auswirkungen von LECs auf das Energiesystem realistisch abzubilden. Zudem wurde eine Preiselastizität simulativ angewendet, um zu verstehen, wie Änderungen der Strompreise das Verbrauchsverhalten der Teilnehmer beeinflussen.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 1 zeigt die resultierenden 9 LEC-Szenarien. Im "Maximal"-Szenario gibt es 40 Haushalte ohne Industrie oder öffentliche Gebäude, wobei jeder Haushalt 150 % des Eigenjahresenergiebedarfs durch die eigene PV-Anlage erzeugt, was zu einer Überproduktion führt. Im "Maximal Ind."-Szenario sind 38 Haushalte und 2 Industrieanlagen beteiligt, wobei der Energieverbrauch höher ist als die Produktion, da nur 50 % aller Teilnehmer eine PV-Anlage besitzen. Das "Maximal Öff."-Szenario umfasst 34 Haushalte und 6 öffentliche Gebäude, mit ebenfalls 150 % PV-Produktion, wobei der Verbrauch leicht über der Produktion liegt. Das "Max. Öff./Ind."-Szenario kombiniert 32 Haushalte, 6 öffentliche Gebäude und 2 Industrieanlagen, was den höchsten Energieverbrauch aufweist, der die Produktion übersteigt. Im "Medium"-Szenario gibt es 40 Haushalte ohne Industrie oder öffentliche Gebäude, aber nur 75 % PV-Produktion, wodurch der Energieverbrauch deutlich über der Produktion liegt. "Medium Ind." und "Medium Öff." zeigen ähnliche Konstellationen wie "Maximal Ind." und "Maximal Öff.", jedoch mit niedrigerer PV-Produktion und entsprechend höheren Differenzen zwischen Verbrauch und Produktion. Die zwei „realistischen“ Szenarien „2030 Rural“ und „2030 Urban“ sind so konzipiert, dass sie realistische Szenarien für zukünftige Energiegemeinschaften für verschiedene regionale Typen in Österreich simulieren. Städte bieten weniger Platz für die Installation von PV-Anlagen, was modelliert wurde, indem nur 10 % der Parteien eine PV-Anlage installiert haben. Jede PV-Anlage wurde skaliert, um 300 % des jeweiligen Jahresverbrauchs zu produzieren. Im ländlichen Szenario (2030 Rural) wurde eine Installationsrate von 100 % mit einer moderateren PV-Skalierung von 133 % modelliert. Darüber hinaus wurden Städte mit einem höheren Anteil an Elektrofahrzeugen modelliert (27,1 % gegenüber 15 %). In allen Szenarien zeigt sich, wie unterschiedliche Konstellationen von Haushalten, öffentlichen Gebäuden und Industrieanlagen den Energieverbrauch und die Energieproduktion beeinflussen.

Tabelle 1: Übersicht der LEC-Szenarien

LEC Szenario	Maximal	Maximal Ind.	Maximal Öff.	Max. Öff./Ind.	Medium	Medium Ind.	Medium Öff.	2030 Rural	2030 Urban
Anzahl Teilnehmer	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Anzahl Haushalte	40	38	34	32	40	38	34	40	40
Anzahl öff. Gebäude	0	0	6	6	0	0	6	0	0
Anzahl Industrie	0	2	0	2	0	2	0	0	0
Anteil Wohnungen	0 %	0 %	0 %	0 %	50 %	50 %	50 %	0 %	100 %
Produktion (in % des Jahresverbrauchs pro Teilnehmer)	150 %	150 %	150 %	150 %	75 %	75 %	75 %	133 %	300 %
Anteil PV	100 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	100 %	10 %
Anteil E-PKW	100 %	100 %	100 %	100 %	50 %	50 %	50 %	15 %	27.1 %
Anteil Wärmepumpen	100 %	100 %	100 %	100 %	75 %	75 %	75 %	100 %	50 %
Gesamtverbrauch (kWh)	674.755	803.823	746.334	933.347	426.104	598.831	560.764	388.190	276.175
Gesamtverbrauch + Verhaltensänderung (kWh)	705.981	850.199	785.708	986.065	437.079	615.024	576.288	394.578	277.715
Gesamtproduktion (kWh)	1.012.120	628.168	600.420	646.761	161.789	244.226	236.805	516.282	36.684
Eigenverbrauch in %	16,52 %	21,95 %	22,14 %	24,30 %	25,27 %	38,63 %	38,11 %	22,31 %	13,06 %
Eigenverbrauch in % LEC	27,47 %	49,66 %	46,55 %	56,02 %	65,19 %	74,95 %	70,57 %	27,56 %	93,79 %
Eigenverbrauch in % LEC + Verhaltensanpassung	30,56 %	57,05 %	53,10 %	64,17 %	71,98 %	81,58 %	77,12 %	28,79 %	97,99 %
Autarkiegrad	24,78 %	17,16 %	17,81 %	16,84 %	9,60 %	15,76 %	16,09 %	29,67 %	1,73 %
Autarkiegrad LEC	41,21 %	38,81 %	37,45 %	38,82 %	24,75 %	30,57 %	29,80 %	36,65 %	12,46 %
Autarkiegrad LEC + Verhaltensanpassung	43,81 %	42,15 %	40,58 %	42,09 %	26,64 %	32,40 %	31,69 %	37,68 %	12,94 %

3.2.2 Ergänzung der Szenarien für technische Auswirkungen

Die folgenden Unterabschnitte zeigen erste Ergebnisse von Modell-Energiegemeinschaften, die sich in ihrer Lage und Netztopologie unterscheiden. Die Resultate wurden in der Publikation [1] präsentiert und um neue Daten für die Publikation [2] erweitert. 5 zeigt einen Überblick über die möglichen Energiegemeinschaften nach österreichischem Recht.

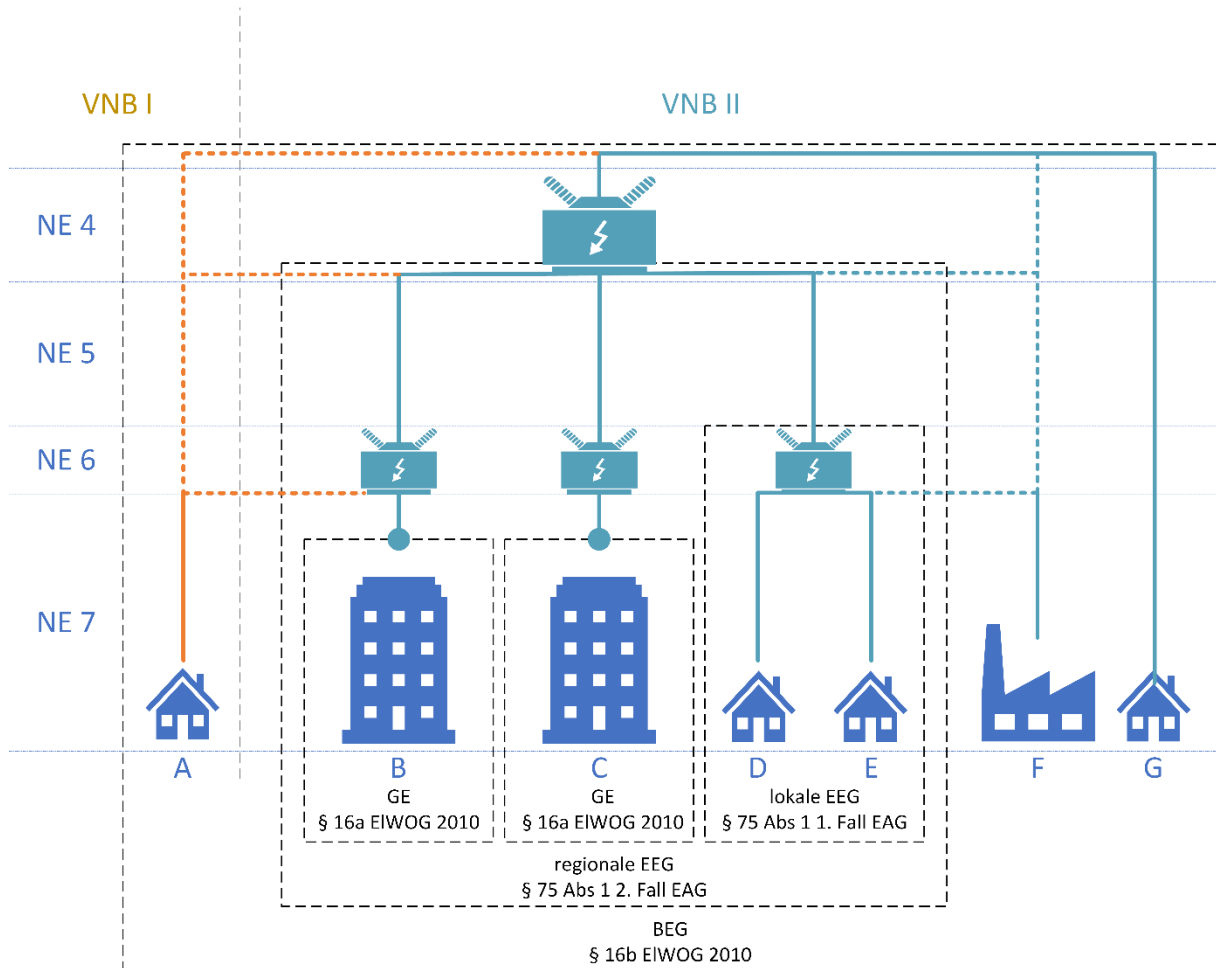


Abbildung 5: Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (GE) und unterschiedliche Typen von Energiegemeinschaften (EEG, BEG) im österreichischen Recht [7]

3.2.2.1 Ruraler Raum

Abbildung 5 zeigt eine Modell-Energiegemeinschaft in einem ruralen Gebiet. Die Gebäudedichte in einem solchen Gebiet ist im Allgemeinen gering; die meisten Gebäude sind Einfamilienhäuser, von denen einige bereits mit PV-Anlagen ausgestattet sind und einige E-Auto-Ladestationen sind bereits installiert. Die Netztopologie dürfte einfach sein, mit einem Niederspannungsnetz (NE 7) und einem NS/MS-Transformator (NE 6) als Barriere. Die resultierende typische Energiegemeinschaft wird daher voraussichtlich ein LREC sein.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



Abbildung 5: Modell Energiegemeinschaft in einem ruralen Gebiet [5]

3.2.2.2 Suburbaner Raum

Abbildung 6 zeigt eine Modell-Energiegemeinschaft in einem suburbanen Gebiet. Die Gebäudedichte in einem solchen Gebiet ist im Allgemeinen vielfältig und umfasst kleine Unternehmen, öffentliche Gebäude und Schulen. Die Netztopologie kann auch einige Industriegebäude umfassen, die jedoch vom REC ausgeschlossen werden könnten, da sie die maximale Organisationsgröße für Teilnehmer überschreiten. Somit ergibt sich eine offensichtliche Mischung aus verschiedenen Kundentypen mit unterschiedlichen Lastprofilen. Dies sorgt für eine bessere Abdeckung der gleichzeitigen Erzeugung und des Verbrauchs. Die Netztopologie erlaubt LRECs (gestrichelte innere Rechtecke), aber für den Anschluss eines ganzen Dorfes kann die Netztopologie die Einrichtung eines RREC (gestrichelte äußere Rechtecke) erfordern, einschließlich des Mittelspannungsnetzes (NE 5) und eines Mittel- und Hochspannungstransformators (NE 4) als Betriebsbarriere.

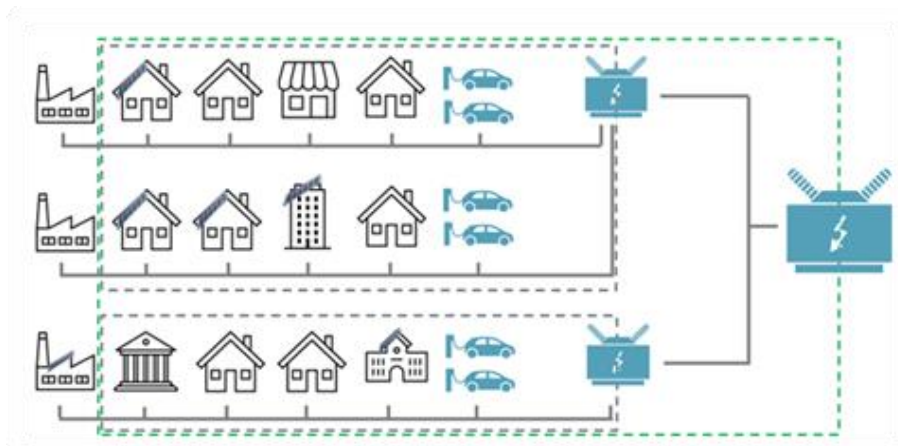


Abbildung 6: Modell Energiegemeinschaft in einem suburbanen Gebiet [5]

3.2.2.3 Urbaner Raum

Abbildung 7 zeigt eine Modell-Energiegemeinschaft in einem urbanen Gebiet. Die Gebäudedichte in einem solchen Gebiet ist im Allgemeinen hoch; die meisten Gebäude sind

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Mehrfamilienhäuser, einige beherbergen auch kleinere Unternehmen. Es ist üblich, dass größere Gebäude alleinige Mitglieder eines Niederspannungsnetzes sind; daher können selbst direkt benachbarte Gebäude nicht mehr Teil desselben LREC sein [3]. Daher wird die typische Energiegemeinschaft in einem urbanen Gebiet voraussichtlich ein RREC sein.

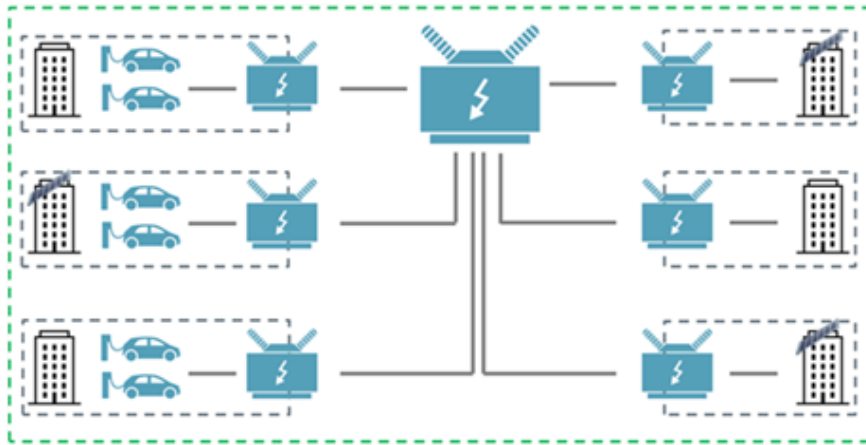


Abbildung 7: Modell Energiegemeinschaft in einem urbanen Gebiet [5]

3.2.3 Beschreibung KPIs

Die Key Performance Indikatoren (KPI) wurden aufgeteilt in technische und wirtschaftliche KPI. Das Alleinstellungsmerkmal von lokalen Energiegemeinschaften ist die Möglichkeit des lokalen Handels mit Energie und dadurch die Erhöhung des Eigenverbrauchs lokal und erneuerbar erzeugter Energie.

3.2.3.1 Technische KPI

Die technischen Vorzüge von LEC können quantifiziert werden durch Reduktion der negativen Effekte auf die lokale Verteilnetzinfrastruktur, die durch erhöhte Durchdringung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und flexiblen Energietechnologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen auftreten.

Tabelle 1: Technische KPIs

KPI	Art	Verortung	Limits
Leitungsauslastung	Auslastung	Lokal	75% Nennauslastung
Transformatorauslastung	Auslastung	Global (Verteilnetz)	75% Nennauslastung
Spannungsbandverletzung	Limit	Lokal / Global	0.95 – 1.05 p.u.

Bei den „Auslastung“-KPI werden Vorteile durch die Anzahl an Überlastungen während eines Betrachtungszeitraums klassifiziert. Für die Leitungsauslastungen können pro Zeitschritt mehrere Leitungen überlastet sein. Bei der Transformatorauslastung kann für jeden Zeitschritt der Simulation der Transformator überlastet sein oder nicht. Aus diesem Grund ist

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

die absolute Anzahl von Überlastungszeitpunkten für Leitungen potenziell viel höher als für den Transformator. Bei Spannungsbandverletzungen werden ebenfalls alle Knoten mit Spannungsbandverletzungen gezählt.

3.2.3.2 Ökonomische KPI

Die wirtschaftlichen KPI zeichnen sich vor allem durch den Eigenverbrauch aus, der sich durch die lokale Energiegemeinschaft erzielen lässt. Dieser erhöhte Eigenverbrauch führt auf Grund von Netzkostenreduktion und reduzierter lokaler Energiepreise zu einem direkten ökonomischen Vorteil für die EG-Teilnehmenden.

Tabelle 2: Wirtschaftliche KPIs

KPI	Art	Bereich
Lokaler Eigenverbrauch	Anteilhafter Eigenverbrauch	Relativ zu status quo
EG-Eigenverbrauch	Anteilhafter Eigenverbrauch	0.0-1.0

Der lokale Eigenverbrauch wird durch flexible Lasten wie EV und WP erhöht, wenn diese in den Zeitraum von PV-Erzeugung im Haushalt verschoben werden. Der globale Eigenverbrauch kann einerseits durch Verschiebung von Lasten zu Zeitpunkten mit PV-Überschuss in der EG, oder durch Lastverschiebungen durch den Einsatz von zentralen Speichern in EG.

3.3 Sozio-ökonomische und rechtliche Auswirkungen

3.3.1 Rechtliche Auswirkungen

Das rechtliche Umfeld für Energiegemeinschaften im Energierecht befindet sich derzeit im Wandel. Bedeutende Änderungen wie beispielsweise das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) 2021 und der Green Deal der Europäischen Union, sowie das 2024 geplante neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) prägen diese Entwicklungen. In zeitlicher Nähe zum Projektbeginn im Jahr 2021 wurde in Österreich die Umsetzung der durch das europäische Clean Energy Package 2018 eingeführten Energiegemeinschaften in das EAG implementiert. In den folgenden Jahren wurde die Entwicklung von Energiegemeinschaften auch in rechtlicher Hinsicht beobachtet, wobei insbesondere das rechtliche Umfeld kontinuierlich und intensiv angepasst wurde. Dies geschah vor allem im Kontext der Energiepreiskrise und den Auswirkungen des Ukrainekriegs. Infolgedessen stiegen neben der allgemeinen Inflation insbesondere die Energiepreise drastisch an, woraufhin Bund und Länder zahlreiche Maßnahmen einleiteten, wie etwa den Energiekostenausgleich oder der Stromkostenzuschuss ("Strompreisbremse"). Diese Maßnahmen beinhalteten auch allgemeine Steuer- und Abgabenerleichterungen (z.B. Elektrizitätsabgabe, Erneuerbaren-Ausbau-Förderpauschale), die zuvor gerade den Strombezug in Energiegemeinschaften vergünstigten. Während die Strompreisbremse den Strompreis für Haushalte temporär

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

deckelte, galt dies nicht für den Bezug innerhalb von Energiegemeinschaften. Dadurch wurden viele der rechtlichen Vergünstigungen, die zur Unterstützung von Energiegemeinschaften geschaffen wurden, seit der Energiepreiskrise, im Vergleich zum nun ebenso reduzierten allgemeinen Strombezug, stark reduziert. Produzenten bekamen am freien Markt teilweise mehr für eingespeiste Überschussenergie als innerhalb der Energiegemeinschaft. Daher war der preisgedeckelte Bezug aus dem Stromnetz für den Verbraucher günstiger als der Bezug innerhalb der Energiegemeinschaft. Zusätzlich wurden in den vergangenen Jahren auch die Genehmigungsverfahren sowie die Anforderungen an Photovoltaikanlagen und Elektromobilität/Ladestationen angepasst, die wesentliche Bestandteile von Energiegemeinschaften darstellen.

Im letzten Projektjahr war vor allem der Erstentwurf des bereits oben genannten neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) relevant. Auch wurde erst kürzlich die EU-Richtlinie mit Mindestanforderungen zur Anzahl an Ladepunkten, sowie der verpflichteten Ausstattung von Neubauten mit Photovoltaikanlagen beschlossen. Die Relevanz dieser Änderungen in Bezug auf Energiegemeinschaften und auf das Projekt ergibt sich daraus, dass sowohl Photovoltaikanlagen als die wesentlichen Erzeuger in den meisten Energiegemeinschaften, als auch Elektromobilität als Verbraucher (zukünftig eventuell auch Speicher) wesentliche Teilnehmer von Energiegemeinschaften darstellen.

Über die oben skizzierten Themen wurden laufend Artikel in nationalen juristischen Fachzeitschriften veröffentlicht [9], [10], [11], [12], [13], [14], [15], [16], [17], [18].

Daneben wurde auch in nationalen Konferenzen über Neuerungen berichtet [19], [20], [21].

3.3.2 Simulationsergebnisse

In diesen Simulationen wurde die dynamische Aufteilung auf alle 9 synthetischen Energiegemeinschaften für ein volles Jahr angewendet. Hierbei wird nur die Erzeugung durch PV betrachtet, es kommen keine Batterien vor. Zusätzlich zu diesen Simulationen wurden in einer zweiten Variante eine Verhaltensänderung aufgrund des geänderten Preises über die Preiselastizität für alle Szenarien simuliert.

3.3.2.1 Eigenverbrauch und Autarkiegrad

Die Hauptergebnisse der oben vorgestellten Vorgehensweise sind für die 9 LEC-Szenarien und die 3 Simulationsvarianten in Tabelle 3 dargestellt. Der erhöhte Verbrauch durch die Anwendung der Preiselastizitäten ist in der Spalte „Gesamtverbrauch + Verhaltensänderung (kWh)“ gegenüber der Spalte „Gesamtverbrauch (kWh)“ sichtbar.

Die Spalte "Eigenverbrauch in %" zeigt den Prozentsatz der erzeugten Energie, die selbst genutzt wird, wenn keine LEC vorliegt. Im "Maximal"-Szenario liegt der Eigenverbrauch bei 16,52%, was darauf hin-deutet, dass auf Grund der hohen PV-Produktion ein erheblicher Teil der Energie ins Netz eingespeist wird. Im "Maximal Ind."-Szenario steigt der Eigenverbrauch

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

auf 21,95%, da die Industrie mehr Energie direkt nutzt. Im "Maximal Öff."-Szenario liegt der Eigenverbrauch bei 22,14%, leicht höher aufgrund der zusätzlichen öffentlichen Gebäude. Das "Max. Öff./Ind."-Szenario weist mit 24,30% den höchsten Eigenverbrauch unter den maximalen Szenarien auf, bedingt durch die Kombination aus Industrie und öffentlichen Gebäuden. Im "Medium"-Szenario erhöht sich der Eigenverbrauch auf 25,27%, da weniger Energie produziert wird und somit ein größerer Anteil intern genutzt wird. Das "Medium Ind."-Szenario zeigt mit 38,63% den höchsten Eigenverbrauch, da die Produktionskapazität im Verhältnis zum Bedarf niedriger ist. Ein ähnlicher Wert von 38,11% findet sich im "Medium Öff."-Szenario. Im "2030 Rural"-Szenario, das sich auf eine ländliche Umgebung mit relativ hoher PV-Produktion konzentriert, liegt der Eigenverbrauch bei 22,31%. Das "2030 Urban"-Szenario hat mit 13,06% den niedrigsten Eigenverbrauch, was auf den geringen PV-Anteil im städtischen Kontext zurückzuführen ist, der hier bei nur 10% liegt. Diese Unterschiede im Eigenverbrauch spiegeln die jeweiligen Strukturunterschiede der Szenarien wider, insbesondere in Bezug auf die Anzahl der Haushalte, den Anteil an öffentlichen Gebäuden und Industrie sowie die Höhe der PV-Produktion und der Anteil an PV-Anlagen. Zusammenfassend kann gesagt werden, die Spalte "Eigenverbrauch" zeigt die Situation ohne eine LEC, in der die Teilnehmer den erzeugten Strom nur individuell nutzen können, ohne diesen mit anderen zu teilen. In dieser Situation bleibt der Eigenverbrauch in allen Szenarien relativ niedrig, da Überschüsse aus der Photovoltaik-Produktion direkt ins Netz eingespeist werden, anstatt sie von anderen Teilnehmern der Gemeinschaft zu nutzen.

LEC Szenario	Maximal	Maximal Ind.	Maximal Öff.	Max. Öff./Ind.	Medium	Medium Ind.	Medium Öff.	2030 Rural	2030 Urban
Anzahl Teilnehmer	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Anzahl Haushalte	40	38	34	32	40	38	34	40	40
Anzahl öff. Gebäude	0	0	6	6	0	0	6	0	0
Anzahl Industrie	0	2	0	2	0	2	0	0	0
Anteil Wohnungen	0%	0%	0%	0%	50%	50%	50%	0%	100%
Produktion (in % des Jahresverbrauchs pro Teilnehmer)	150%	150%	150%	150%	75%	75%	75%	133%	300%
Anteil PV	100%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	100%	10%
Anteil E-PKW	100%	100%	100%	100%	50%	50%	50%	15%	27.1%
Anteil Wärmepumpen	100%	100%	100%	100%	75%	75%	75%	100%	50%
Gesamtverbrauch (kWh)	674.755	803.823	746.334	933.347	426.104	598.831	560.764	388.190	276.175
Gesamtverbrauch + Verhaltensänderung (kWh)	705.981	850.199	785.708	986.065	437.079	615.024	576.288	394.578	277.715
Gesamtproduktion (kWh)	1.012.120	628.168	600.420	646.761	161.789	244.226	236.805	516.282	36.684
Eigenverbrauch in %	16,52%	21,95%	22,14%	24,30%	25,27%	38,63%	38,11%	22,31%	13,06%
Eigenverbrauch in % LEC	27,47%	49,66%	46,55%	56,02%	65,19%	74,95%	70,57%	27,56%	93,79%
Eigenverbrauch in % LEC + Verhaltensanpassung	30,56%	57,05%	53,10%	64,17%	71,98%	81,58%	77,12%	28,79%	97,99%
Autarkiegrad	24,78%	17,16%	17,81%	16,84%	9,60%	15,76%	16,09%	29,67%	1,73%
Autarkiegrad LEC	41,21%	38,81%	37,45%	38,82%	24,75%	30,57%	29,80%	36,65%	12,46%
Autarkiegrad LEC + Verhaltensanpassung	43,81%	42,15%	40,58%	42,09%	26,64%	32,40%	31,69%	37,68%	12,94%

Tabelle 3: Übersicht der LEC-Simulationsergebnisse

Mit der Einführung einer LEC, wie in der Spalte "Eigenverbrauch in % LEC" dargestellt, erhöht sich der Eigenverbrauch in allen Szenarien deutlich. Dies liegt daran, dass die Mitglieder der LEC in der Lage sind, den überschüssig erzeugten Strom untereinander zu teilen. Wenn beispielsweise ein Haushalt mehr Strom produziert, als er verbraucht, kann dieser Strom von einem anderen Teilnehmer genutzt werden, dessen eigener Bedarf nicht vollständig durch seine eigene Produktion gedeckt wird. Dadurch sinkt der Anteil des ins Netz eingespeisten Stroms erheblich, während der Anteil des lokal verbrauchten Stroms innerhalb der Gemeinschaft steigt (aus Sicht des Netzes, fließt der Strom trotzdem erst in das Stromnetz, bevor es einen anderen LEC-Abnehmer findet, ein Netznutzen kann somit nur durch eine Verhaltensanpassung erreicht werden, siehe die Analysen weiter unten).

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die Erhöhung des Eigenverbrauchs in einer LEC ist besonders ausgeprägt in Szenarien mit gemischter Nutzung, wie etwa im "Maximal Öff./Ind."-Szenario, wo sich Industrie- und öffentliche Gebäude ergänzen. Auch in den "Medium"-Szenarien ist der Anstieg des Eigenverbrauchs markant, da hier eine moderate PV-Produktion auf eine vielfältige Nutzung trifft, die den Strombedarf innerhalb der LEC besser ausgleicht. Im "2030 Urban"-Szenario wird der Eigenverbrauch besonders stark erhöht, da die städtischen Teilnehmer, die ohne LEC auf Grund des PV-Anteils von nur 10% nur einen geringen Eigenverbrauch haben, von den in der Gemeinschaft geteilten Erträgen stark profitieren können. Insgesamt steigt der Eigenverbrauch durch die LEC flächendeckend, weil die Flexibilität der Gemeinschaft es ermöglicht, den erzeugten Strom effizienter zu nutzen und Abhängigkeiten von externer Energieversorgung zu reduzieren. Dies ist sogar im Maximalszenario der Fall, da ob der großen Produktionsmenge, die LEC es erlaubt individuelle Spitzen abzudecken, die durch Eigenproduktion nicht gedeckt werden können.

Der Autarkiegrad gibt an, wie viel Prozent des gesamten Energieverbrauchs durch PV-Produktion gedeckt werden können. Er berechnet sich als das Verhältnis von Eigenverbrauch zur gesamten benötigten Energiemenge. In der Spalte "Autarkiegrad" wird der Autarkiegrad ohne die Implementierung einer LEC dargestellt, das heißt, jeder Teilnehmer nutzt ausschließlich den von ihm selbst erzeugten Strom. In diesem Szenario bleibt der Autarkiegrad relativ niedrig, da überschüssiger Strom, den einzelne Teilnehmer nicht selbst verbrauchen können, ins Netz eingespeist wird. Im "Maximal"-Szenario liegt der Autarkiegrad bei 24,78%, während er in Szenarien mit höherem industriellen Verbrauch wie "Maximal Ind." und "Max. Öff./Ind." auf 17,16% bzw. 16,84% fällt. Dies zeigt, dass obwohl der Eigenverbrauch höher ist, der Gesamtverbrauch bei geringerer Produktion höher ist, was den Autarkiegrad drückt. In den "Medium"-Szenarien sinkt der Autarkiegrad weiter, weil die geringere PV-Produktion weniger des gesamten Energiebedarfs decken kann. Das "2030 Urban"-Szenario weist mit 1,73% den geringsten Autarkiegrad auf, da hier die PV-Produktion im städtischen Umfeld besonders niedrig ist.

Mit der Implementierung einer LEC, wie in der Spalte "Autarkiegrad LEC" dargestellt, verbessert sich der Autarkiegrad in allen Szenarien erheblich. Dies liegt daran, dass der erzeugte Strom innerhalb der LEC effizienter genutzt wird, da Überschüsse von einem Teilnehmer, der gerade weniger verbraucht, zu einem anderen Teilnehmer transferiert werden, der mehr Bedarf hat. Im "Maximal"-Szenario steigt der Autarkiegrad durch die LEC auf 41,21%, was einen deutlichen Gewinn an Selbstversorgungsfähigkeit zeigt. In Szenarien wie "Maximal Ind." und "Max. Öff./Ind." erhöht sich der Autarkiegrad ebenfalls auf 38,81% bzw. 38,82%. Auch in den "Medium"-Szenarien zeigen sich signifikante Verbesserungen, beispielsweise erreicht das "Medium Ind."-Szenario einen Autarkiegrad von 30,57%, was die Bedeutung des Gemeinschaftsverbrauchs unterstreicht. Besonders auffällig ist der Anstieg im "2030 Urban"-Szenario, wo der Autarkiegrad durch die LEC von 1,73% auf 12,46% ansteigt, da hier die LEC die geringe individuelle PV-Produktion durch kollektiven Verbrauch kompensiert. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Einführung einer LEC den Autarkiegrad erheblich steigert, da die lokale Verteilung des erzeugten Stroms den Eigenverbrauch maximiert. Dadurch können die Teilnehmer ihren Energiebedarf wesentlich besser durch eigene Produktion decken, was die Unabhängigkeit vom Netz erhöht und die Effizienz der PV-Nutzung verbessert.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die Spalte "Eigenverbrauch in % LEC + Verhaltensanpassung" zeigt, wie der Eigenverbrauch innerhalb einer LEC nach der Anpassung des Verbrauchsverhaltens steigt. Diese Anpassung erfolgt als Reaktion auf günstigere Preise innerhalb der LEC, was dazu führt, dass die Teilnehmer ihren Verbrauch zeitlich verschieben, um mehr von dem lokal erzeugten Strom nutzen zu können. Durch diese Verhaltensanpassung wird der Eigenverbrauch in allen Szenarien weiter gesteigert. Beispielsweise erhöht sich der Eigenverbrauch im "Maximal"-Szenario von 27,47% auf 30,56%, während er im "Maximal Ind."-Szenario von 49,66% auf 57,05% und im "2030 Urban"-Szenario von 93,79% auf 97,99% ansteigt. Dies verdeutlicht, dass die Teilnehmer durch gezielte Anpassungen ihres Verbrauchsverhaltens noch mehr von der lokal erzeugten Energie nutzen können, wodurch die Effizienz der LEC weiter verbessert wird.

Die Spalte "Autarkiegrad LEC + Verhaltensanpassung" zeigt den Autarkiegrad der LEC nach der Verbrauchsanpassung. Der Autarkiegrad verbessert sich durch diese Anpassung ebenfalls in allen Szenarien, da der höhere Eigenverbrauch zu einer noch besseren Deckung des Gesamtverbrauchs durch die eigene PV-Produktion führt. So steigt der Autarkiegrad im "Maximal"-Szenario von 41,21% auf 43,81%, im "Maximal Ind."-Szenario von 38,81% auf 42,15% und im "2030 Urban"-Szenario von 12,46% auf 12,94%. Diese Zunahme verdeutlicht, dass durch die Preisanreize und die daraus resultierende Verhaltensanpassung die Unabhängigkeit vom Netz weiter erhöht werden kann, was die Resilienz und Nachhaltigkeit der LEC stärkt.

Ohne Batterien gibt es keine eindeutige beste Konfiguration aller Szenarien. Dies wird auch durch Abbildung 10 verdeutlicht. Die Szenarien sind vertikal nach dem jährlichen Anteil der PV-Produktion geordnet. Die Werte beziehen sich auf LECs ohne Preiselastizitäten. Da wir an dem Einfluss der EEG interessiert sind, werden alle Größen nach dem Gesamtverbrauch in einem Jahr normalisiert. Daher kennen wir den Anteil, der für den eigenen Energieverbrauch (Self-cons) erzeugt werden kann, und den Anteil, der lokal verbraucht wird (From REC). „Export“ zeigt die gesamte Energie, die zu Zeiten exportiert wird, in denen zu viel Energie verfügbar war. Es ist zu beachten, dass in dieser Analyse keine Batterien berücksichtigt wurden. Im Falle idealer Batterien könnte diese überschüssige Energie von den Batterien gespeichert und später am selben Tag oder am Anfang des folgenden Tages verbraucht werden. Daher kann sie als das maximale Potenzial von Batterien interpretiert werden. Schließlich ist der letzte Balken die Energie, die vom Netz bezogen wird, um im Falle von Batterien gemindert werden könnte. Der Export von Energie zurück ins Netz nimmt in Tabelle 4 generell von oben nach unten zu und damit mit abnehmendem Verhältnis der gesamten PV-Kapazität. Während zum Beispiel Szenario „2030 Urban“ den höchsten Eigenverbrauch hat, hat es auch den höchsten anteiligen Netzbezug. Für das Szenario „Maximal“ liegt der höchste Autarkiegrad vor, jedoch auch der höchste anteilige Export ins Netz.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

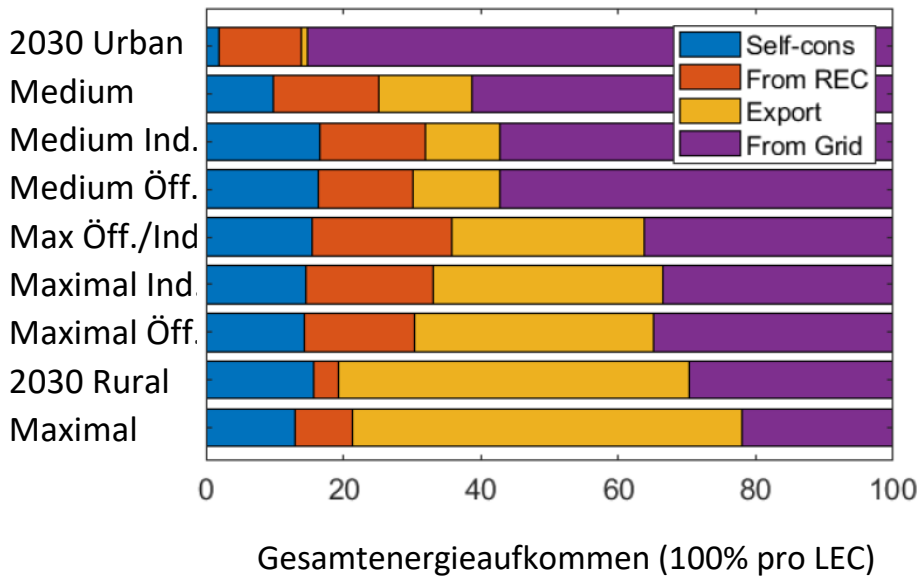


Tabelle 4: Energieaufkommen der LEC-Szenarien

3.3.2.2 Analyse zur Abschätzung sinnvoller Batteriekapazitäten am Beispiel Szenario „2030 Rural“

Die gleichen Größen werden in Tabelle 5 für Szenario „2030 Rural“ für die Monate eines Jahres dargestellt. Allerdings werden die absoluten Werte geplottet, sodass man den höheren Verbrauch im Winter erkennen kann. Im Sommer wird viel mehr Energie produziert als benötigt wird, und der Bedarf kann durch den Einsatz von Batterien gedeckt werden. Es ist zu beachten, dass die exportierte Energie höher ist als der dritte Balken, da sie in dieser Abbildung am Verbrauch limitiert wird, um das Potenzial von einer Batterie zu verdeutlichen. Im Gegensatz zum Sommer ist die Energieproduktion mit PV selbst mit Batterien im Winter weit davon entfernt, den Verbrauch zu decken. Alle maximalen Szenarien zeigen ähnliches Verhalten.

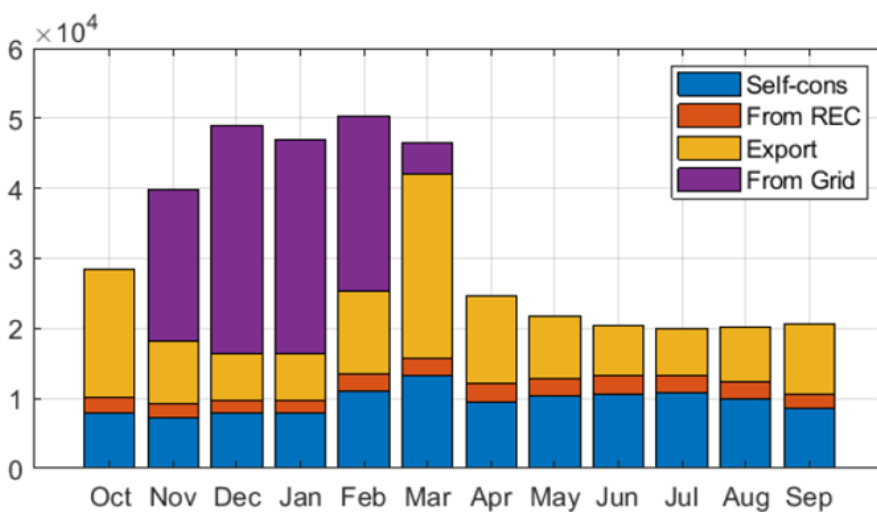


Tabelle 5: Monatsübersicht Szenario 2030 Rural

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Wie die Batteriekapazität der LEC im Szenario „2030 Rural“ dimensioniert werden kann, lässt sich durch die Summierung des täglichen Exports abschätzen, siehe Abbildung 8. Man kann erkennen, dass eine Gesamtkapazität der Batterien der gesamten LEC von 2500 kWh ausreichen würde, um den täglichen Export zu speichern.

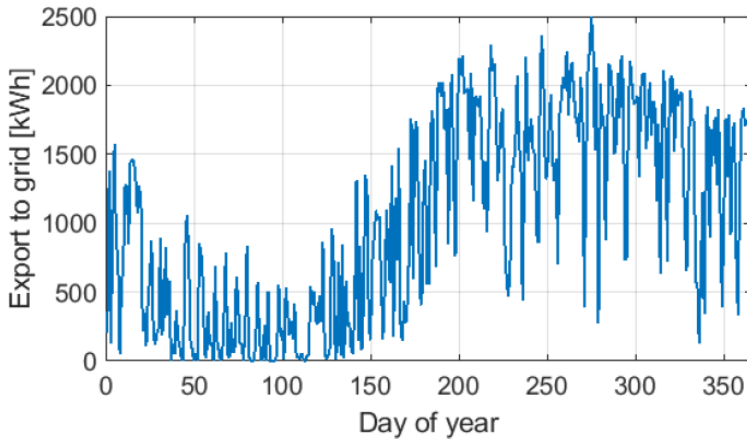


Abbildung 8: Summierung des Exports in Szenario 2030 Rural

Der Kompromiss zwischen Batteriekosten und der Maximierung der lokalen Nutzung kann dann durch die Variation der Batteriekapazität von null bis 2500 kWh beurteilt werden, wie in Abbildung 9 dargestellt wird. Man kann erkennen, dass 2500 kWh wohl überdimensioniert ist, da man schon bei 2000 kWh fast die gesamte Rückspeisung auf null bringen könnte.

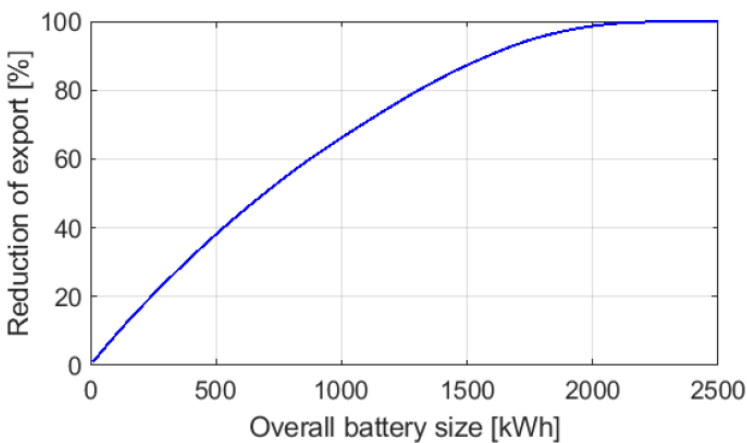


Abbildung 8: Variation der Batteriekapazität

3.3.2.3 Netzentlastung

Die Integration von LECs und die daraus resultierende Verhaltensanpassung (durch Anwendung der Preiselastizitäten) der Teilnehmer bieten nicht nur potentielle Vorteile für die Mitglieder der Gemeinschaft, sondern auch potentielle Vorteile für das Stromnetz. Insbesondere kann die gezielte Veränderung des Stromverbrauchs in Zeiten hoher PV-Erzeugung zu einer Netzentlastung führen. Diese Anpassungen werden durch Preisreize motiviert, die den Verbrauch dann fördern, wenn zusätzlicher PV-Strom innerhalb der LEC verfügbar ist. Anstatt überschüssigen Strom ins Netz einzuspeisen, nutzen

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

die Teilnehmer der LEC diesen lokal, wodurch die Einspeisungsspitzen potentiell verringert werden können.

Diese Veränderung kann mit einer sogenannten Dauerlinie dargestellt werden. Diese zeigt die Last jeder der 35040 Viertelstunden innerhalb der LEC, sortiert nach Größe, wobei eine Last < 0 als Netto-Einspeisung zu verstehen ist, und eine Last > 0 als Netto-Abnahme vom Netz. Daher kann eine Dauerlinie zeigen, wie sich die maximale Einspeisung in das Netz durch die Verhaltensanpassung verändert. Während zu Spitzenzeiten ohne Anpassung möglicherweise große Mengen an überschüssigem Strom ins Netz fließen und potenziell Netzengpässe verursachen, kann sich dieser Überschuss durch die veränderte Verbrauchsstrategie reduzieren. Das Ergebnis ist eine flachere Einspeisekurve und damit eine stabilere Netzbelastung, was sowohl für die Betreiber als auch für die Netzstabilität vorteilhaft ist. Dies würde das Potenzial der LECs als integraler Bestandteil eines zukunftsfähigen Energiesystems unterstreichen. Da es in unserer Simulation nur positive Preisanreize gibt, bzw. keine Lastverschiebung angenommen wird, das heißt, die Teilnehmer verringern ihren Verbrauch nach einer Erhöhung nicht, kommt es in unseren Simulationen zu keiner Verringerung der Lastspitzen, die das Netz potentiell weiter entlasten könnten.

Abbildung 10 zeigt 4 Dauerlinien-Diagramme für das Szenario „Maximal“. Jedes Diagramm bildet Dauerlinien für zwei Varianten ab, einmal für die LEC und einmal für die LEC nach Anwendung der Preiselastizitäten. In der linken Hälfte sind die Datenpunkte nach der Größe der jeweiligen Variante sortiert. In der rechten Hälfte sind die Datenpunkte nach der Größe der LEC-Variante ohne Anwendung der Preiselastizitäten sortiert. Das heißt, in der rechten Hälfte sind die roten Datenpunkte so angeordnet, dass sie dem Zeitpunkt des jeweiligen schwarzen Datenpunktes entsprechen. Die obere Hälfte zeigt die komplette Dauerlinie eines Jahres mit jeweils 35040 Datenpunkten, entsprechend den 35040 15-Minuten Intervallen eines Jahres. Die untere Hälfte zeigt nur rund 1% davon, nämlich die niedrigsten 350 Datenpunkte. Diese entsprechen alle negative Werte, da in diesen Zeiten netto eingespeist wird. Die Differenz bei größter netto Einspeisung entspricht der Differenz der beiden Varianten LEC und LEC + Elastizitäten beim niedrigsten Wert, der Wert im 35040. 15-Minuten Intervall. Das ist der Zeitpunkt der größten netto Einspeisung. Dieser Wert wird in kW und in % des kW zur Zeit der größten Einspeisung in der Variante LEC angegeben. 0 kW heißen, dass selbst nach Verhaltensanpassung der LEC-Teilnehmer (simuliert durch die Anwendung der Elastizitäten), im Szenario „Maximal“ die Leistung zum Zeitpunkt der größten netto Einspeisung nicht verringert werden kann. Dies ist der Fall, da zu diesem Zeitpunkt sämtlicher Verbrauch mit Eigenstrom versorgt werden kann, d.h., es wird kein LEC-Strom benötigt.

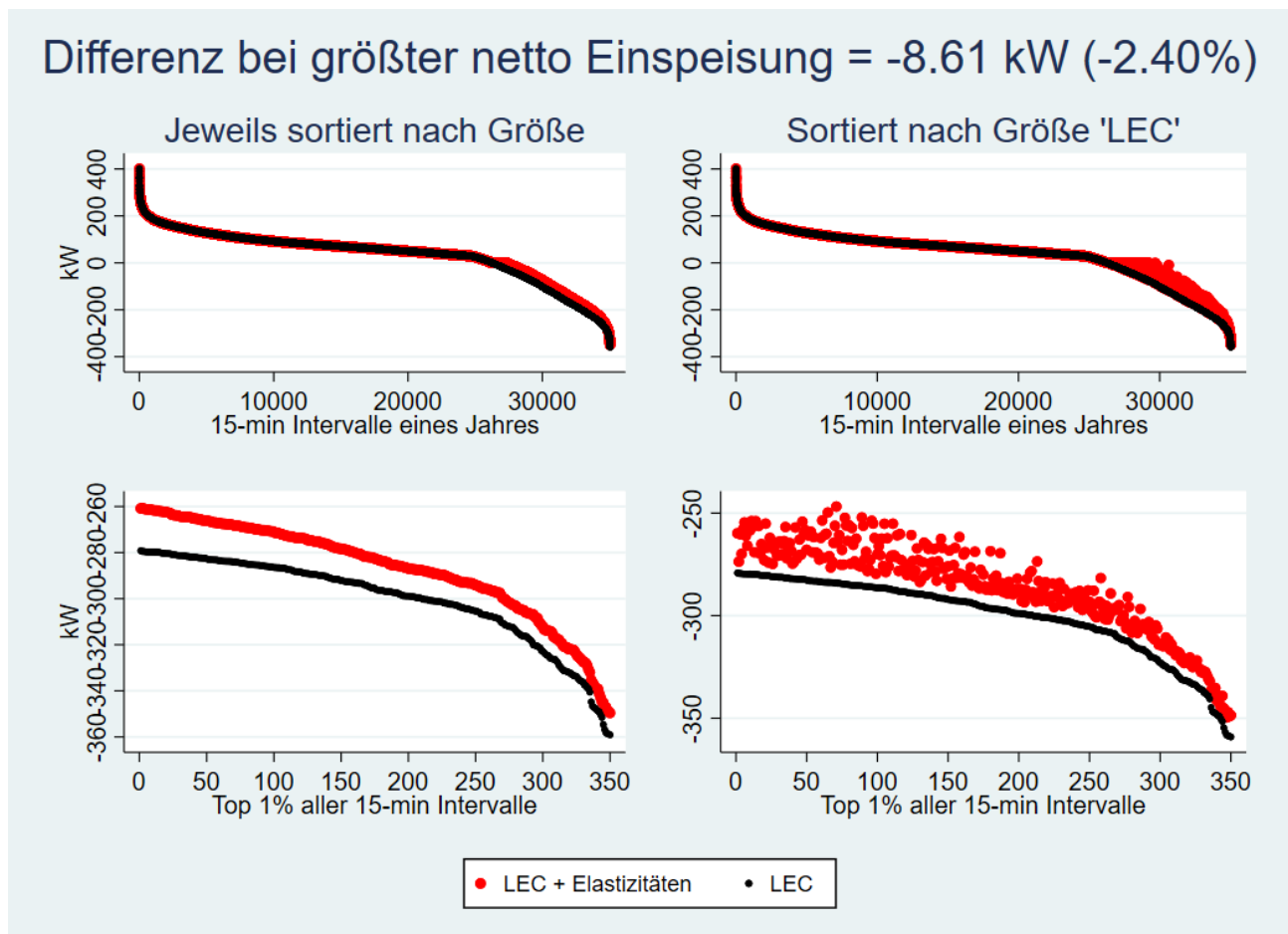


Abbildung 10: Dauerlinien Szenario Maximal Ind./Öff.

Folgende Aussagen bezüglich Netzdienlichkeit im Sinne der obigen Analyse können nun getätigt werden. LECs können nur netzdienlich sein, wenn sich die Teilnehmer „anders“ verhalten als wenn sie nicht Teil einer LEC sind. Weiters ist eine Netzdienlichkeit nur möglich, wenn nicht jeder LEC-Teilnehmer überproportional mit PV-Kapazität ausgestattet ist. Es sollte möglichst auch reine Verbraucher geben bzw. Großverbraucher geben. Weiters müssen diese auch bereit sein, sind ihr Verhalten entsprechend der LEC anzupassen. Wie groß die Anreize für potentielle Teilnehmer sind einer LEC beizutreten wird im folgenden Unterkapitel analysiert.

3.3.3 Sozio-ökonomische Auswirkungen

3.3.3.1 Vorgehensweise und Limitierungen

Im Rahmen von Task 3.3 stützt sich die Analyse ebenfalls auf die in Task 3.2 entwickelten Ergebnisse der in Zusammenarbeit mit Task 4 definierten synthetischen LEC-Modelle. Diese Modelle basieren auf realen Lastprofilen und simulierten Szenarien, die eine detaillierte Untersuchung der sozio-ökonomischen Auswirkungen (sprich der Kosteneinsparungspotenziale verschiedener Populationsgruppen) von LECs ermöglichen sollen. Allerdings hat sich herausgestellt, dass die Struktur und Qualität der verfügbaren Daten sowie die Beschaffenheit der synthetischen LECs eine umfassende quantitative Analyse nicht zulassen.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die Modelle und Daten, die in Task 3.2 generiert wurden, sind primär dazu geeignet, Szenarien und Auswirkungen auf einer deskriptiven Ebene zu untersuchen. Sie liefern wichtige Einblicke in die allgemeinen Trends und Verhaltensmuster innerhalb der LECs, erlauben jedoch keine statistisch signifikanten Rückschlüsse oder eine quantitative Bewertung der sozio-ökonomischen Auswirkungen. Dies liegt unter anderem an der Heterogenität der simulierten LECs und den damit verbundenen Herausforderungen, eine hinreichend große und repräsentative Datenbasis für robuste quantitative Analysen zu generieren.

Daher ist in Task 3.3 eine deskriptive Auswertung die geeignete Methode, um die gewonnenen Daten sinnvoll zu interpretieren. Diese Auswertung ermöglicht es, qualitative Trends und Zusammenhänge zu identifizieren und zu beschreiben, ohne dabei in die Gefahr zu geraten, durch unzureichende Datenbasis zu fehlerhaften oder übergeneralisierten quantitativen Aussagen zu gelangen. Die Ergebnisse aus Task 3.3 bieten somit eine solide Grundlage für das Verständnis der sozio-ökonomischen Kostendynamiken innerhalb der LECs, auch wenn sie keine tiefgehenden quantitativen Analysen umfassen können.

Obwohl Task 3.3 darauf abzielt, die sozio-ökonomischen Auswirkungen von LECs auf unterschiedliche Haushaltsgruppen zu untersuchen, die sich in Bezug auf Haushaltsgröße, Einkommen, Altersstruktur und Energieverbrauch unterscheiden, ist die tatsächliche Datenlage hinsichtlich dieser Variablen erheblich eingeschränkt. Während der Erhebungs- und Simulationsphase zeigte sich, dass die verfügbaren Daten weder in Umfang noch in Detailtiefe ausreichen, um aussagekräftige deskriptive Analysen in Bezug auf Einkommen und Altersstruktur durchzuführen. Insbesondere fehlen detaillierte und differenzierte Informationen über die Einkommensverteilung und die Altersstruktur der Haushalte innerhalb der betrachteten LECs. Diese Lücken in der Datenbasis machen es unmöglich, belastbare Aussagen über potenzielle Unterschiede oder Zusammenhänge zwischen diesen sozio-ökonomischen Merkmalen und dem Verhalten innerhalb der Energiegemeinschaften zu treffen. Ohne eine hinreichend präzise und umfassende Datengrundlage sind selbst grundlegende deskriptive Auswertungen über diese Merkmale mit erheblichen Unsicherheiten behaftet und können zu verzerrten oder irreführenden Schlussfolgerungen führen. Daher ist es im Rahmen von Task 3.3 nicht möglich, valide deskriptive Aussagen über die Verteilung von Einkommen oder Altersstrukturen innerhalb der untersuchten LECs zu treffen. Jegliche Interpretation dieser Variablen würde aufgrund der unzureichenden Datenqualität spekulativ bleiben und könnte die wissenschaftliche Integrität der Ergebnisse gefährden. Aus diesem Grund konzentriert sich die Analyse auf jene Variablen, für die eine ausreichend robuste Datenbasis vorhanden ist, um verlässliche Aussagen treffen zu können. Diese umfassen grundsätzlich den Energieverbrauch, die PV-Produktion der Haushalte sowie die Haushaltsgröße (Anzahl der Personen sowie Größe in m²). Da jedoch Haushaltsgröße und Verbrauch stark korreliert, wird im vorliegenden Bericht der Jahresverbrauch der LEC-Teilnehmer, wie unten ausgeführt, als relevanter erachtet. Die relevanten zwei Variablen bilden quasi als proxy eine solide Basis für die Untersuchung der sozio-ökonomischen Dynamiken innerhalb der LECs, auch wenn sie nicht das vollständige Spektrum der ursprünglich angestrebten Merkmale abdecken. Obwohl diese Analyse durch die eingeschränkte Datenlage auf diese Variablen beschränkt ist, bietet sie dennoch wertvolle Einblicke in das Verhalten der Haushalte innerhalb der LECs. Die Fokussierung auf Verbrauch und PV-Produktion ermöglicht es, zentrale Aspekte der Energienutzung in den Gemeinschaften zu verstehen und relevante Trends zu

identifizieren. Diese Erkenntnisse sind von großem Nutzen für die weitere Entwicklung und Optimierung von LECs.

3.3.3.2 Kosteneinsparungspotenziale bei LEC-Teilnahme

Während es in Bezug auf Netzdienlichkeit zu einer Verhaltensanpassung der LEC-Teilnehmer kommen muss, um potentielle Netzdienlichkeit zu erreichen, können die LEC-Teilnehmer selbst netzkostenmäßig auch ohne Verhaltensanpassung von einer LEC-Teilnahme profitieren, da trotzdem vom günstigeren Netztarif profitiert werden kann. Dies wird in der Auswertung in diesem Unterkapitel deutlich. Dieses Unterkapitel zeigt die Netzkostensparnisse, die durch eine LEC-Teilnahme entstehen für die verschiedenen LEC-Szenarien. Das heißt die Auswertung erfolgt ohne die Anwendung der Elastizitäten, da diese nur höheren Verbrauch verursachen. Die Auswertung zeigt also die Netzkostensparnisse auf, die rein durch Anwendung der LEC-Tarife in den simulierten LEC-Modellen entstehen. Sprich, die günstigeren Kosten in Abbildung 2 werden wirksam für jenen Verbrauch, der aus der LEC gedeckt werden kann. Bezug aus dem Netz wird mit den ursprünglichen Kosten verrechnet. Somit können die Jahresnetzkosten der LEC-Teilnehmer für den Fall ohne LEC, und den Fall einer LEC verglichen werden. Die Kosteneinsparungen entsprechen dann den Einsparungen, die erzielt werden, wenn Teilnehmer einer LEC beitreten ohne weiters ihren Verbrauch anzupassen. Nach realen Verbrauchsänderungen können sowohl höhere als auch niedrigere Kosten entstehen. Die Kostensparnisse, die in diesem Kapitel gezeigt werden, geben aber eine solide Grundlage für potentielle Kosteneinsparungen für verschiedene LEC-Szenarien.

Die Auswertungen werden am Beispielszenario „Medium“ dargestellt. Abbildung 12, zeigt zwei Diagramme. Links werden die Kosteneinsparungen dem jeweiligen Jahresverbrauch des LEC-Teilnehmers gegenübergestellt, rechts die jeweilige Jahresproduktion. In diesem Beispiel wird sichtbar, dass größere Verbraucher mehr Kosteneinsparungen erfahren. Hier ist natürlich zu beachten, dass größere Verbraucher auch mit mehr PV-Kapazität ausgestattet sind, da diese ja prozentuell vom Jahresverbrauch berechnet wurde. Dieser Zusammenhang ist jedoch in allen LEC-Szenarien gültig. Desto mehr verbraucht wird, desto mehr vom LEC-Strom kann potentiell bezogen werden, und desto mehr wird auch durch die dynamische Variante zur Verfügung gestellt. LEC bevorzugen also größere Verbraucher. Dies wird besonders deutlich, wenn man LEC-Szenarien mit Großverbrauchern betrachtet.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

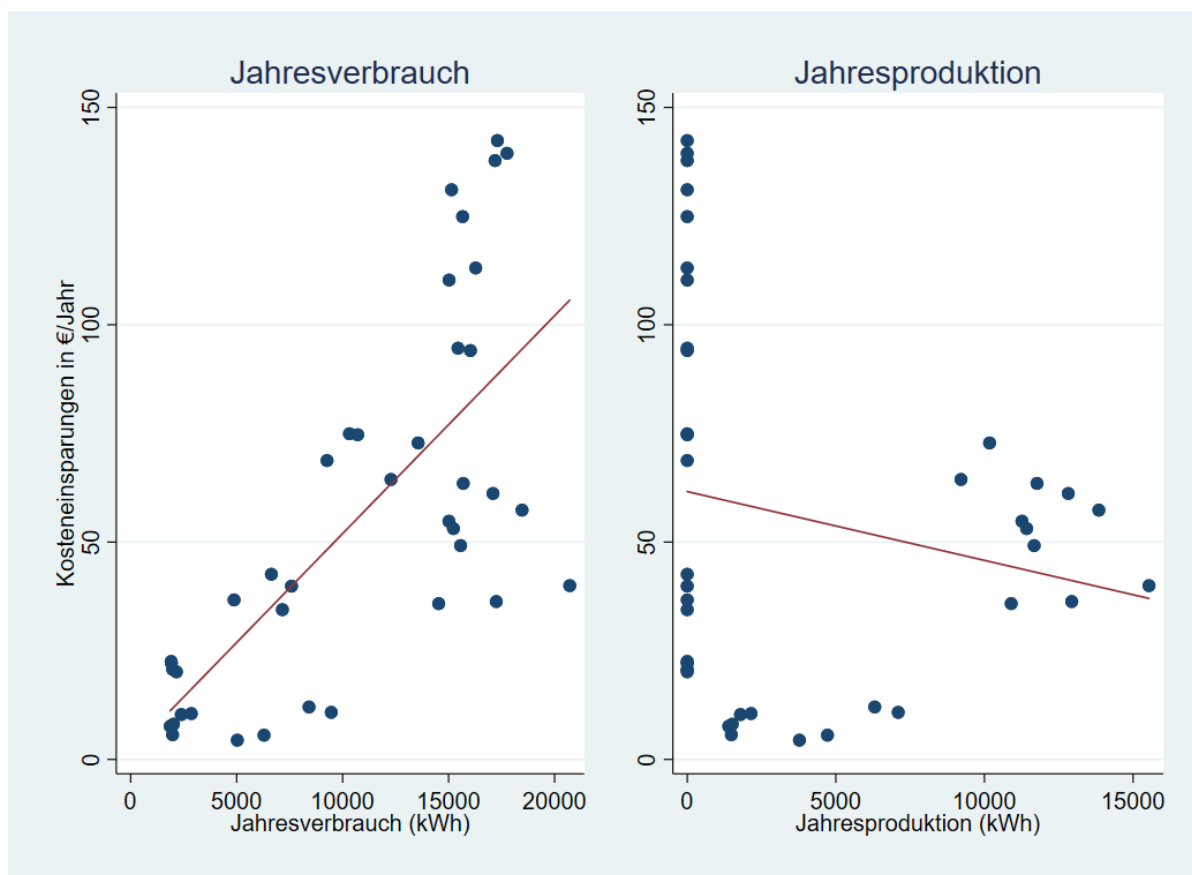


Abbildung 11: Kosteneinsparungen bei LEC-Teilnahme im Szenario Medium

Bezüglich Jahresproduktion kann der gegenteilige Zusammenhang beobachtet werden. Größere Produzenten erfahren grundsätzlich weniger an Netzkostensparnissen. Dies kommt daher, dass größere Produzenten sowieso mehr Eigenverbrauch haben, und damit weniger Restpotenzial zu Netzkostensparnissen haben. Dieser Zusammenhang wird ebenso in allen LEC-Szenarien deutlich, außer in den Szenarien in denen der PV-Anteil bei 100% liegt, hier überwiegt der Einfluss des höheren Verbrauchs.

Die Auswertungen zeigen, dass ein Haushalt durchschnittlich mit rund 50-100 € in einem Jahr an Netzkostensparnissen rechnen kann. Dieser Wert hängt natürlich in Folge von der LEC-Konfiguration, sowie des Haushaltsverbrauch und der Haushaltsproduktion ab, und kann je nach Teilnehmer gegen null gehen oder auch in Richtung 150-200€. Großverbraucher können natürlich theoretisch noch mehr einsparen. Weiters können sich die Ersparnisse durch Verhaltensanpassungen erhöhen, in der Verbrauch in Zeiten hoher LEC-Stromverfügbarkeit verschoben wird, und in anderen Zeiten dafür gesenkt wird, sodass der Gesamtverbrauch nicht erhöht wird (siehe nächstes Unterkapitel). Auswertungen bezüglich des Zusammenhangs zwischen Kostensparnissen und Anzahl der Personen im Haushalt bzw. Haushaltsgröße in m² wurden durchgeführt, werden im vorliegenden Bericht jedoch nicht eingefügt. Grundsätzlich führen mehr Personen bzw. größere Haushalte zu mehr Verbrauch, und damit zu größeren Kostensparnissen. Die Auswertung bezüglich Verbrauchs und Produktion wird im vorliegenden Bericht jedoch als relevanter erachtet.

3.3.3.3 Kosteneinsparungspotenziale bei Verhaltensanpassung

Wie oben bereits ausgeführt ist erstens Netzdienlichkeit nur durch Verhaltensanpassung möglich, und zweitens, sind Kostenersparnisse bereits durch die reine LEC-Teilnahme quasi garantiert. Jetzt stellt sich die Frage, welche Kostenersparnisse können durch Verhaltensanpassung erreicht werden. Da im vorliegenden Bericht ausschließlich positive Preisanreize angewandt wurden und durch die Anwendung der Preiselastizitäten höhere Verbräuche erzielt werden, wird für eine Abschätzung des Kosteneinsparungspotenzials einer Verbrauchsanpassung wie folgt vorgegangen. Da die Elastizitäten den Verbrauch nur in Zeiten erhöhen in denen LEC-Strom bezogen werden kann, stellt die Differenz des ursprünglichen Verbrauchs zum Preis-angepassten Verbrauch die Menge dar, die durch Verhaltensanpassung maximal mit günstigeren Netztarifen bezogen werden kann. Multipliziert man diese Menge mit der Preisdifferenz der beiden Tarife von 0,0342 €/kWh (0,06-0,0258), so ergibt sich die maximale Ersparnis durch Verhaltensanpassung, unter der Annahme, dass dieser Mehrverbrauch dafür in anderen Stunden um die exakt selbe Menge verringert wird, sodass die LEC-Teilnehmer ihren Gesamtverbrauch nicht erhöhen. Es wird also von einer reinen Lastverschiebung ausgegangen.

Die Auswertung wird wieder anhand des Szenarios „Medium“ dargestellt, siehe Abbildung 13. Links die Kostenersparnisse durch Verhaltensanpassung im Bezug auf den Verbrauch, und rechts auf die Produktion. Es wird ersichtlich, dass sich in diesem Szenario die Kostenersparnispotenziale durch Verhaltensanpassung geringhalten, nämlich in einem Bereich zwischen 0-30 €/Jahr. Während sich diese Potenziale in verschiedenen Szenarien und für verschiedene LEC-Teilnehmer unterscheiden können, wird ersichtlich, dass für den „durchschnittlichen“ Haus-halt eine Verhaltensanpassung mit durchschnittlich weniger als 50 € beanreizt wird, und dass trotz der Annahme einer „perfekten“ Lastverschiebung. Im urbanen Szenario belaufen sich die Ersparnisse sogar auf weniger als 5 €.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

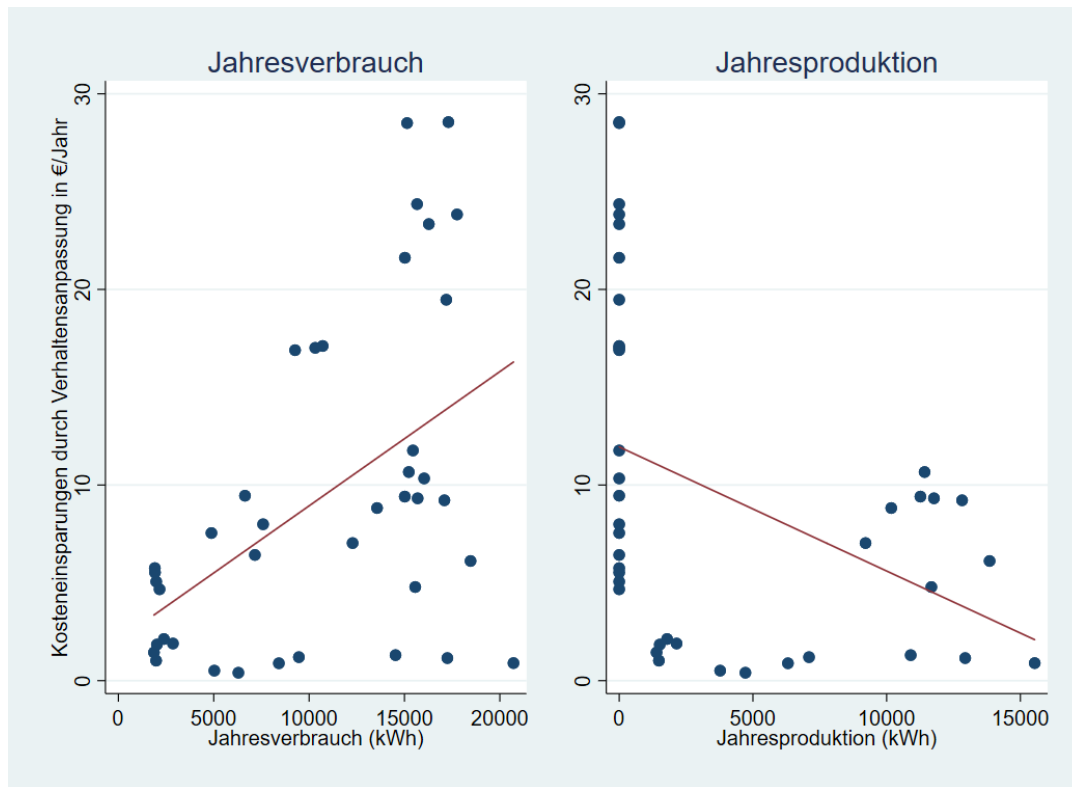


Abbildung 12: Kosteneinsparungen durch Verhaltensanpassung im Szenario Medium

3.4 Simulationsergebnisse

In Arbeitspaket 4 des Projekts *ECOSINT* wurden technische Auswirkungen von Energiegemeinschaften auf vorhandene Infrastruktur simuliert, analysiert und bewertet.

Zuerst wurden Energiegemeinschaften für unterschiedliche Raumtypen definiert, die weiters im Laufe des Projekts simuliert und analysiert werden konnten.

Mit den vorliegenden Modell-Energiegemeinschaften wurde eine Simulationsmethodik entwickelt, mit welcher Effekte von Energiegemeinschaften auf die Netzinfrastruktur bewertet werden können.

Zusätzlich wurden mehrere heuristische Regelungsalgorithmen entwickelt, die realistische Optimierungsziele von Energiemanagementsystemen darstellen.

Basierend auf der Simulationsmethodik wurde ein Optimierungsansatz implementiert, um optimale Gemeinschaftsinvestitionen zu ermitteln.

Diese optimalen geteilten Ressourcen wurden verwendet, um Netzauswirkungen zu bewerten.

3.4.1 Simulationsmethodik

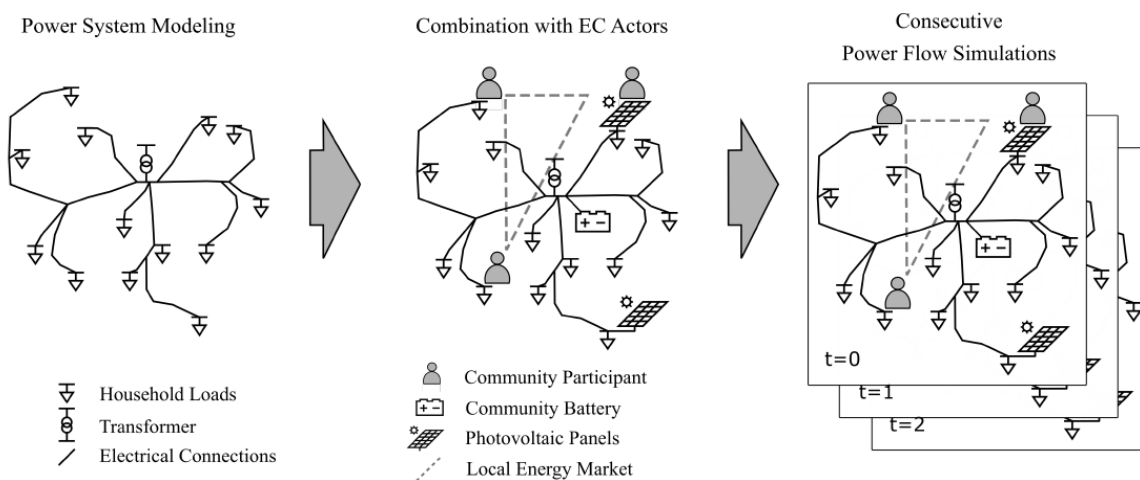


Abbildung 13: Simulationsmethodik [20]

In AP4 wurde eine Simulationsmethodik entwickelt zur Untersuchung von Energiegemeinschaften in diversen Szenarien. Die Rolle von *Demand-Response* von dezentralen Lasten, wie EV-Ladestationen, Wärmepumpen und dezentrale Speichersysteme werden können bewertet werden. Es wurde eine Co-Simulation von Energiegemeinschaftsteilnehmern und der lokalen Netzinfrastruktur entwickelt, um verschiedene Szenarien und Steueralgorithmen für Technologien bewerten zu können. Zu den Teilnehmern der Energiegemeinschaft können verschiedene flexible und unflexible Lasten sowie PV-Anlagen als elektrische Energieerzeugung in ihr eigenes Energiesystem integrieren. Wie die flexiblen Komponenten gesteuert werden, hängt vom implementierten Regelalgorithmus ab und kann durch physikalische Randbedingungen beeinflusst werden. Auf der Grundlage eines Stromnetzmodells werden verschiedene Kunden zufällig als Teilnehmer der Energiegemeinschaft ausgewählt. In nächsten Schritt werden die Erzeugungskapazitäten und flexiblen Lasten auf die am Netz angeschlossenen Kunden nach einem Szenario. Ein lokaler Energiemarkt verbindet die Teilnehmer der Gemeinschaft und die gehandelte Energie wird für jeden Zeitschritt erfasst. Unter die Auswirkungen der Energiegemeinschaft und die zukünftige Verteilung von Erzeugungskapazitäten und flexiblen Lasten zu bewerten, werden Jahressimulationen mit quasi-statischen Simulationen für stündliche Verbrauchs- und Erzeugungswerte durchgeführt. Die Simulationsmethodik ist in Abbildung 13 dargestellt. Sie umfasst die Erstellung von Energiegemeinschafts-Szenarien auf Basis von Netzmodellen und die darauffolgende Analyse von Effekten auf Netzinfrastruktur durch Lastflussimulationen.

Wir haben eine Co-Simulationsmethode entwickelt, um die Auswirkungen von Energiegemeinschaften auf die Stromverteilungsinfrastruktur zu bewerten.

Es wurden vier verschiedene heuristische Steuerungsalgorithmen vorgestellt und unter Berücksichtigung verschiedener Leistungsindikatoren bewertet. Die simulierten Szenarien basieren auf Prognosen zur Erzeugung, Speicherung und flexiblen Lastverteilung für das Jahr 2030 in ruralen, suburbanen und urbanen Regionen. Da die Erzeugungskapazität nicht gleichmäßig auf die Regionen verteilt sein wird, ergeben sich für alle drei Regionen unterschiedliche Auswirkungen. Zu den berücksichtigten flexiblen Lasten gehören Elektrofahrzeuge, Wärmepumpensysteme und Batteriespeichersysteme für Haushalte. Photovoltaikanlagen dienen als wichtigste dezentrale Stromerzeugungstechnologie innerhalb der

Energiegemeinschaften. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Steuerung flexibler Lasten zwar bestimmte Leistungsindikatoren verbessern kann, dass aber die von den Gemeinschaftsmitgliedern angebotene Flexibilität nicht ausreicht, um alle durch die erhöhte Last und Erzeugung in den Verteilungsnetzen verursachten Probleme zu beseitigen.

In weiterer Folge wird uns auf die Analyse von gemeinschaftlichen genutzten Energieerzeugungs- und Speicherkapazitäten in Stromverteilungsnetzen konzentrieren. Insbesondere könnten gemeinschaftlich genutzte Energiespeicher dazu beitragen, die Verteilnetze innerhalb der Betriebsgrenzen zu halten, wenn sie angemessen dimensioniert und strategisch platziert sind.

3.4.2 Ressourcenoptimierung

In zukünftigen Energiegemeinschaften können zentrale Speicher und gemeinschaftlich betriebene Erzeugungsanlagen (EG-Assets) eine größere Rolle spielen. Um den Effekt von EG-Assets abzuschätzen wird eine Methodik entwickelt und wirtschaftlich sinnvolle Investitionen für Energiegemeinschaften zu ermitteln.

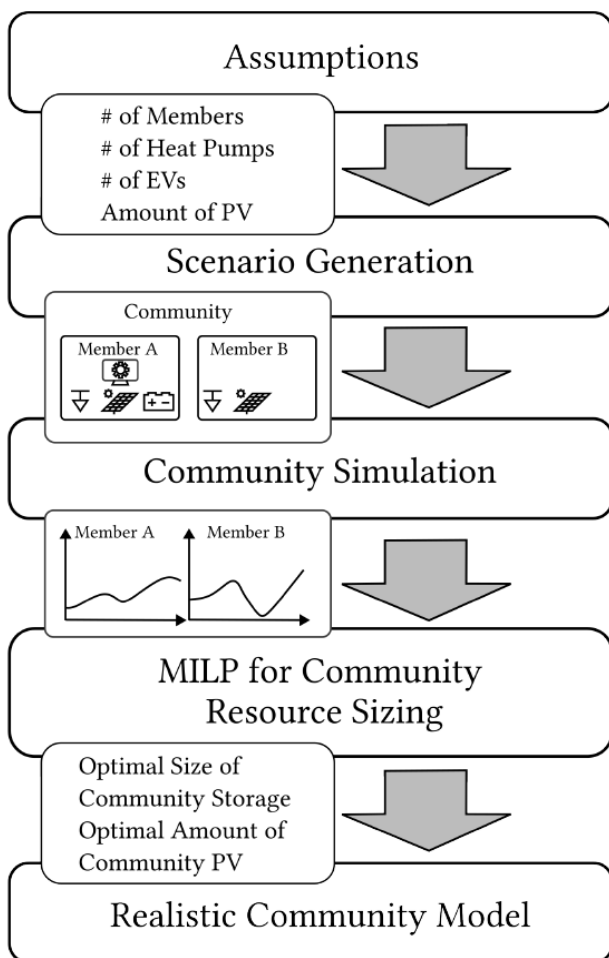


Abbildung 14: Methodik zur Ressourcenoptimierung für EG [2]

Energiegemeinschaften können in vielen Formen existieren und verschiedene Technologien umfassen. Um besser zu verstehen, welche Konfigurationen von Energiegemeinschaften entstehen werden, wollen wir die individuelle Steuerung von Energieerzeugern und die Interaktion der

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Energiegemeinschaftsmitglieder bei der Dimensionierung von Energiegemeinschaften berücksichtigen. Wir schlagen einen mehrstufigen Prozess für die Bestimmung realistischer EC vor. Es werden Technologieverteilungen für EV, HP, BESS und PV für verschiedene Regionstypen bestimmt. Unter Verwendung der entsprechenden Verteilungen wird das Gemeinschaftsszenario erstellt, einschließlich der in den Haushalten der Gemeinschaftsmitglieder angeschlossenen verteilten Energieanlagen (*distributed energy resource DER*). DER können gesteuert werden, um den Verbrauch in jedem Zeitschritt zu erhöhen oder zu senken. Es werden jährliche Simulationen durchgeführt, um die saisonalen Schwankungen der PV-Erzeugung bei der Dimensionierung zu berücksichtigen. Durch die Simulation der einzelnen Komponenten wird ein Restlastprofil für jedes Mitglied der EG und für die EG als Ganzes ermittelt. Die Restlastprofile werden anschließend verwendet, um die wirtschaftlich optimale Dimensionierung der Energieressourcen mit Hilfe eines *mixed integer linear programming* (MILP)-Modells zu finden. MILP-Probleme gelten als NP-hart und sind daher nicht in polynomieller Zeit lösbar. Dies stellt ein Problem bei der Anwendung eines MILP-Problems auf große Gemeinschaften dar, in denen jedes Mitglied potenziell mehrere DER betreiben kann, was zu einer großen Anzahl von Variablen im Optimierungsproblem führt. Durch die Trennung des lokalen Betriebs von DER in den Kundenhaushalten von dem Problem der Dimensionierung von DER in der Gemeinschaft können wir dieses Problem lösen. Die Behandlung der Steuerung von DER in der Simulation ermöglicht es uns, die Auswirkungen der lokalen Energiemärkte (LEM) sowie der DER-Steuerung in das Problem der Ressourcenauslegung zu integrieren. Die vorgeschlagenen Schritte für die Ressourcendimensionierung für EG sind in Abbildung 14 dargestellt.

3.4.3 Steuerung von flexiblen Anlagen

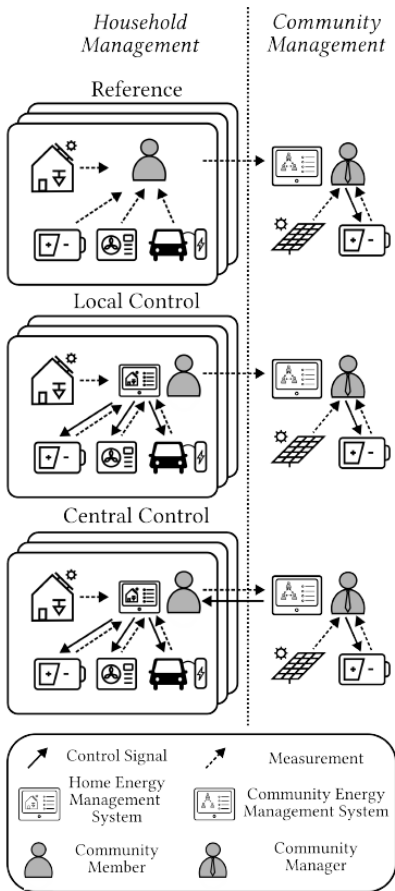


Abbildung 15: Steueransätze für die Ressourcenoptimierung. [2]

Für die DER-Simulationen werden drei Steuerungsmethoden implementiert: lokale Steuerung, zentrale Steuerung und eine Referenzsteuerung. Die Referenzregelung beinhaltet keine Regelabweichungen vom Standardmodus der Komponenten. Eine Visualisierung des Informationsaustauschs und der hierarchischen Steuerungsschemata, die für die Simulation der Komponenten verwendet werden, ist in Abbildung 15 dargestellt.

Der Betriebszustand der einzelnen DER kann durch Steuersignale beeinflusst werden. Ohne ein EMS, das Messungen von Verbrauch und Erzeugung empfängt, ist es nicht möglich, geeignete Steuersignale an die DER zu geben. Diese Situation wird im Referenzszenario untersucht. Wenn ein Kunde ein Hausenergiemanagementsystem (HEMS) installiert hat, kann das DER flexibel betrieben werden, um den Eigenverbrauch von erneuerbarer Energie zu erhöhen. Wenn der Informationsaustausch mit einem kommunalen Energiemanagementsystem (CEMS) und dem HEMS ebenfalls möglich ist, können die Energiegemeinschaftsmitglieder informiert werden, wenn ein anderes Energiegemeinschaftsmitglied überschüssige Energieerzeugung zur Verfügung hat, die zum Energiegemeinschaftstarif erworben werden kann. Die Reihenfolge, in der die Energiegemeinschaftsmitglieder über die verfügbare Energie informiert werden, wird für jeden Simulationsschritt randomisiert, um Fairness über längere Zeiträume zu gewährleisten. Alle Szenarien beinhalten einen LEM, der für die Zuweisung von Handelspartnern verantwortlich ist, wenn Verbrauch und Erzeugung von zwei oder mehr Mitgliedern übereinstimmen. Dies geschieht ausschließlich auf der Grundlage der Messungen der bei den Kunden installierten

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

intelligenten Stromzähler. Das gemeinschaftliche Energiespeichersystem wird in jedem der Szenarien vom Gemeinschaftsmanager gesteuert. Das Speichersystem wird immer so gesteuert, dass der Energieaustausch mit dem restlichen Verteilnetz minimiert wird. Die verschiedenen Steuerungsszenarien und die jeweiligen Interaktionen zwischen Energiegemeinschaftsmitgliedern und Energiegemeinschaftsmanager sind in Abbildung 15 beispielhaft dargestellt.

Innerhalb eines Energiegemeinschaftshaushaltes (HH) werden die Komponenten mit geringerer Flexibilität vor den Komponenten mit höherer Flexibilität betrieben. HP-Systeme weisen die geringste Flexibilität auf, da sie nur innerhalb eines begrenzten Temperaturbereichs betrieben werden können. EV bieten ein etwas höheres Maß an Flexibilität, da der Ladevorgang verschoben werden kann, aber sie sind nicht immer an die Ladestation angeschlossen. Die höchste Flexibilität bieten die BESS.

3.4.4 Resultate

Abbildung 16 zeigt den Vergleich der optimalen Speichergröße der Gemeinschaft für die drei vorgestellten Kontrollalgorithmen. Eine Verringerung der optimalen BESS-Kapazität ist in allen Gemeinschaften für den zentralen Steuerungsalgorithmus deutlich zu erkennen. Dies war zu erwarten, da dieser Algorithmus die DER der Gemeindemitglieder aktiviert, wenn Überschussstrom verfügbar ist.

Diese zusätzliche Flexibilität durch andere Lasten kann den lokalen Flexibilitätsbedarf verringern. Ein geringer Rückgang der optimalen BESS-Größe in der Gemeinschaft ist auch für den lokalen Steuerungsalgorithmus zu beobachten, wenn auch in weitaus geringerem Umfang.

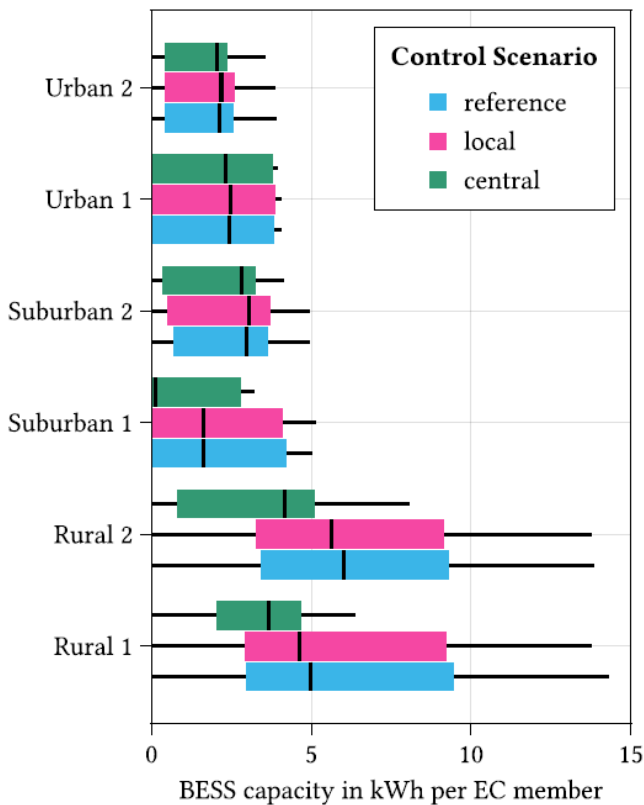


Abbildung 16: Speichergröße für unterschiedliche Steueransätze. [2]

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die CO_2 Intensität des Stromverbrauchs der einzelnen Energiegemeinschaften wurde anhand von Daten zu den Kohlenstoffemissionen für Strom im Jahr 2023 untersucht. Die verwendeten Daten werden von Electricity Maps [21] für Forschungszwecke zur Verfügung gestellt und bestehen aus stündlichen Daten zu CO_2 -Emissionen pro kWh Strom auf nationaler Ebene. Zusammen mit den betrieblichen Emissionsdaten für den Verbrauch von Strom aus dem Netz haben wir Zahlen zu den Emissionen bei der Herstellung und dem Transport von BESS- und PV-Systemen verwendet. Lai et al. [22] und Pucker-Singer et al. [23] legen Zahlen zu den Emissionen vor, die bei der Herstellung von Batteriesystemen entstehen. Wir haben den Durchschnitt der vorgestellten Zahlen genommen und $111,2 \text{ kgCO}_2\text{eq}$ pro kWh gewählt. Reichel et al. [24] geben die Emission für die Produktion von PV-Anlagen mit $480 \text{ kgCO}_2\text{eq}$ pro kWh an. Diese Emissionen werden gleichmäßig über die Betriebsdauer der Systeme verteilt, die für BESS mit 20 Jahren und für PV-Anlagen mit 30 Jahren angesetzt wurde. Die resultierenden Emissionen pro Mitglied der Gemeinschaft sind in Abbildung 17 dargestellt. Bei allen Szenarien ist eine Verringerung der Emissionen zu erkennen, wenn die Speicherkapazität der Energiegemeinschafts größer ist. Dies ist zu erwarten, da die Speicherkapazität die Gemeinde in die Lage versetzt, mehr lokal erzeugte emissionsfreie elektrische Energie zu nutzen.

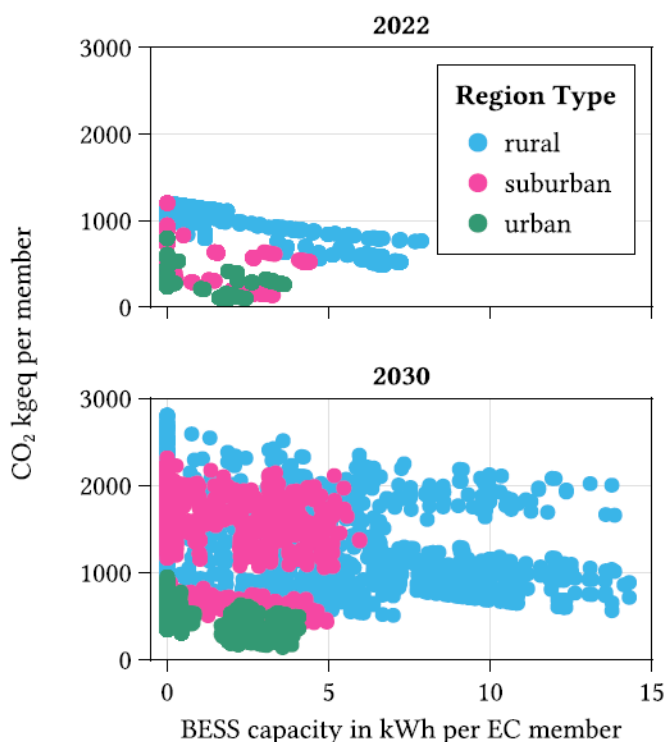


Abbildung 17: CO_2 Intensität des lokalen Energieverbrauchs gegenüber Gemeinschaftsspeichergroße. [2]

In Abbildung 18 werden die optimalen Speichergrößen für alle Energiegemeinschaften im Technologieverteilungsszenario 2030 verglichen. Fast alle Energiegemeinschaften waren in der Lage, größere BESS-Kapazitäten zu installieren. Nur in der Gemeinde Rural 2 ist die durchschnittliche Speicherkapazität der Gemeinde leicht gesunken. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass dieses Szenario bereits ein hohes Maß an Flexibilität durch die Mitglieder aufweist. Dieses Ergebnis zeigt, dass eine Ermäßigung der Netzentgelte für Energie, die innerhalb einer lokalen Gemeinschaft verkauft oder

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

geteilt wird, ein wirksamer Anreiz für Investitionen in dezentrale Energieinfrastrukturen, insbesondere Energiespeicherkapazitäten, sein kann.

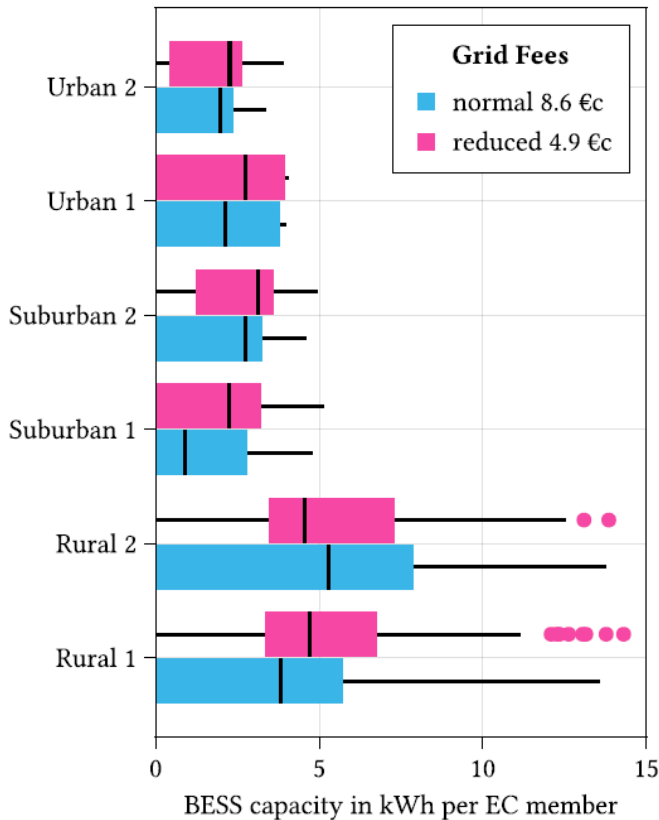


Abbildung 18: Gemeinschaftsspeichergößen für EG-Netztarifreduktion. [6]

3.4.5 Schlussfolgerungen

Wir stellen einen Simulationsansatz für Energiegemeinschaften vor, der sowohl verteilte Energieressourcen einzeln modelliert als auch einen agentenbasierten lokalen Markt einbezieht. Die Simulation der Energiegemeinschaft wird mit einem mathematischen Optimierungsmodell gekoppelt, um optimale Investitionen in Speicher- und Erzeugungskapazitäten für die Energiegemeinschaft zu ermitteln.

Die Entkopplung des Betriebsmodells der Energiegemeinschaft vom optimalen Investitionsproblem ermöglicht es uns, einzelne Komponenten detailliert zu modellieren und optimale Lösungen für gemeinschaftliche Energiespeicher- und Erzeugungskapazitäten abzuleiten.

Wir untersuchen realistische Gemeindeszenarien, basierend auf realen Daten aus ruralen, suburbanen und urbanen Regionen in Österreich. Anhand von nationalen Ausbauzielen für erneuerbare Energien sowie unabhängigen internationalen Projektionen für die Technologieverteilung werden Zukunftsszenarien für die Zusammensetzung der EG erstellt. Dieser Ansatz ermöglicht es uns, realistische Energiegemeinschaftsszenarien und Projektionen über deren zukünftige Entwicklung zu präsentieren. In Kombination mit unserer Energiegemeinschaftssimulation und unserer Methodik zur Ressourcenbemessung können wir die Auswirkungen politischer Maßnahmen, wie z. B. reduzierte

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Netztarife, auf wahrscheinliche Investitionen in lokale Erzeugungs- und Speicherkapazitäten analysieren. Die vorgestellten Ergebnisse bilden die Grundlage für die künftige Bewertung der Auswirkungen auf Verteilungs- und Übertragungsnetze durch eine steigende Anzahl von Energiegemeinschaften.

3.4.6 Anwendung der Ressourcenoptimierung auf realistische Szenarien für des Jahr 2030

Die Methodik zur Ermittlung der optimalen Ressourceninvestitionen für EG-Teilnehmer aus [6] wurde auf die Modellenergiegemeinschaften, die im Abschnitt ab Seite **Fehler! Textmarke nicht definiert.** näher beschreiben wurden, angewendet.

Anders als im vorherigen Abschnitt wurden keine großen Preisverteilungen angenommen, sondern versucht, möglichst realistische Einspeisetarife und Energiepreise anzunehmen. Für alle folgenden Evaluierungen wurde ein Einspeisetarif von 0.05 € angenommen. Als Energiepreise wurden Kosten zwischen 0.2 € und 0.3 € bewertet.

Als Rückzahlungsmodalitäten für die Investitionskosten der Ressourcen wurden 20 Jahre Laufzeit und 6% Zinsen angenommen. Dieses Szenario beschreibt eine mittlere Laufzeit mit mittleren Zinsen.

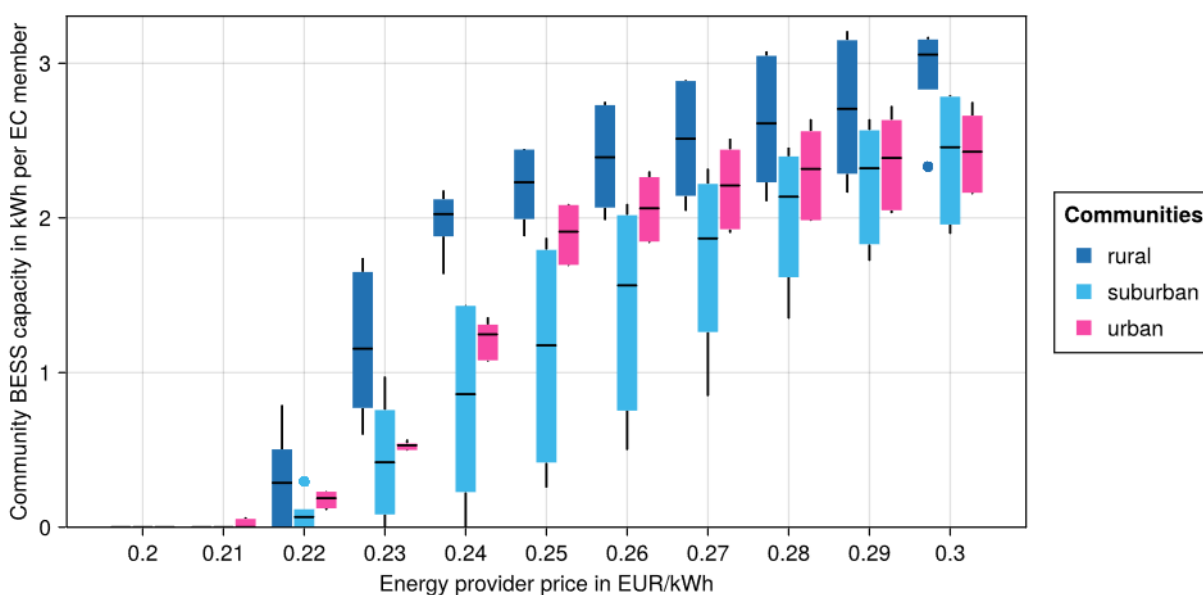


Abbildung 19: Speichergöße pro EG-Teilnehmer für verschiedene Bezugspreise und Energiegemeinschaften.

Abbildung 19 zeigt die Resultate für die Speicheroptimierung für die Verschiedenen EG-Typen für steigende Energiepreise. Es ist erkenntlich, dass unter einem Preis von 0.21€ pro kWh kein zentraler Speicher installiert wird, diese jedoch auch bei 0.3€ pro kWh nur zwischen 2 und 3 kWh zentraler Speicherkapazität pro Energiegemeinschaftsmitglied sind.

Das zeigt, dass es mit aktuellen Speicherpreis schon bei leicht höheren Energiepreisen Sinn machen könnte in Gemeinschaftsspeicher zu investieren.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

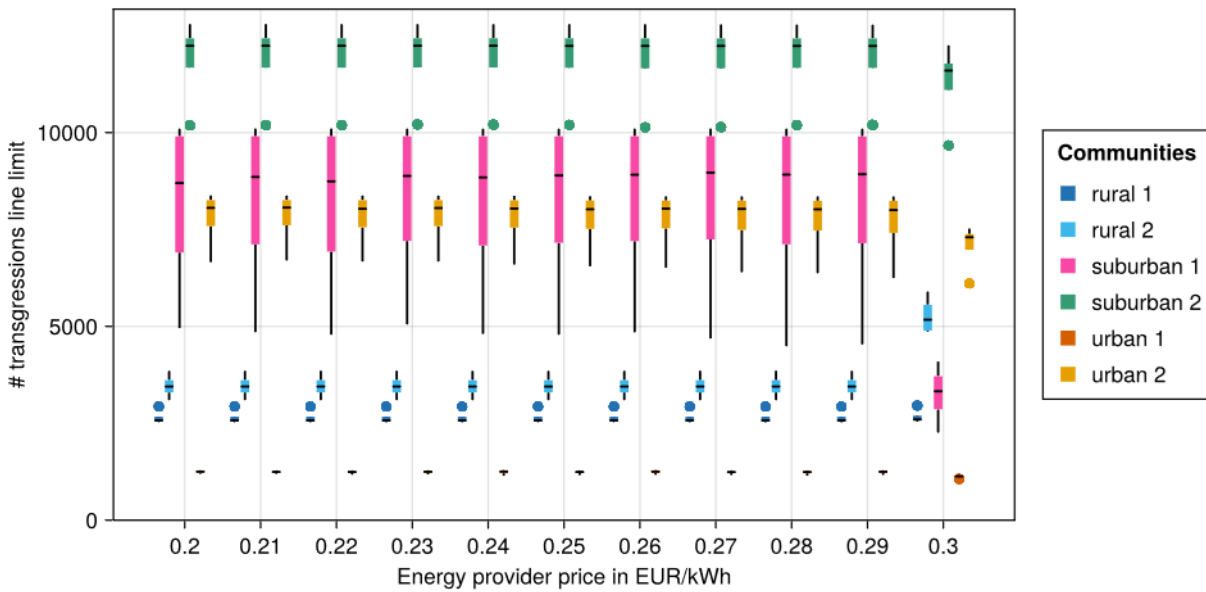


Abbildung 20: Leitungsüberlastungen während einer Jahressimulation für 6 unterschiedliche EG und unterschiedliche Energiepreise.

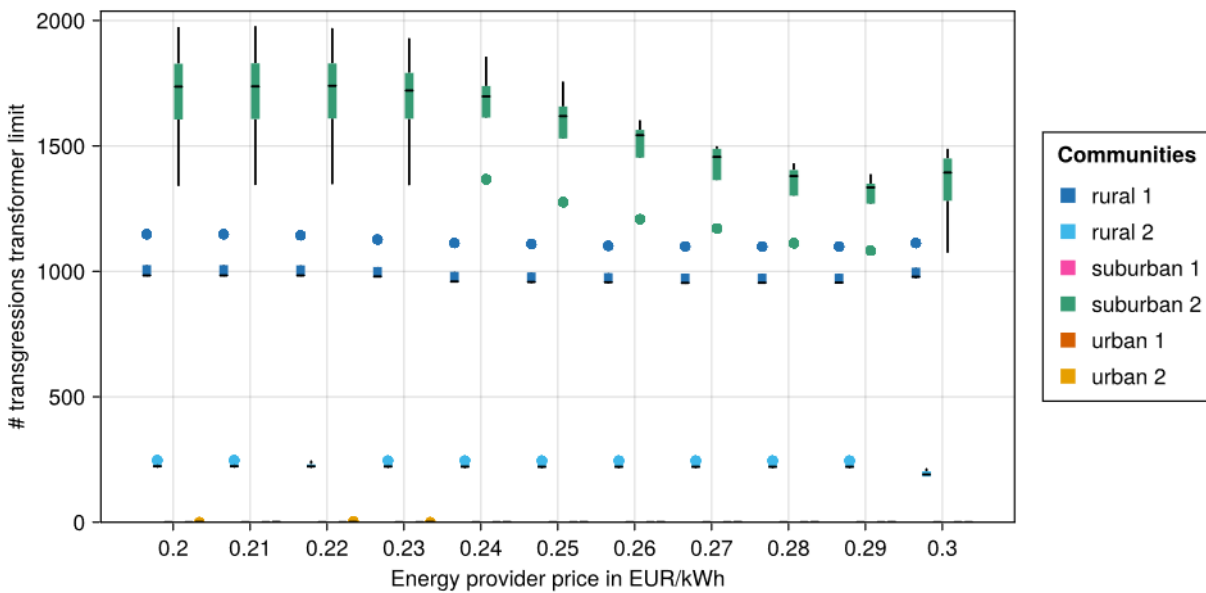


Abbildung 21 Transformatorüberlastungen während einer Jahressimulation für 6 unterschiedliche EG und unterschiedliche Energiepreise.

Abbildung 20 und Abbildung 21 zeigen die jeweiligen Leitungs- und Transformatorüberlastungen für EG mit Gemeinschaftserweiterungen für unterschiedliche Preisniveaus. Es ist kein klarer Trend der Verbesserung der Netzparameter zu erkennen, in manchen Fällen findet sogar eine Verschlechterung der KPI mit steigenden Preisen, und damit größeren Speicher und Erzeugungskapazitäten, statt. Dieses Ergebnis deutet darauf hin, dass es keinen eindeutigen positiven oder negative Effekt von Energiegemeinschaften auf die Auslastung der Netzinfrastruktur gibt.

Die Auswirkungen sind stark abhängig vom jeweiligen Szenario und der unterliegenden Netzinfrastruktur. Obwohl ein Algorithmus entwickelt wurde, der Netzparameter berücksichtigt reichen Flexibilitäten nicht aus um das Netz ausreichen zu stützen.

Eine Annahme, die während der vorliegenden Studie getroffen wurde, ist, dass die gemeinschaftlich betriebenen Speicher und Erzeugungsanlagen jeweils auf der Niederspannungsseite des Transformators angehängt wurden. Eventuell könnten Leitungsauslastungen verbessert werden durch gezielte Platzierung von gemeinschaftlichen DER.

3.4.7 Netzauswirkungen von optimalen Fahrplänen

Die Netzauswirkungen der optimierten Fahrpläne wurden separat untersucht. Dies ist in Konferenzbeitrag [25] (to be published) ersichtlich.

Abbildung 22 zeigt die jährlich aggregierte Last und Erzeugung nach Flexibilitätstyp (die nicht-flexiblen Lastprofile sind ausgeschlossen) für alle Szenarien, die den Fall „Community“ und „No Community“ (gestrichelt) darstellen. Hier gilt anzumerken, dass mit dem „Community“-Fall das Szenario der optimierten Fahrpläne gemeint ist, während „No-Community“ das Referenzszenario darstellt. Es wird deutlich, dass der Unterschied in der genutzten Flexibilität im Allgemeinen begrenzt bleibt. In den meisten Szenarien in Abbildung 22 ermöglicht der „Community“-Fall eine leicht höhere PV-Einspeisung, während der Verbrauch durch Elektrofahrzeuge und Heizungssysteme weitgehend unverändert bleibt. Die Batteriespeicher zeigen hingegen ein zweigeteiltes Verhalten: Generell wird die Batterie im „Community“-Fall besser genutzt, es sei denn, es handelt sich um Szenarien mit sehr hoher PV-Integration wie „Rural 1, High Flex. 2030“.

Der innergemeinschaftliche Peer-to-Peer-Stromhandel ein zentrales Merkmal von erneuerbaren Energiegemeinschaften. Abbildung 23 zeigt diesen Handel für jedes Szenario, einmal in insgesamt jährlich aggregierten Werten (a) und (b) in den pro Mitglied durchschnittlich jährlich aggregierten Werten, d. h. potenziellen Handelsteilnehmern. Betrachtet man den gesamten Handel in (a), wird deutlich, dass die insgesamt gehandelte Energiemenge mit der Durchdringung von Flexibilitäten zunimmt. Der durchschnittliche Handel pro Mitglied in (b) bietet eine differenzierte Ansicht: In ländlichen Szenarien bleibt der Handel pro Mitglied weitestgehend konstant, in vorstädtischen Szenarien gibt es einen leichten Anstieg und nur in städtischen Szenarien zeigt sich ein signifikanter Anstieg der gehandelten Energie. Dies führt zu dem Schluss, dass es einen gewissen Sättigungseffekt gibt, nach dem die Gemeinschaft nicht mehr weiter handeln und operieren kann.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



Abbildung 22: Jährlich aggregierte Last bzw. Erzeugung für den "Community" und den "No Community" Fall für alle Szenarien. Quelle: [25]

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

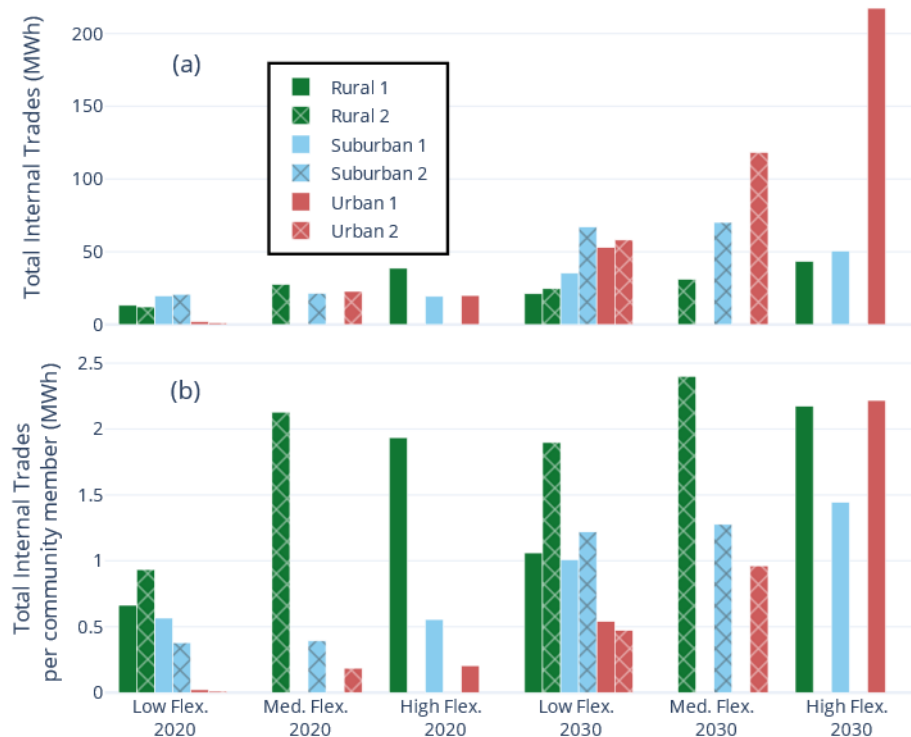


Abbildung 23 (a) Gesamtes jährlich aggregiertes peer-to-peer trading und (b) jährliches peer-to-peer trading im Durchschnitt pro Community Mitglied. Quelle: [25]

Um einen weiteren statistischen Überblick über das Ausmaß der Netzauswirkungen zu geben, zeigt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** die durchschnittliche prozentuale Abweichung (Mean Absolute Percentage Deviation, MAPD) sowie die maximale Abweichung (Maximum Deviation, MD) aller Einhüllenden für die jeweiligen Szenarien, die nach Siedlungstyp und Flexibilität durchdringung sortiert sind. Deutlich erkennbar ist, dass die Abweichung zwischen dem „Community“- und dem „No Community“-Fall mit der Integration von Flexibilitäten und der zunehmenden De-Urbanisierung der Szenarien zunimmt. Somit steigen auch die Netzauswirkungen in ähnlicher Weise.

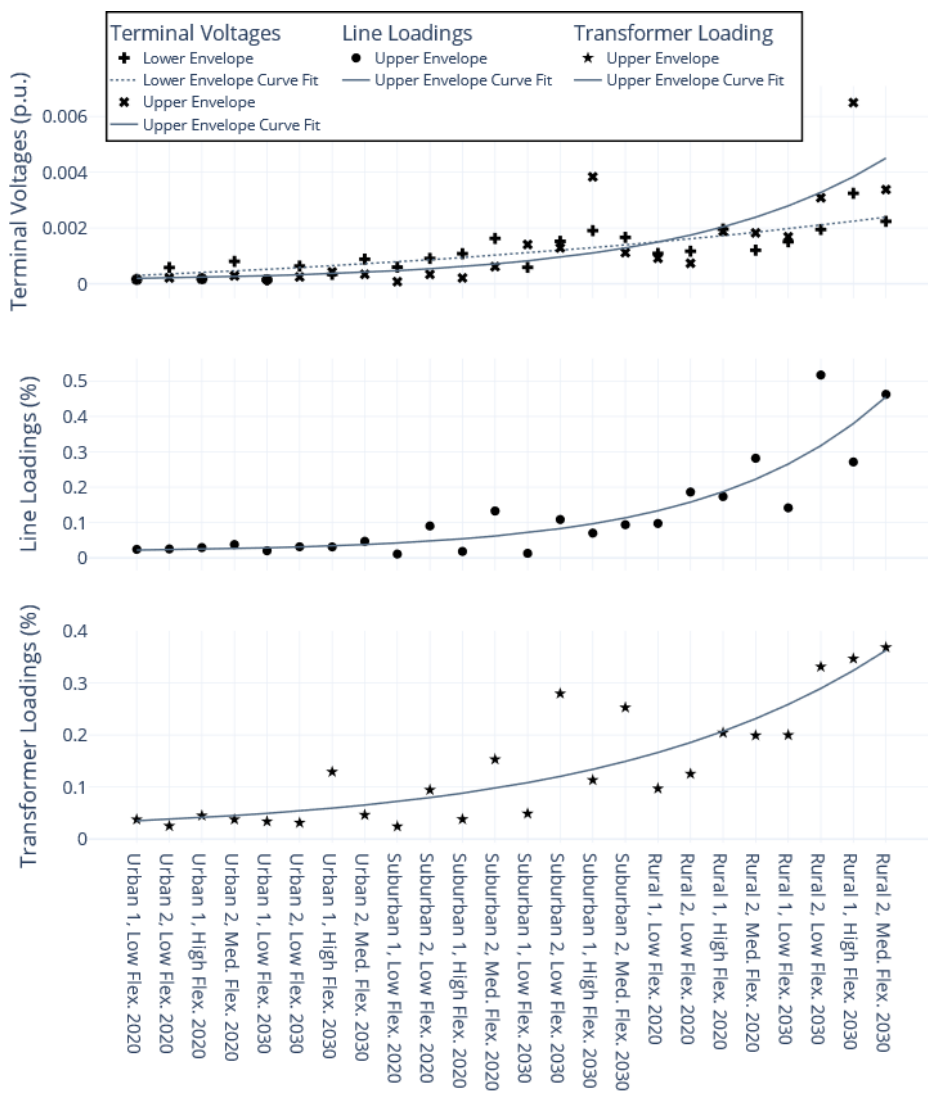
Bei genauerer Betrachtung der Ordinate jeder Abbildung wird jedoch deutlich, dass diese Netzauswirkungen nicht von großer Natur sein können. Während einige maximale Abweichungen tatsächlich signifikant sind, bleibt die entsprechende MAPD klein. Dies deutet darauf hin, dass große Abweichungen selten auftreten und die „Community“- und „No Community“-Kurven in der Regel ähnlich sind.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Netzauswirkungen der optimierten Fahrpläne zwar stark vom Szenario abhängen, im Allgemeinen jedoch stark limitiert sind.

Abgesehen von einigen Ausreißern ist die zu ziehende Schlussfolgerung ähnlich: Die Abweichung und folglich die Netzauswirkung nehmen mit der weiteren Durchdringung von Flexibilitäten und der zunehmenden De-Urbanisierung der Szenarien zu [12].

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

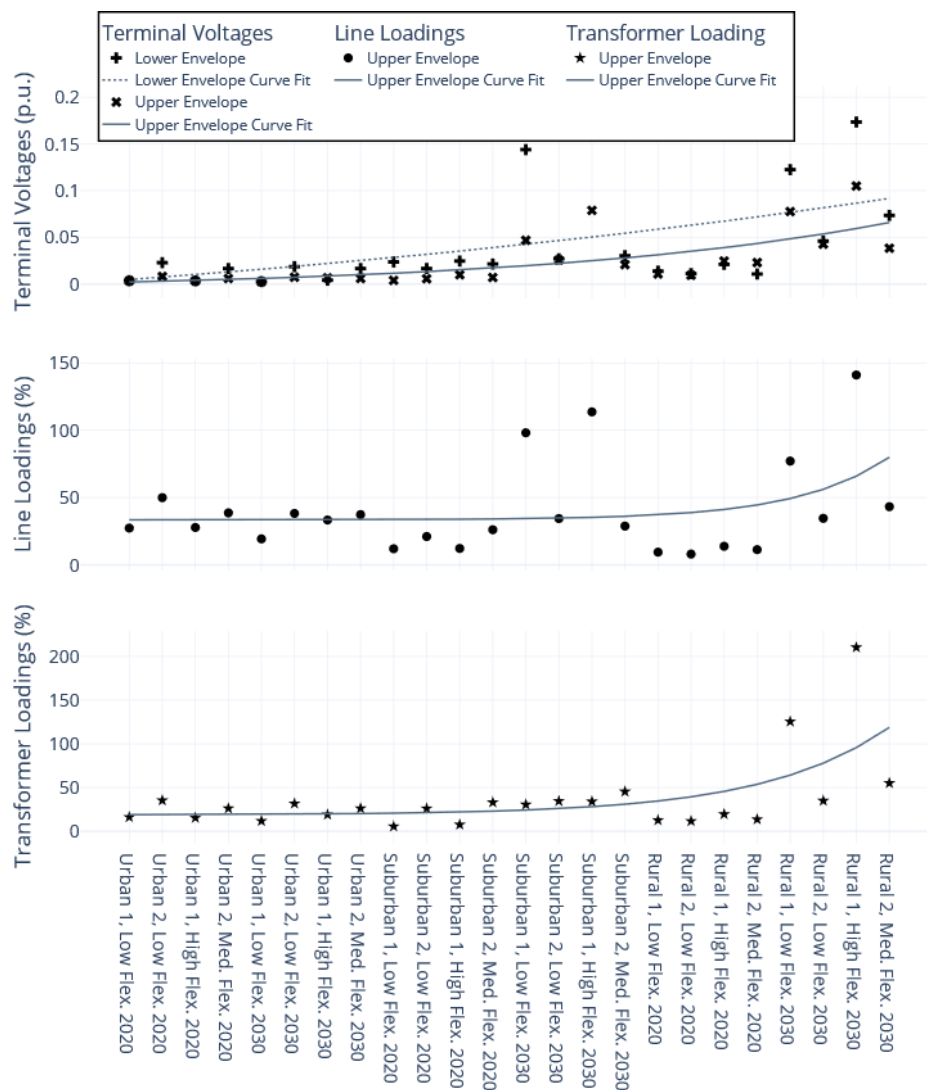


Abbildung 24: Die durchschnittliche prozentuale Abweichung (Mean Absolute Percentage Deviation, MAPD) sowie die maximale Abweichung (Maximum Deviation, MD) zwischen dem „Community“- und dem „No Community“-Fall bezüglich der Terminalsparnungen, Leitungs- und Transformatorbelastungen für alle Szenarien, sortiert nach zunehmender Flexibilität und dezentraler Erzeugung. Quelle: =

3.4.8 Modellierung, Simulation und Demonstration des Peer-to-Peer-Handels in lokalen Energiegemeinschaften

Eine Diplomarbeit [28], die im Zuge des Projekts durchgeführt wurde, untersuchte die Dynamik des Peer-to-Peer (P2P)-Energiehandels innerhalb Österreichs, mit einem besonderen Fokus auf den regulatorischen Rahmen, die Marktbedingungen und die sozioökonomischen Faktoren, die für den österreichischen Kontext relevant sind.

Zentrale Forschungsfragen waren:

- Welche Schritte und Voraussetzungen sind notwendig, um Handelsaktivitäten innerhalb lokaler Energiegemeinschaften umzusetzen?

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- Wie beeinflusst der Haushaltsenergiehandel die Netzparameter in Niederspannungsverteilnetzen?
- Welcher P2P-Handelsalgorithmus eignet sich am besten, um Energieeffizienz zu fördern?

Die Forschung befasste sich mit der Machbarkeit, den Vorteilen und den Herausforderungen des dezentralisierten P2P-Energiehandels. Sie untersuchte zudem Technologien, Netzbewusstsein und Überlegungen zur Energieeffizienz. Simulationen wurden durchgeführt, um P2P-Handelsmodelle zu bewerten, deren Umsetzbarkeit und Auswirkungen auf die Netzstabilität zu analysieren. Schließlich bot die Studie Empfehlungen zur Steigerung der Energieeffizienz und fasst die Ergebnisse zusammen, wobei auch die Auswirkungen auf den österreichischen Energiemarkt diskutiert wurden. Dies bildet die Grundlage für zukünftige Forschungen auf diesem Gebiet.

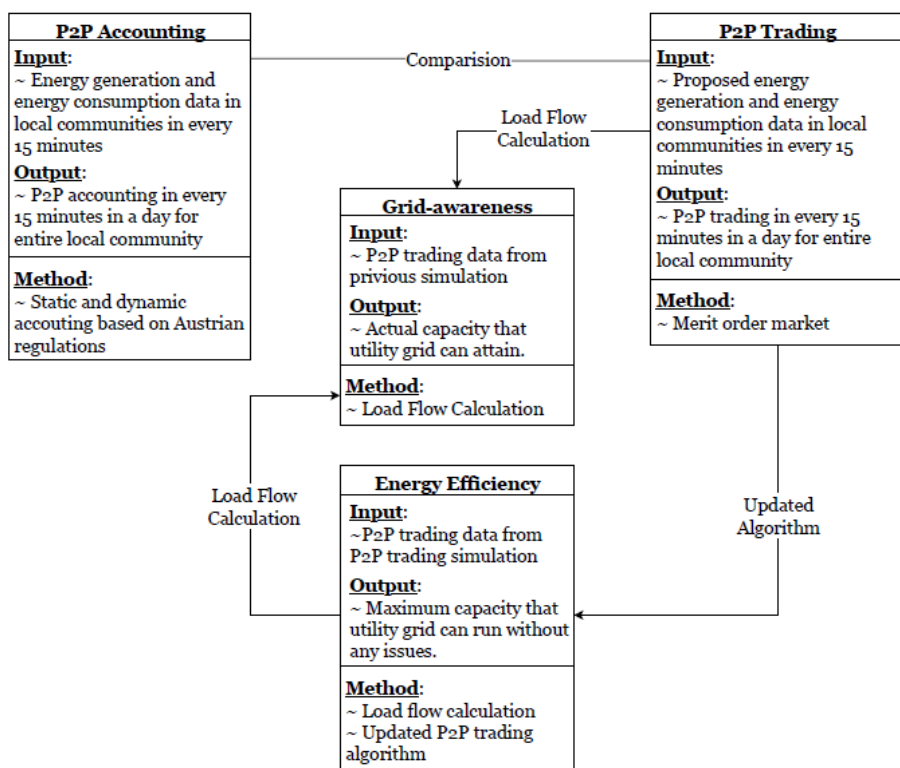


Abbildung 25: Gesamtansatz zur Modellierung, Simulation und Demonstration des P2P-Energiehandels in lokalen Gemeinschaften

Ergebnisse:

Die P2P-Handelssimulation verwendete eine Merit-Order-Kurve, um den Markt-Clearing-Preis (MCP) festzulegen und so einen fairen Energiehandel zwischen Haushalten zu gewährleisten. Gebote wurden in 15-Minuten-Intervallen abgeglichen, um Angebot und Nachfrage auszugleichen. Im Gegensatz zum P2P-Abrechnungsmodell, das Produzenten begünstigt, förderte das Handelsmodell Gerechtigkeit, indem den Verbrauchern nur die von ihnen genutzte Energie in Rechnung gestellt wird, wodurch ein fairer Preis für beide Seiten sichergestellt wird. Die Simulation verdeutlichte die Effektivität dieses dynamischen Systems zur Stabilisierung des Energieaustauschs und zur Behebung von Ungleichgewichten, die in statischen Abrechnungsverfahren beobachtet wurden.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

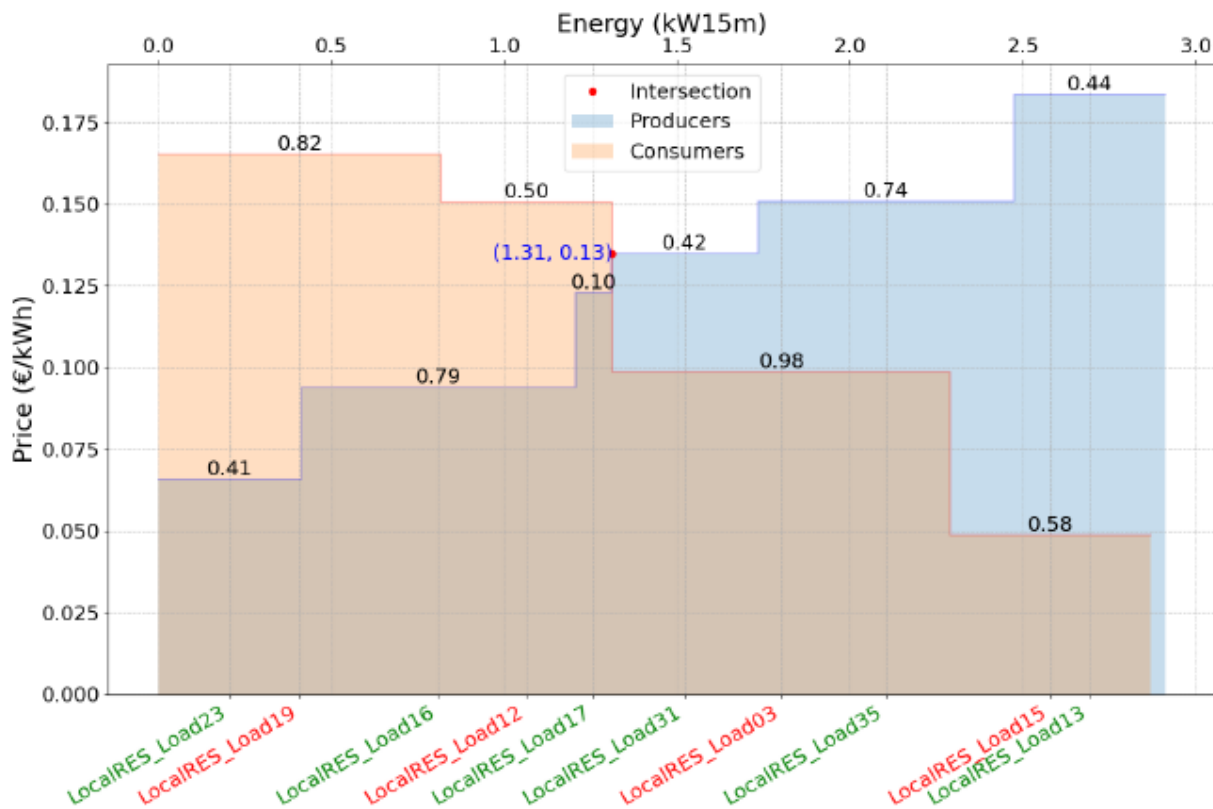


Abbildung 26: Merit-Order-Kurve für den Zeitraum 00:00:00 bis 00:15:00

3.5 Konzeption einer offenen, sicheren, modularen und skalierbaren IT-Systemarchitektur

Um angesichts einer zu erwartenden steigenden Anzahl von LECs ein weiterhin reibungslos und zuverlässig funktionierendes Energienetz zu gewährleisten, müssen diese auf eine Art und Weise darin integriert werden mit der sichergestellt werden kann, dass sie das Stromnetz nicht negativ beeinflussen bzw. zusätzlich belasten, sondern möglichst netzfreundlich und unterstützend agieren. Letzteres kann z.B. durch das Anbieten von Flexibilitäten erreicht werden, setzt aber entsprechende Kommunikationsschnittstellen und Ressourcen voraus.

Interoperabilität sowie ein modularer Aufbau, der Einheitlichkeit in Funktion und Verhalten unterstützt, sind dabei kritische Faktoren. In der ECOSINT-Systemarchitektur wird dies durch die Integration des VLab Frameworks (siehe Abschnitt 3.5.3) erreicht.

3.5.1 Beschreibung der Architektur

Auf höchster Ebene betrachtet sind LECs ein Konzept, das in ein heterogenes (jeder Haushalt ist anders), komplexes Bestandssystem (das Stromsystem) integriert wird und sehr unterschiedliche Ausprägungen annehmen kann, z.B. hinsichtlich Energie-Management-Systemen, Optimierungsstrategien, IKT- und Daten-Anforderungen.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

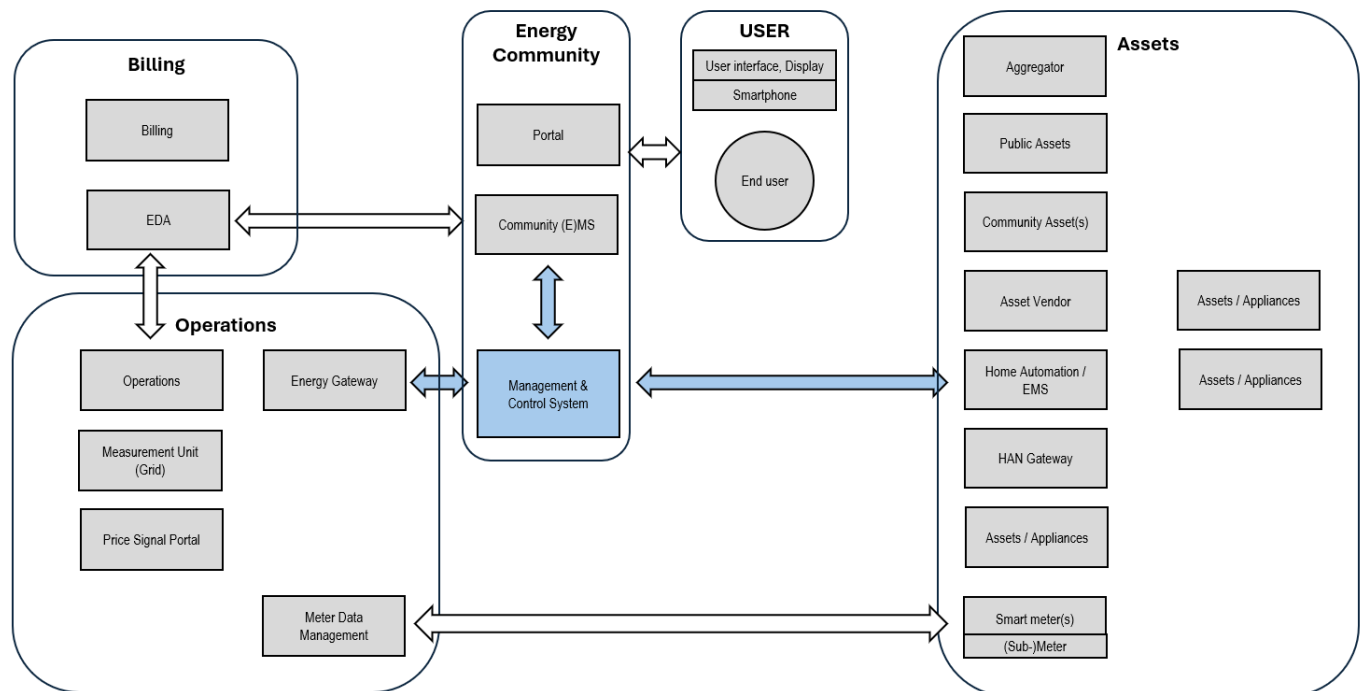


Abbildung 27: Komponentensicht der ECOSINT Systemarchitektur

Bei der Erstellung des konzeptionellen Modells wurden zunächst die im Rahmen der Stakeholder-Workshops (siehe Abschnitt 3.1) gesammelten Anforderungen gruppiert, in technische und nicht-technische Anforderungen unterteilt und SGAM-konform formalisiert. Als Hauptziele wurden dabei die folgenden Aspekte identifiziert:

- Netzfrendliches Verhalten (Flexibilitäten vorhersagen und anbieten, Lastspitzen vermeiden, Eigenverbrauch optimieren, Gleichzeitigkeiten vermeiden, Inselbetrieb ermöglichen)
- Modularität des Aufbaus (einfache(r) Austausch/Erweiterung/Ersatz von Komponenten)
- Offenheit und Interoperabilität (offene Standards, einfache Integration externer Serviceanbieter, Anbieterunabhängigkeit)
- Skalierbarkeit des Systems (günstiges Verhalten hinsichtlich Kommunikations-, Rechen- und Wartungsaufwand bei steigender Teilnehmeranzahl)
- Resilienz (robuste Kommunikation innerhalb der LEC, Fehlererkennung und -korrektur, Fehlertoleranz/Graceful degradation)
- Sicherheit und Privatsphäre (Schutz gegen externe und interne Angreifer, z.B. über sichere und authentifizierte Kommunikation, modellbasierte Bedrohungserkennung, Privacy-by-design Strategien und Technologien zur Verbesserung der Privatsphäre)

Abbildung 27 zeigt eine Komponentensicht des Gesamtsystems mit potenziellen Bestandteilen von Bestandssystemen in Grau, sowie erforderlichen neuen Elementen in Blau. Im Wesentlichen sind dies drei neue Schnittstellen sowie eine neue Komponente („Management & Control System“), welche die Koordination über diese drei neuen Schnittstellen übernimmt, und weitere Funktionsblöcke enthalten kann.

Die Schnittstelle zu „Operations“ ermöglicht Funktionen wie Preissignale oder Netzdienlichkeit, die Schnittstelle zur „Community“ integriert Management, Portal- und Optimierungssysteme und die

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Schnittstelle zu „Assets“ bildet schließlich das Bindeglied zu den Haushalten und etwaigen regionalen Energie-Assets wie z.B. einer gemeinschaftlichen Batterie.

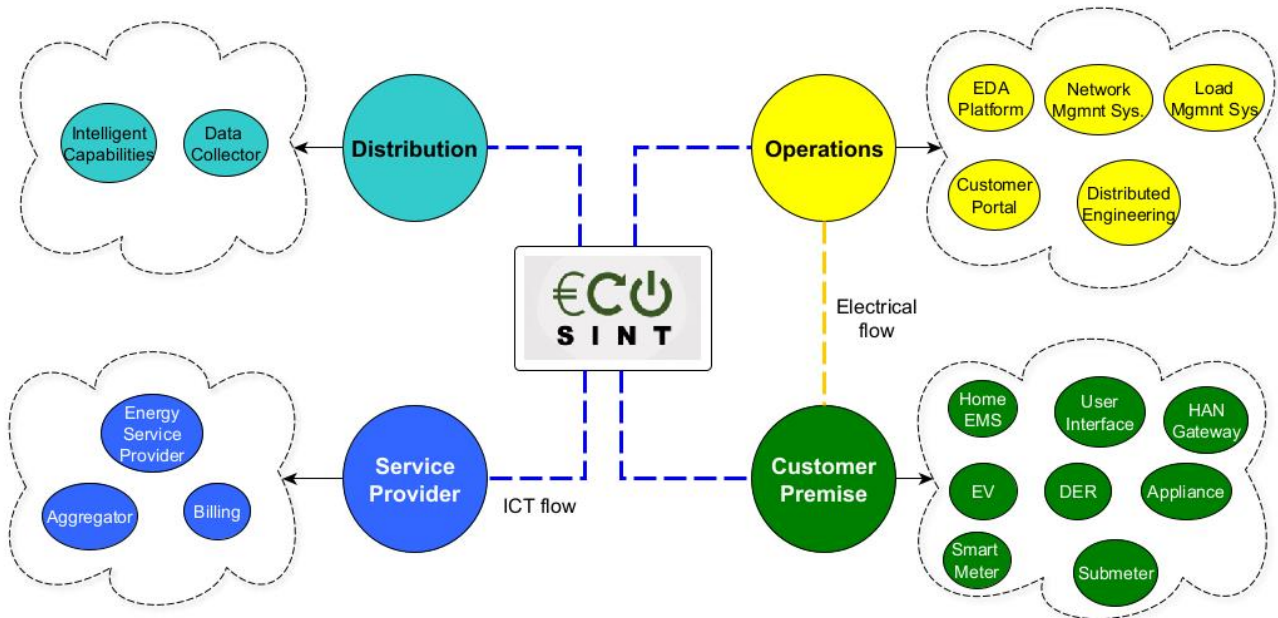


Abbildung 28: Datenströme von und zur in ECOSINT entwickelten Lösung mit Auswirkungen auf den Energiefluss

Ergänzend zur Komponentensicht ist eine Modellierung der Datenströme mit Blick auf die verschiedenen Stakeholder sinnvoll bzw. erforderlich (siehe

Abbildung 28), bei dem das im Rahmen von ECOSINT entwickelte System ebenfalls eine zentrale Position einnimmt. Das Modell dient u.a. dazu, die Kommunikation zwischen den verschiedenen Stakeholdern einfacher, nachvollziehbarer sowie verständlicher zu machen und unterstützt bei der Auswahl geeigneter Kommunikationsmuster und –standards.

3.5.2 Einsatz der Architektur

Als erstes Beispiel für den Einsatz des Systems wurde der Ladevorgang eines EVs ausgewählt.

Abbildung 29 zeigt einen Überblick zum entsprechenden Prozess, bei dem ein Vorhersagemodell des Systems eine Optimierung der Ladekurve der EVs der LEC ermöglicht.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

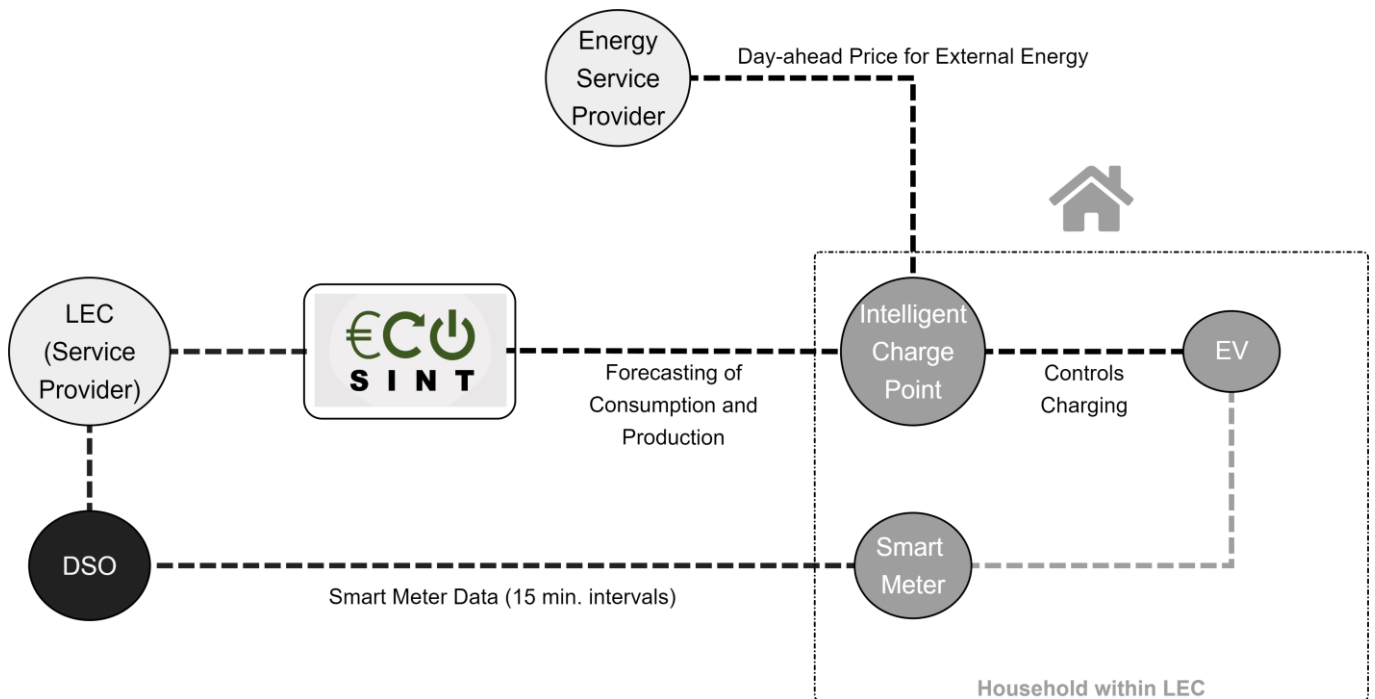


Abbildung 29: Schematische Übersicht des Systems und seiner Umgebung für den Anwendungsfall "EV laden"

Der Vorgang läuft folgendermaßen ab: Smart Meter Daten eines Haushalts in der LEC werden in Kombination mit einer Day-ahead Preisvorhersage zur Steuerung des Ladevorgangs eines EVs verwendet, welches an einer intelligenten Ladestation angeschlossen ist. Dabei werden Smart Meter Daten aller Haushalte, welche bereits an den DSO übertragen werden, innerhalb der LEC aggregiert und anschließend einem Vorhersagealgorithmus zugeführt.

Das Ergebnis dieses Vorhersagealgorithmus (Zeitslots für EV-Ladevorgänge, welche unter Berücksichtigung von netzfreundlichem Verhalten darauf abzielen, so viel selbst generierte Energie wie möglich zu verbrauchen) wird anschließend an die intelligente Ladestation übertragen. In einem ersten Schritt kann diese Information gemeinsam mit der Preisvorhersage für externe Energie den Benutzern angezeigt werden und diesen als Entscheidungsgrundlage für die optimale Ladestrategie dienen. In einem weiterführenden Szenario kann ein Algorithmus diesen Vorgang (unter zusätzlicher Berücksichtigung von Benutzerwünschen sowie ggf. von Informationen des Energieanbieters) vollständig automatisieren.

In der Gesamtarchitektur soll die Energiegemeinschaft außerdem eine Rolle als zentrale Anlaufstelle für die Steuerung und Überwachung übernehmen. Auf der einen Seite sollten Assets (z.B. Batteriespeicher, EVs, BHKW, HVAC) von handelsüblichen Hausautomatisierungen angekoppelt werden. Dies sollte mit etablierten Protokollen (z.B. MQTT) erfolgen, um die Einstiegshürde zu verringern. Auf der anderen Seite sollte der DSO über eine Schnittstelle verfügen, um bei Notfällen im Netz diese entsprechend signalisieren und eine Reaktion herbeiführen zu können. Auch die Übermittlung von dynamischen Limits (z.B. Tageslimit Einspeisung) könnte über diese Schnittstelle erfolgen, was zur Entlastung des Stromnetzes zu Spitzenzeiten beitragen würde. Abbildung 30 zeigt ein Beispiel, wie dies umgesetzt werden könnte.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

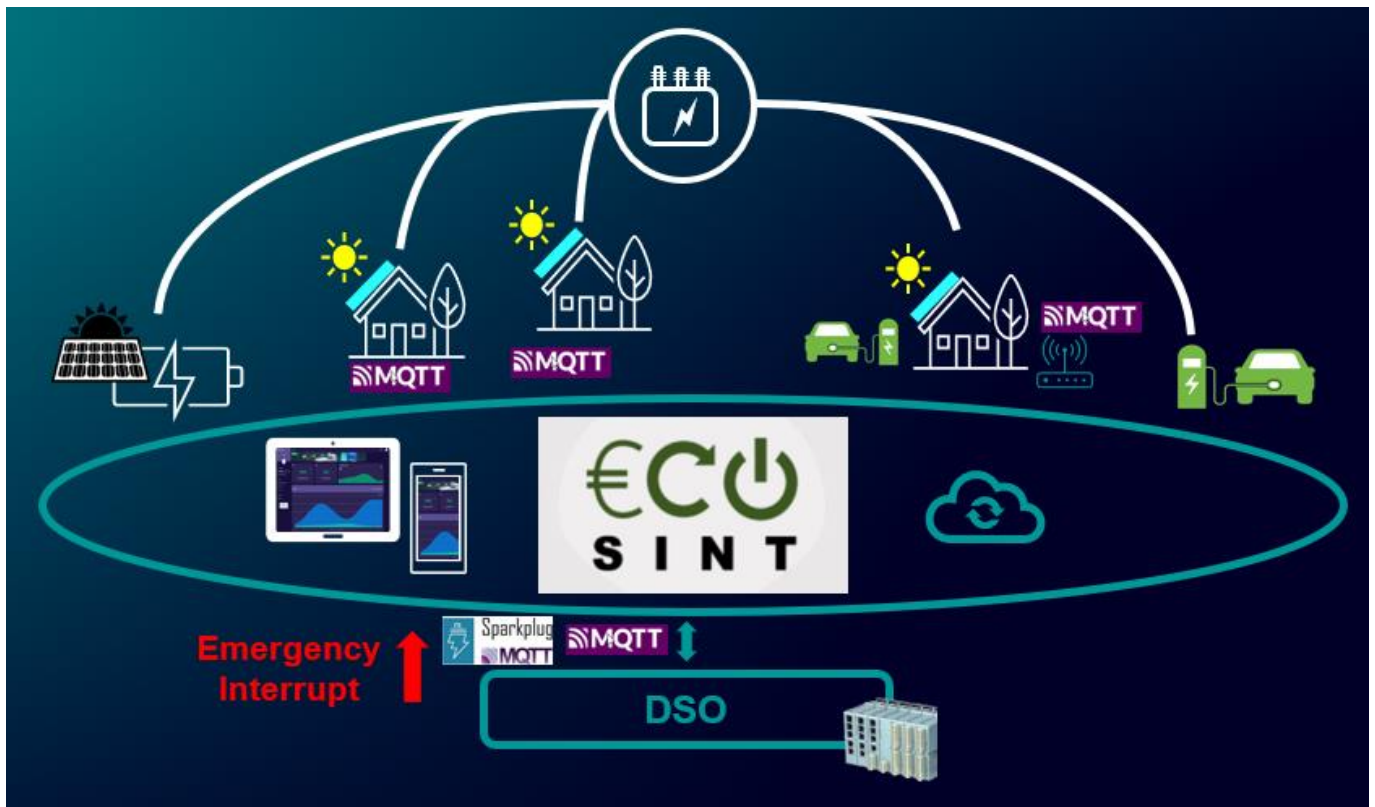


Abbildung 30: Beispielhafte Konstellation, in der ein an das ECOSINT-LEC angebundener DSO darüber ein Unterbrechungssignal an die Teilnehmer senden kann

3.5.3 VLab-Showcase

AIT Virtual Lab (VLab) ist ein Framework, welches aus einer Methodologie und einem Werkzeugset zur Unterstützung der Entwicklung von Smart Grid Lösungen besteht und der Erreichung eines höheren Maßes an Interoperabilität dient. Es fördert zunächst die Bildung eines gemeinsamen Verständnisses der Problem- und Lösungsdomänen damit die funktionalen Ziele der entwickelten Lösung mit den praktischen Anforderungen der Implementierung abgeglichen werden können. Es trägt dadurch auch dazu bei, etwaige Wissens- oder Verständnislücken zwischen den für die Anforderungen und die Implementierung Verantwortlichen zu schließen, sodass Systemarchitekten, Entwickler und potenziell weitere Stakeholder gleichermaßen davon profitieren können.

Hauptinput für das Framework ist die Spezifikation der Lösung basierend auf einer Microsoft Excel Vorlage. In dieser Vorlage ist ein Datenmodell auf Lösungsebene zu definieren, welches anschließend bei der Spezifikation der Schnittstellen und der Datenmodelle zwischen den individuellen Modulen geteilt wird. Im nächsten Schritt wird der Input von der Software verarbeitet und es werden automatisch virtuelle Umgebungen mit Platzhaltern für die umzusetzenden Komponenten generiert, welche als Grundlage für Prototypen, Entwicklung und Integrationstests verwendet werden können.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

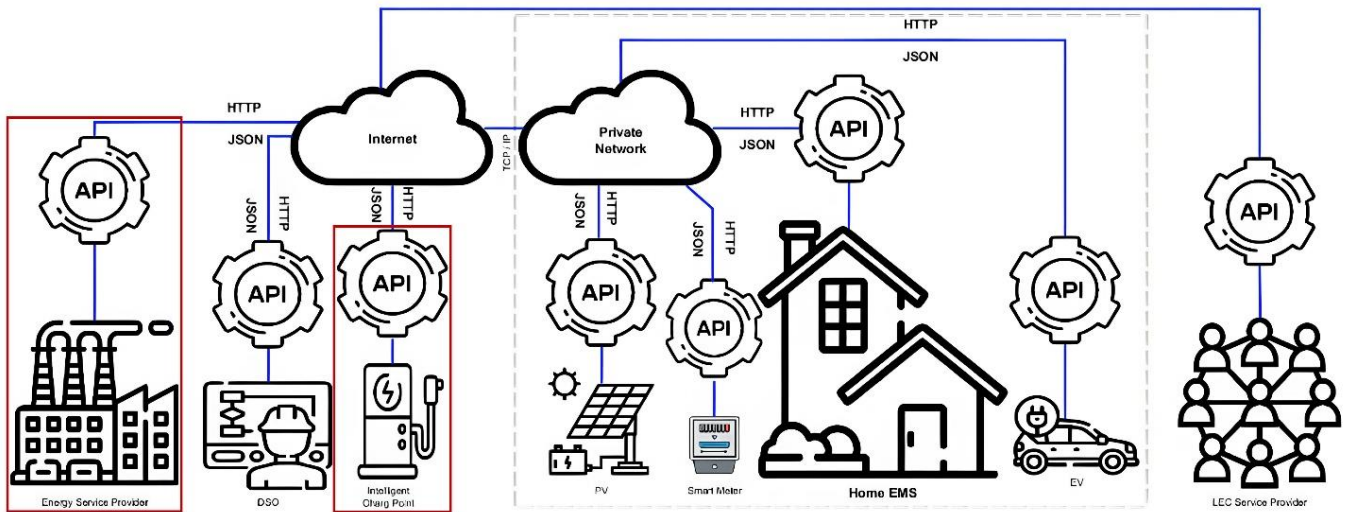


Abbildung 31: Überblick der in VLab generierten virtuellen Testumgebung für den ECOSINT-spezifischen Anwendungsfall "EV laden"

Beim ECOSINT-Anwendungsfall "EV laden" enthält diese generierte Umgebung Module für EV Controller, intelligente Ladestation, Smart Meter, LEC Dienstleister und Energieanbieter. Jede dieser Komponenten verfügt über Schnittstellen zur Interaktion sowie zum Anstoßen bzw. Ausführen der entsprechenden Funktionalität. Jede der Komponenten verfügt außerdem über Möglichkeiten zur Visualisierung der darin verarbeiteten Daten. Die Umgebung kann öffentlich verfügbar gemacht werden, ist einfach zu duplizieren sowie auszuführen und sie ist außerdem erweiterbar, um sie an die Anforderungen anderer Szenarien (z.B. mit mehreren EV Controllern) anzupassen. Die Umgebung bietet darüber hinaus Funktionalität zur Analyse der Skalierbarkeit und Replizierbarkeit. Abbildung 31 gibt einen Überblick der ECOSINT-Lösung aus Sicht von VLab (am EV Ladevorgang beteiligte Komponenten sind in Rot hervorgehoben).

Über die oben genannten Themen wurden mehrere Publikationen veröffentlicht (siehe Abschnitt 6).

3.6 User-Stories und Kommunikation

Die interdisziplinäre Zusammensetzung des Konsortiums, einschließlich der LOI-Geber (Letter of Intent), wurde gezielt genutzt, um eine Reihe von User Stories im Kontext von LEC (Low Emission Concepts) zu entwickeln. Diese User Stories decken ein breites Spektrum ab: von Szenarien, die sehr realitätsnah und in naher Zukunft umsetzbar sind, bis hin zu äußerst innovativen Konzepten, die heute kaum vorstellbar erscheinen.

User Stories sind kurze, einfache Beschreibungen einer Funktion oder eines Features aus der Perspektive des Endnutzers. Sie helfen dabei, die Anforderungen und Erwartungen der Nutzer zu verstehen und in die Entwicklung einfließen zu lassen. In diesem Projekt wurden die User Stories durch die enge Zusammenarbeit der verschiedenen Fachdisziplinen und der LOI-Geber erstellt. Diese Zusammenarbeit ermöglichte es, unterschiedliche Perspektiven und Expertisen zu integrieren, um ein umfassendes Bild der möglichen Anwendungen und Anforderungen zu erhalten.

Der Zweck dieser User Stories ist es, die in den Arbeitspaketen 3 bis 5 (WP3-5) entwickelten Konzepte auf ihre Flexibilität und Anpassungsfähigkeit zu testen. Durch die Anwendung dieser User Stories kön-

nen die Konzepte auf ihre Praxistauglichkeit und Innovationskraft hin überprüft werden. Dies stellt sicher, dass die entwickelten Lösungen sowohl den aktuellen als auch den zukünftigen Anforderungen gerecht werden können.

Die folgenden User Stories wurden entwickelt, um die grundlegenden Funktionen und Vorteile von Energiegemeinschaften zu veranschaulichen. Sie bieten einen umfassenden Überblick über verschiedene Szenarien, die von der Nutzung lokaler Energiemärkte bis hin zum Betrieb zentraler und lokaler Speichersysteme reichen. Diese User Stories zeigen auf, wie Energiegemeinschaften zur Stabilität des Stromnetzes beitragen, die Nutzung erneuerbarer Energien fördern und die Energiekosten für die Mitglieder senken können. Zudem hat die zuvor beschriebene Simulation von Energiegemeinschaften die Auswahl der User Stories beeinflusst, da hier Daten für eine Visualisierung der Stories zur Verfügung stehen. Kurz zusammengefasst wurden folgende User Stories näher betrachtet:

- Lokaler Energiemarkt
- Betrieb eines zentralen Speichersystems
- Überlast an Transformator / Kabel
 - Vergleich „passive“ (rein verrechnungstechnische) und „aktive“ Energiegemeinschaft
 - Darstellung des Einflusses einer „netzfreundlichen“ Energiegemeinschaft
- Betrieb von lokalen Speichersystemen
- (Ab-)Regelung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen in einer Energiegemeinschaft um Betriebsmittelgrenzen (Transformator, Kabel) einzuhalten

3.6.1 Lokaler Energiemarkt

Ein lokaler Energiemarkt innerhalb einer Energiegemeinschaft ermöglicht es den Mitgliedern, Energie direkt untereinander zu handeln. Dies fördert die Nutzung erneuerbarer Energien und stärkt die Gemeinschaft.

User Story: Als Mitglied einer Energiegemeinschaft möchte ich überschüssige Energie, die ich durch meine Solaranlage erzeuge, an andere Mitglieder der Gemeinschaft verkaufen können, um unsere Energiekosten zu senken und die lokale Energieversorgung zu unterstützen.

Erklärung: Diese User Story beschreibt das Bedürfnis nach einem dezentralen Energiemarkt innerhalb der Energiegemeinschaft. Durch den direkten Handel zwischen den Mitgliedern können Netzbelastungen reduziert und die Energieeffizienz gesteigert werden. Dies fördert die Unabhängigkeit von großen Energieversorgern und stärkt die lokale Wirtschaft.

3.6.2 Betrieb eines zentralen Speichersystems

Ein zentrales Speichersystem innerhalb einer Energiegemeinschaft dient dazu, überschüssige Energie zu speichern und bei Bedarf wieder ins Netz der Gemeinschaft einzuspeisen. Dies ist besonders wichtig für die Integration erneuerbarer Energien.

User Story: Als Betreiber eines zentralen Speichersystems innerhalb unserer Energiegemeinschaft möchte ich überschüssige Energie aus erneuerbaren Quellen speichern und bei hoher Nachfrage wieder an die Gemeinschaft abgeben können, um die Netzstabilität zu gewährleisten und die Nutzung erneuerbarer Energien zu maximieren.

Erklärung: Diese User Story hebt die Bedeutung von Energiespeichern für die Stabilität des Gemeinschaftsnetzes hervor. Durch die Speicherung von überschüssiger Energie können Lastspitzen abgefangen und die Versorgungssicherheit innerhalb der Gemeinschaft erhöht werden. Dies ist besonders relevant in Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Quellen wie Wind- und Solarenergie.

3.6.3 Überlast an Transformator / Kabel

Transformatoren und Kabel innerhalb einer Energiegemeinschaft können überlastet werden, wenn die Nachfrage nach Strom die Kapazität der Infrastruktur übersteigt. Dies kann zu Ausfällen und Schäden führen.

User Story: Als Netzbetreiber innerhalb unserer Energiegemeinschaft möchte ich Überlastungen an Transformatoren und Kabeln vermeiden, indem ich die Last intelligent steuere und Engpässe frühzeitig erkenne, um die Zuverlässigkeit des Gemeinschaftsnetzes zu gewährleisten.

Erklärung: Diese User Story betont die Notwendigkeit eines intelligenten Lastmanagements innerhalb der Energiegemeinschaft, um Überlastungen zu vermeiden. Durch den Einsatz von Sensoren und Echtzeit-Datenanalyse können potenzielle Engpässe frühzeitig erkannt und Maßnahmen zur Lastverteilung ergriffen werden.

3.6.4 Vergleich „passive“ (rein verrechnungstechnische) und „aktive“ Energiegemeinschaft

Eine passive Energiegemeinschaft beschränkt sich auf die Verrechnung von Energieflüssen, während eine aktive Energiegemeinschaft aktiv in die Steuerung und Optimierung der Energieflüsse eingreift.

User Story: Als Mitglied einer Energiegemeinschaft möchte ich verstehen, wie sich eine passive von einer aktiven Energiegemeinschaft unterscheidet, um die für uns beste Option zu wählen.

Erklärung: Diese User Story verdeutlicht den Unterschied zwischen passiven und aktiven Energiegemeinschaften. Passive Gemeinschaften konzentrieren sich auf die Abrechnung und Verteilung der Energiekosten, während aktive Gemeinschaften durch den Einsatz von Technologien wie Smart Grids und Energiemanagementsystemen aktiv in die Steuerung der Energieflüsse eingreifen, um Effizienz und Nachhaltigkeit zu maximieren.

Eine netzfreundliche Energiegemeinschaft trägt zur Stabilität und Effizienz des Stromnetzes bei, indem sie ihre Energieflüsse so steuert, dass Netzbelastungen minimiert werden.

User Story: Als Mitglied einer Energiegemeinschaft möchte ich wissen, wie wir durch netzfreundliches Verhalten zur Stabilität des Stromnetzes beitragen können, um Ausfälle zu vermeiden und die Effizienz zu steigern.

Erklärung: Diese User Story zeigt, wie eine Energiegemeinschaft durch gezielte Maßnahmen zur Netzstabilität beitragen kann. Dazu gehören beispielsweise die zeitliche Verschiebung von Lasten, die Nutzung von Speichern und die intelligente Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten.

3.6.5 Betrieb von lokalen Speichersystemen

Lokale Speichersysteme innerhalb einer Energiegemeinschaft ermöglichen es, überschüssige Energie vor Ort zu speichern und bei Bedarf zu nutzen, was die Unabhängigkeit vom zentralen Netz erhöht.

User Story: Als Mitglied einer Energiegemeinschaft möchte ich ein lokales Speichersystem betreiben, um überschüssige Energie aus meiner Solaranlage zu speichern und bei Bedarf zu nutzen, um meine Energiekosten zu senken und unabhängiger vom zentralen Stromnetz zu sein.

Erklärung: Diese User Story beschreibt den Nutzen lokaler Speichersysteme für die Mitglieder einer Energiegemeinschaft. Durch die Speicherung von überschüssiger Energie können die Mitglieder ihre Eigenverbrauchsquote erhöhen und ihre Abhängigkeit vom zentralen Stromnetz reduzieren. Dies führt zu Kosteneinsparungen und einer höheren Versorgungssicherheit.

3.6.6 (Ab-)Regelung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen

Die (Ab-)Regelung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen in einer Energiegemeinschaft ist möglicherweise notwendig, um Betriebsmittelgrenzen (Transformator, Kabel) einzuhalten und Überlastungen zu vermeiden.

User Story: Als Mitglied einer Energiegemeinschaft möchte ich, dass die Ladevorgänge meines Elektrofahrzeugs so geregelt werden, dass die Betriebsmittelgrenzen wie Transformatoren und Kabel nicht überschritten werden, um die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Gemeinschaftsnetzes zu gewährleisten.

Erklärung: Diese User Story beschreibt die Notwendigkeit eines intelligenten Lademanagements innerhalb einer Energiegemeinschaft. Durch die gezielte Steuerung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen kann die Belastung der Infrastruktur optimiert und Überlastungen vermieden werden. Dies trägt zur Stabilität und Zuverlässigkeit des Stromnetzes bei und stellt sicher, dass alle Mitglieder der Gemeinschaft ihre Fahrzeuge effizient und sicher laden können.

Um die Evaluierung anschaulich und einen breiten Stakeholder-Kreis gut vermittelbar zu gestalten, wurden zwei der oben definierten User Stories in dem Szenarien-Evaluierungstool BIFROST umgesetzt. Dazu musste zunächst eine Abstrahierung der erarbeiteten Konzepte und die Modellierung für das Evaluierungstool vorgenommen werden. Durch die einfache Bedienung konnten nicht nur Simulationsexperten daran arbeiten, sondern ein großer Personenkreis im Konsortium hands-on an der Ausgestaltung der User Stories mitwirken.

3.6.7 Implementierung Userstory „Lokaler Energiemarkt“

Um die Evaluierung anschaulich und einen breiten Stakeholder-Kreis gut vermittelbar zu gestalten soll ein ausgewählter Teil der hier angeführten User Stories in dem Szenarien-Evaluierungstool BIFROST umgesetzt werden. Dazu muss zunächst eine Abstrahierung der erarbeiteten Konzepte und die Modellierung für das Evaluierungstool vorgenommen werden.

Das User Interface (UI) von BIFROST wurde in enger Kooperation mit Experten gemäß den Anforderungen aus dem Projekt überarbeitet, da im Zuge der Arbeiten in dem Projekt an den sehr unterschiedlichen Szenarien von möglichen Energiegemeinschaften auch Anpassungen und Erweiterungen des UI notwendig wurden.

Im Projektverlauf hat sich insbesondere im AP6 „Evaluierung der Konzepte anhand PoC-Teststellungen und Simulationen, Analyse von Anreiz- und Wechselwirkungen“ im Task 6.3 „Umsetzung ausgewählter Szenarien in Evaluierungsumgebung“ und im Task 6.2 „Definition von User Stories für Szenario-

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Evaluierung“ folgende, für das Projekt ECOSINT notwendige Anforderungen an das BIFROST UI ergeben:

- Vereinfachung der Bedienung¹
- Einführung eines Präsentationsmodus²
- Integration eines Flow-Layers zur Darstellung von (Energie-)Flüssen in Energiegemeinschaften
- Überarbeiten des GEO-Modes³

Mit Hilfe der im Projekt entwickelten Simulationsmethodik (siehe Abschnitt 3.4 Simulationsergebnisse“) konnten für die einzelnen User Stories Daten erstellt werden, um diese exemplarisch darstellen zu können. Für BIFROST wurde ein entsprechendes Modul erstellt, das diese Daten entsprechend einlesen und für die Darstellung der Userstories aufbereiten kann.

Für die Userstory „Lokaler Energiemarkt“ wurde versucht, mit Hilfe von so genannten „Flows“, die übergeordnete Flüsse von z.B. Energie oder Geldtransfers repräsentieren, darzustellen, was die primäre Funktion einer Energiegemeinschaft ist und wie sich diese auf die einzelnen Teilnehmer auswirkt.

Dazu bietet das BIFROST UI die Möglichkeit, über eine Automatisierung der Oberfläche entsprechende Informationen zu vermitteln. In Abbildung 32 wird der Startbildschirm dieser Präsentation dargestellt. Um den Benutzer in das Thema einzuführen, werden zunächst die einzelnen Komponenten des Systems erklärt, siehe Abbildung 32.

¹ In ECOSINT liegt der Fokus auf einer einfachen Bedienung, da nicht nur Simulationsexperten an den Szenarien arbeiten sollen, sondern ein großer Personenkreis im Konsortium hands-on an der Ausgestaltung der User Stories mitwirkten. Hierin können Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem Projekt „CLUE Concepts, Demonstration and replication for Local User-friendly Energy Communities“, FFG Nummer 878640 direkt verwendet und umgesetzt werden.

² In ECOSINT sollen die entwickelten Szenarien einer großen Anwendergruppe in einfacher Weise vorgestellt werden. Dies soll mit Hilfe eines neuen Präsentationsmodus unterstützt werden.

³ zur korrekten Darstellung von real existierenden ECs

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



Abbildung 32: Startbildschirm der Userstory "Lokaler Energiemarkt"

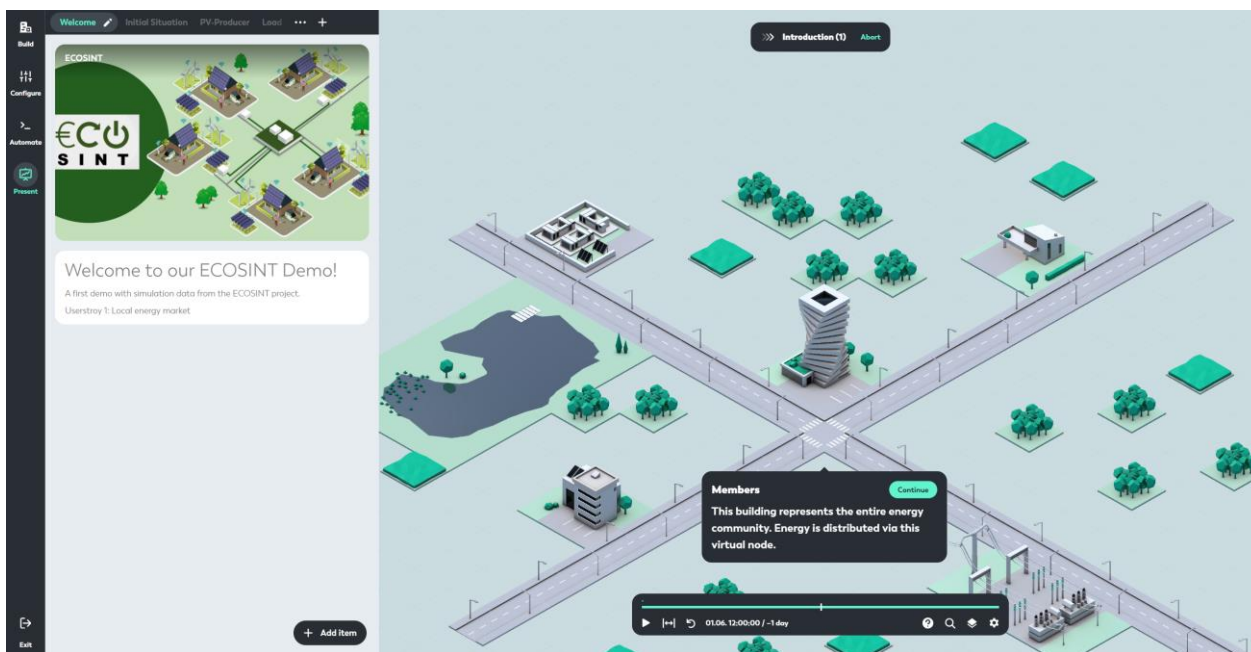


Abbildung 33: Einführung – Teil 2

Für das bessere Verständnis stellt ein Gebäude die „Zentrale“ der Energiegemeinschaft dar, siehe Abbildung 33. Über dieses Gebäude werden alle Flüsse in oder aus der Gemeinschaft repräsentiert.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

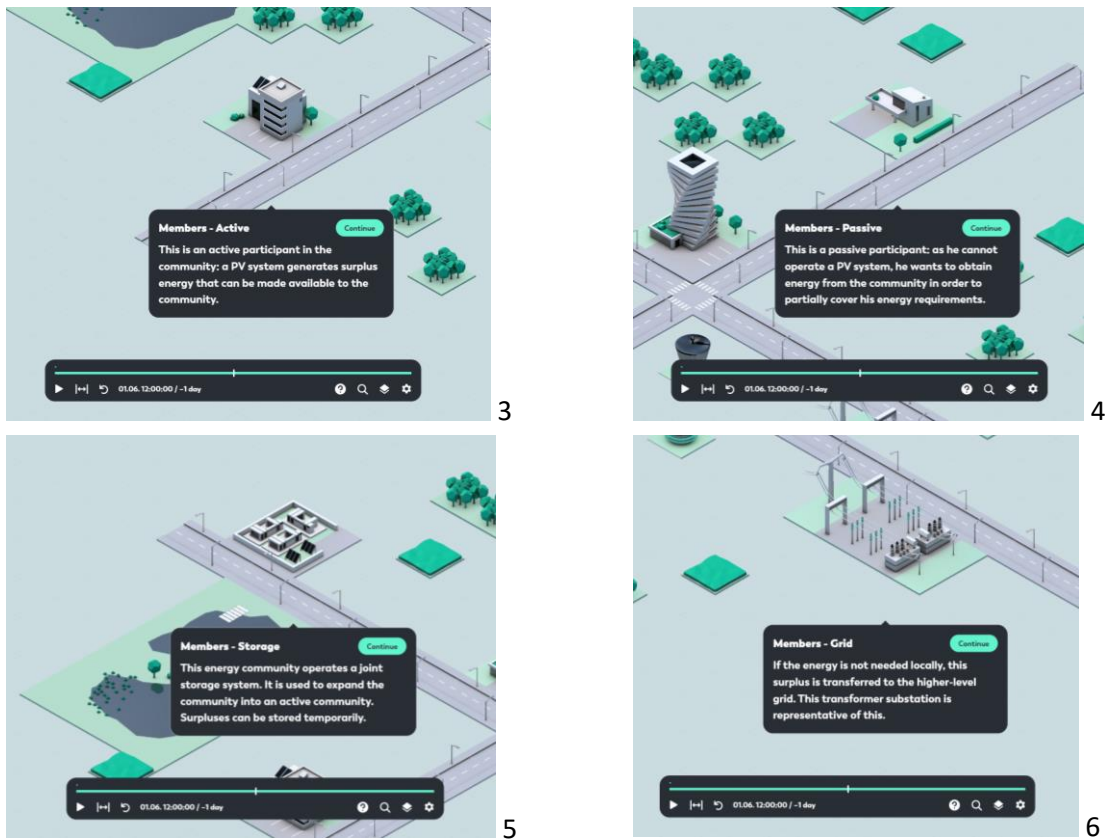


Abbildung 34: Einführung – Teile 3 - 6

Abbildung 34-3 stellt ein aktives Mitglied der Gemeinschaft vor: Ein PV-System erzeugt überschüssige Energie, die dieser Teilnehmer der Gemeinschaft zur Verfügung stellen kann. In Abbildung 34-4 ist ein passiver Teilnehmer hervorgehoben: Dieser hat keine eigene Erzeugungsanlage, möchte aber Energie aus der Gemeinschaft beziehen. Die betrachtete Gemeinschaft betreibt auch ein Speichersystem (Abbildung 34-5), das Energie, die in einem Moment nicht in der Gemeinschaft benötigt wird, für eine spätere Verwendung zwischenspeichert. Damit wird die Gemeinschaft auch zu einer aktiven Gemeinschaft. Schließlich wird noch das übergeordnete Verteilnetz durch ein Umspannwerk repräsentiert (Abbildung 34-6). Energie, die lokal nicht verbraucht oder gespeichert wird, bzw. Energiebedarf, der nicht lokal aufgebracht werden kann, wird in dieses Netz eingespeist bzw. aus diesem bezogen.

Nach dieser Einführung wird in der Erklärung fortgefahren und mit Hilfe der Simulationsdaten nun ein Blick in den Betrieb der Gemeinschaft geworfen (Abbildung 35).

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

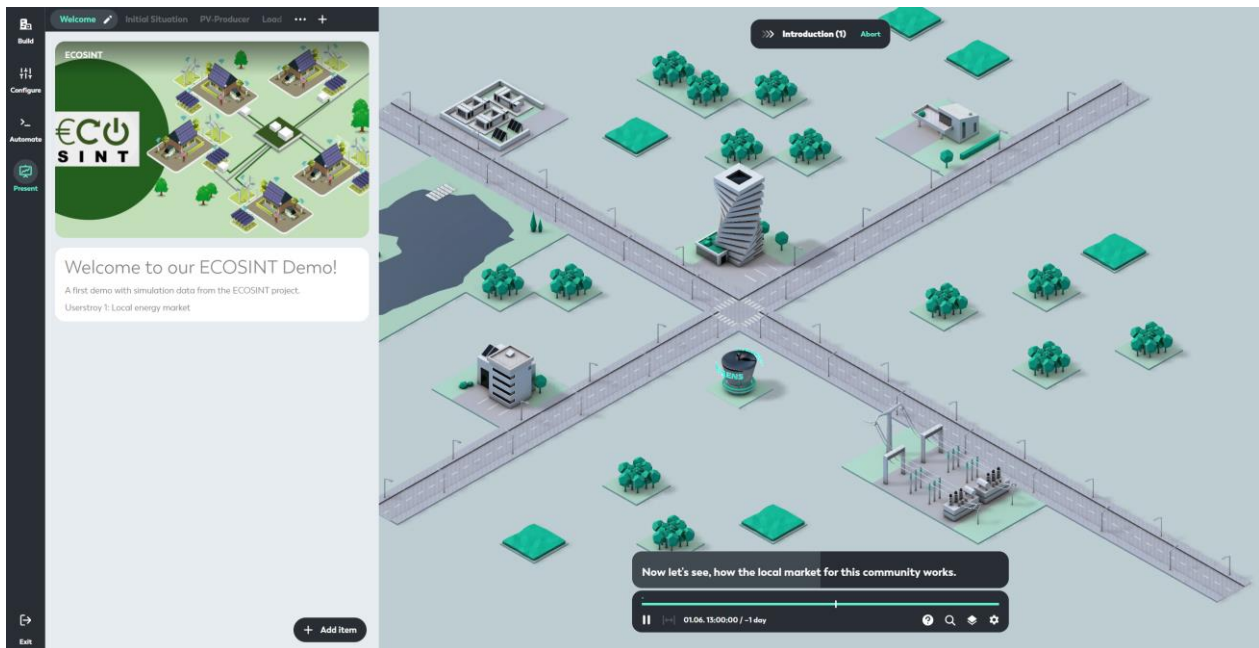


Abbildung 35: Einführung – Teil 7

Zunächst werden die Energieflüsse vom und zum aktiven Teilnehmer betrachtet (Abbildung 36): Zunächst kann noch Energie aus der Gemeinschaft bezogen werden (aus dem Speicher, vgl. Abbildung 39). Wenn der Speicher geleert ist, wird der Energiebedarf aus dem übergeordneten Verteilnetz bezogen.



Abbildung 36: Energieflüsse des aktiven Gemeinschaftsmitglieds in den frühen Morgenstunden

Beginnt nun die PV-Anlage Energie bereitzustellen, wird ein Teil des Bedarfs des aktiven Teilnehmers dadurch gedeckt. Bald aber erzeugt die PV-Anlage genug, um den gesamten Bedarf zu decken, und ein Überschuss entsteht. Dieser wird zunächst an die Energiegemeinschaft übergeben und in weiterer Folge (wenn in der Gemeinschaft kein weiterer Bedarf mehr vorhanden ist) in das übergeordnete Verteilnetz eingespeist.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

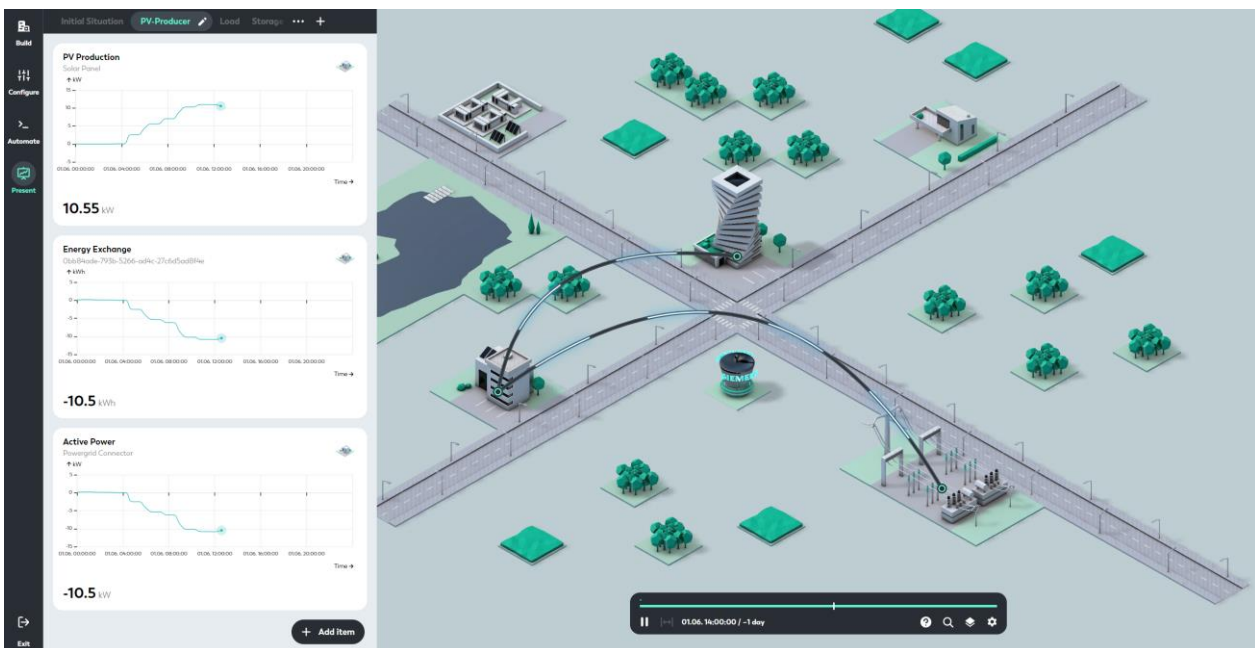


Abbildung 37: Vergütungsflüsse des aktiven Gemeinheitsmitglieds zur Mittagszeit

Die Vergütungsflüsse (Abbildung 37) verhalten sich ähnlich, nur deren Richtung ist umgekehrt. Dies wird in der BIFROST UI durch eine Animation visualisiert, die intuitiv die Richtung darstellt. Über eine Auswahl des jeweiligen Flusses (siehe Abbildung 38) kann auch kurz deren Bedeutung in Erfahrung gebracht werden:

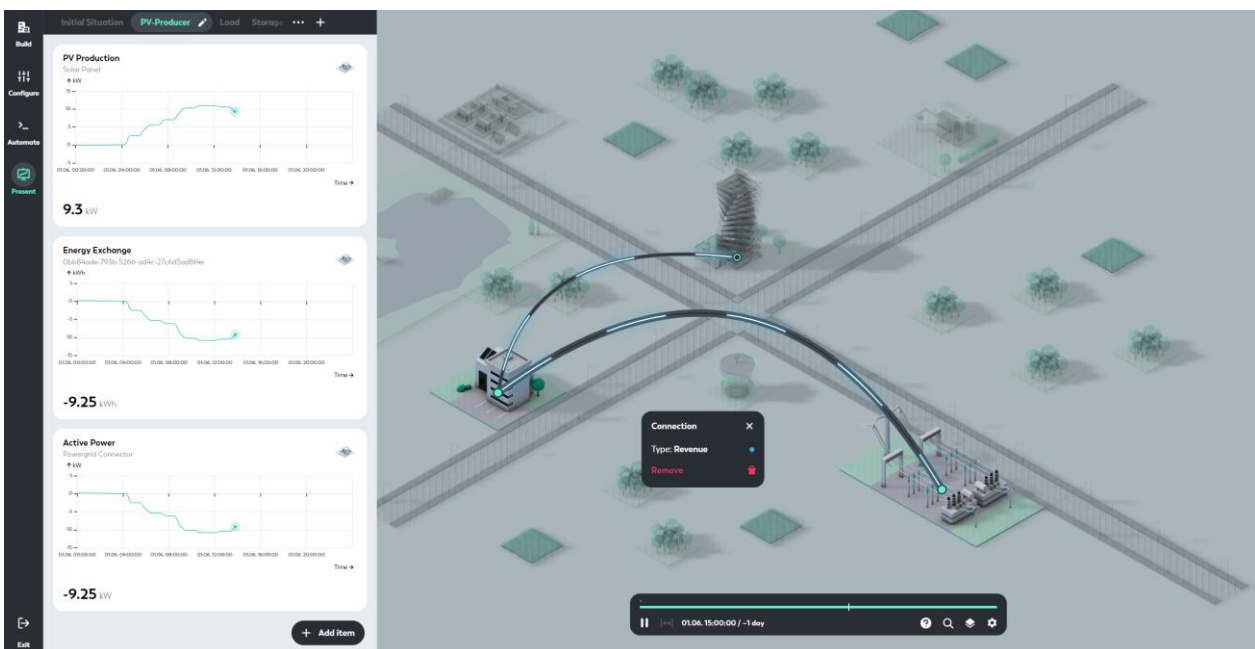


Abbildung 38: Anzeigen der Art des dargestellten „Flow“

Nach der Erklärung zum aktiven Mitglied wird nun auch auf die Flüsse vom und zum Speichersystem eingegangen (Abbildung 39 bis Abbildung 41).

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

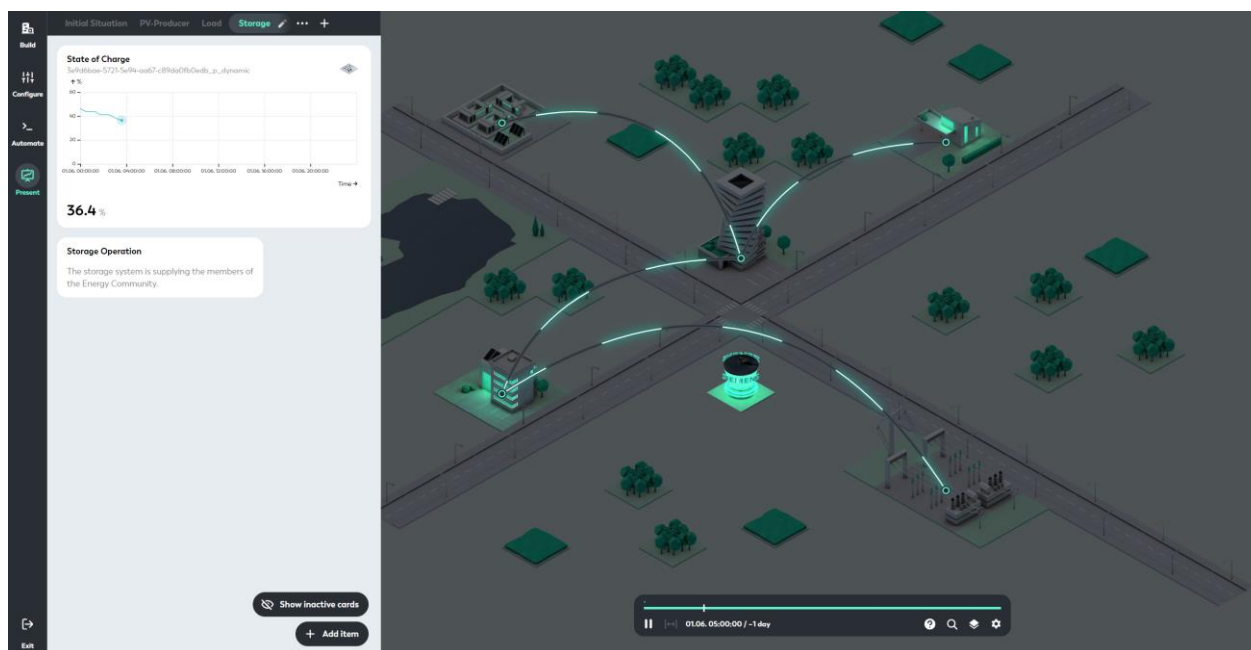


Abbildung 39: Energieflüsse unter Einbeziehung des Speichersystems: Morgen

In den Nacht- und Morgenstunden wird der Speicher kontinuierlich entladen, da dieser den Energiebedarf der Gemeinschaft deckt (Abbildung 39).

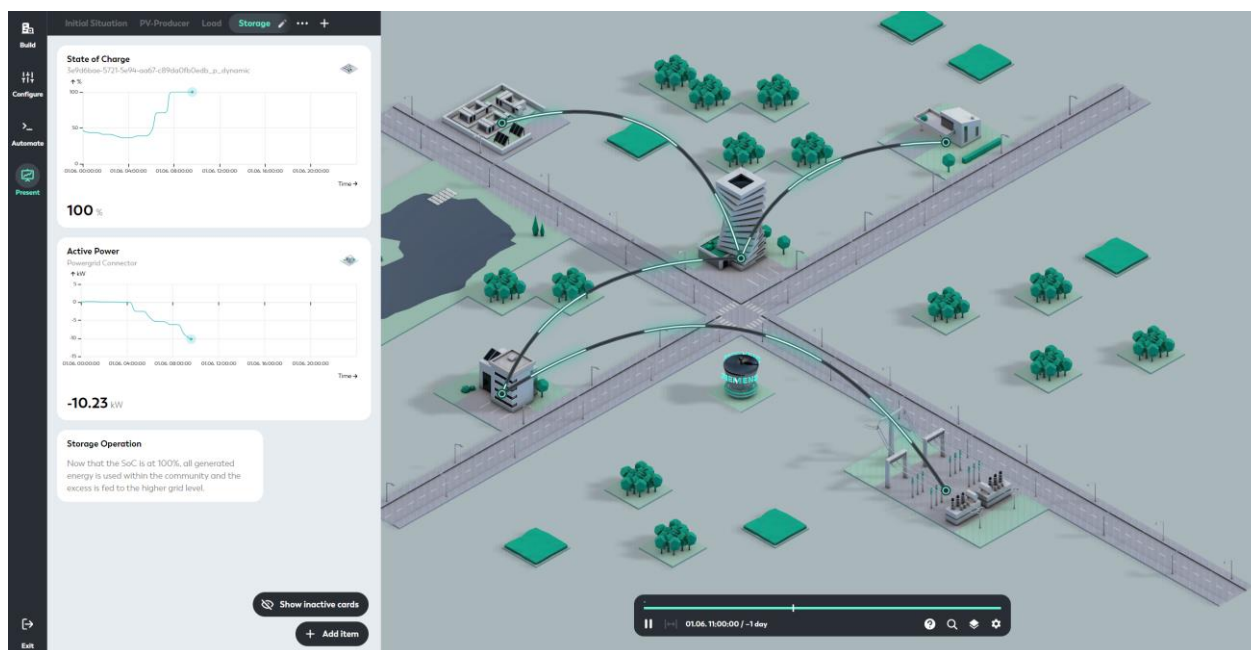


Abbildung 40: Energieflüsse unter Einbeziehung des Speichersystems: Mittag

Sobald Überschüsse in der Gemeinschaft vorhanden sind, werden diese in das Speichersystem eingespeichert, der Füllstand (SoC = State of Charge) des Speichers erhöht sich, bis 100% erreicht sind. Ab hier wird dann die Energie in das übergeordnete Verteilnetz eingespeist (Abbildung 40/Abbildung 41).

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

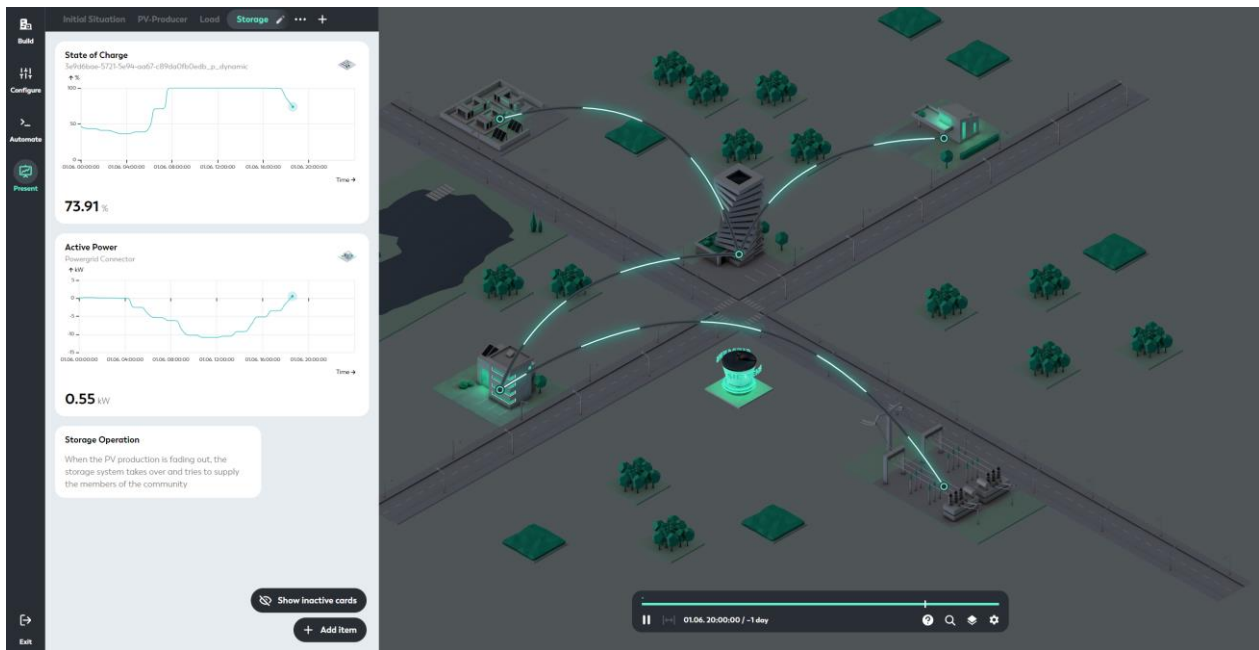


Abbildung 41: Energieflüsse unter Einbeziehung des Speichersystems: Abend

Sobald die PV-Systeme nicht mehr ausreichend Energie bereitstellen können, wird der Bedarf wieder aus dem Speichersystem gedeckt (Abbildung 41).

Nachfolgend sind hier noch die simulierten Zeitreihen für die einzelnen relevanten Komponenten nochmal angeführt:

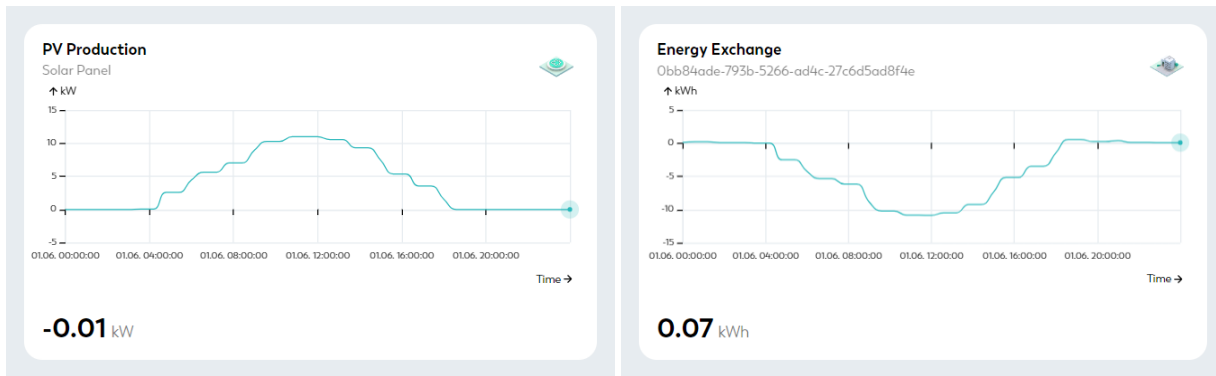


Abbildung 42: Darstellung PV Einspeisung (links) und Energieaustausch des aktiven Gemeinschaftsmitglieds (rechts)

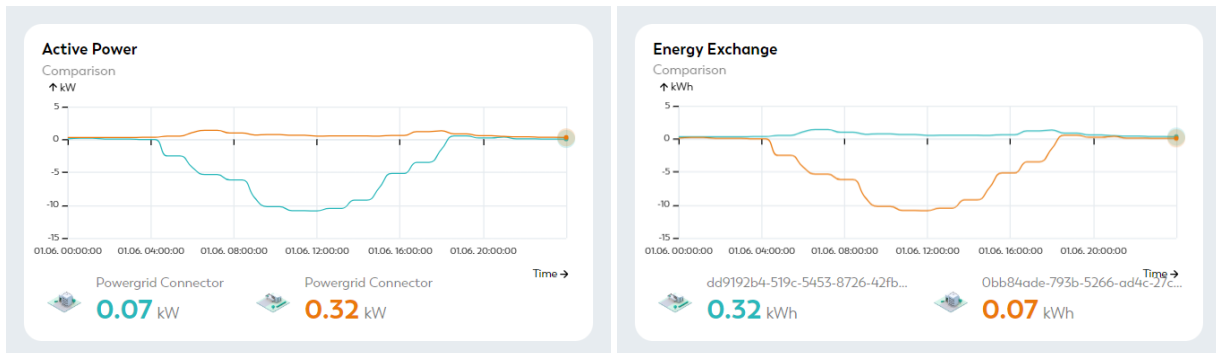


Abbildung 43: Leistungsverlauf (links) und Energieaustausch (rechts) des aktiven (türkis) und passiven Mitglieds (orange)

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

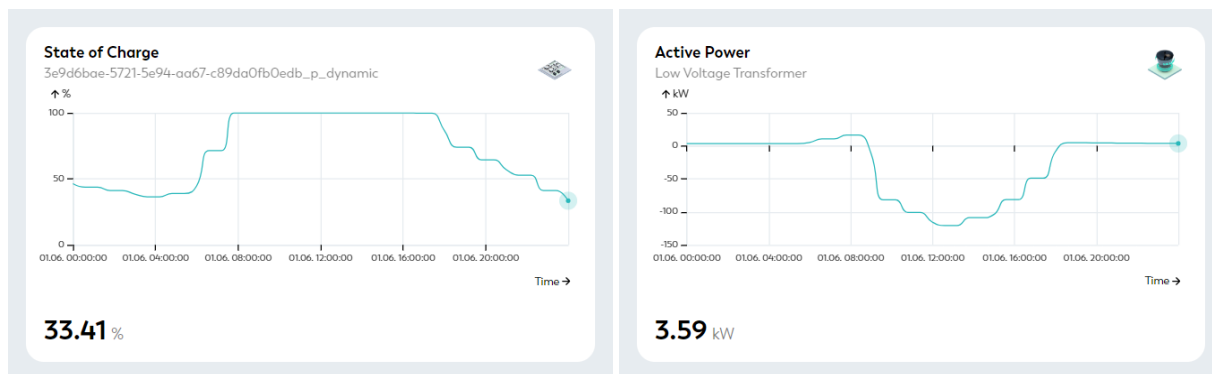


Abbildung 44: Verlauf des Füllstands des Speichersystems (links) und der Leistung des Ortsnetztransformators (rechts)

In Abbildung 44 ist gut zu erkennen, dass bis zu dem Moment, an dem das Speichersystem vollständig geladen ist, es zu keiner Rückspeisung über den Ortsnetztransformator kommt. Sobald der Speicher aber keine Leistung mehr aufnehmen kann, ist deutlich die stetig steigende Einspeiseleistung über den Transformator erkennbar.

Mit Hilfe der Visualisierung über das BIFROST UI sollte an dieser Stelle die grundsätzliche Funktion einer Energiegemeinschaft und eines Gemeinschaftsspeichers ausreichend erklärt sein.

3.6.8 Implementierung Userstory „(Ab-)Regelung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen“

Diese Userstory wurde genutzt, um reale Controller-Hardware zu testen und diese in eine HIL-Umgebung einzubinden. Dazu wurde BIFROST Zero entsprechend erweitert, um diesen Test zu ermöglichen. Ein spezieller Kontrollalgorithmus für die A8000 CP8950⁴ wurde entwickelt. Zusätzlich wurde ein MQTT-Messaging-Stack entwickelt und getestet. MQTT (Message Queuing Telemetry Transport) ist ein leichtgewichtiges Protokoll für den Nachrichtenaustausch, das besonders für Verbindungen mit geringer Bandbreite und hoher Latenz geeignet ist. Schließlich wurde ein Testszenario erstellt und verwendet, um die Funktionalität umfassend zu überprüfen. Ein Schema der HIL-Umgebung ist in Abbildung 45 dargestellt. Darin ist die Simulationsumgebung BIFROST in der Version Zero, Controller-Hardware und Software mit einer SICAM A8000 Plattform auf einer CP8950 Prozessor-Einheit realisiert. Beide Komponenten sind über einen MQTT-Broker datentechnisch miteinander verbunden.

In der Simulation wird BIFROST im so genannten „Streaming-Mode“ betrieben, was bedeutet, dass kontinuierlich Daten wie in Echtzeit von BIFROST generiert und verarbeitet werden. In dem Simulationsmodell ist ein simples Modell eines elektrischen Verteilnetzes erstellt worden, siehe Abbildung 45. In diesem Modell versorgt ein Transformator mehrere Abgänge, die jeweils mehrere Lasten und Ladestationen für Elektrofahrzeuge bedienen. An einem dieser Abgänge sind mehrere Ladestationen angeschlossen, die den Ladevorgang der Elektrofahrzeuge durch ein interaktives Element im BIFROST UI, wie einen Schalter, starten können. Der Ladeprozess ist dabei sehr einfach

⁴ <https://www.siemens.com/de/de/produkte/energie/energieautomatisierung-und-smart-grid/stationsautomatisierung/stationsautomatisierungsgeraet-sicam-ak3.html>

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

gehalten, d.h. jede Ladestation weist eine konstante Leistungsaufnahme auf, wenn der Ladevorgang per UI-Element aktiviert wird. Die simulierten Messdaten der Zuleitung werden über ein BIFROST-Modul an einen MQTT-Broker übertragen. Die Steuerungsanwendung auf der A8000 CP8050 hat diese Messdaten „abonniert“, d.h. der Broker übermittelt die Messdaten an diese.

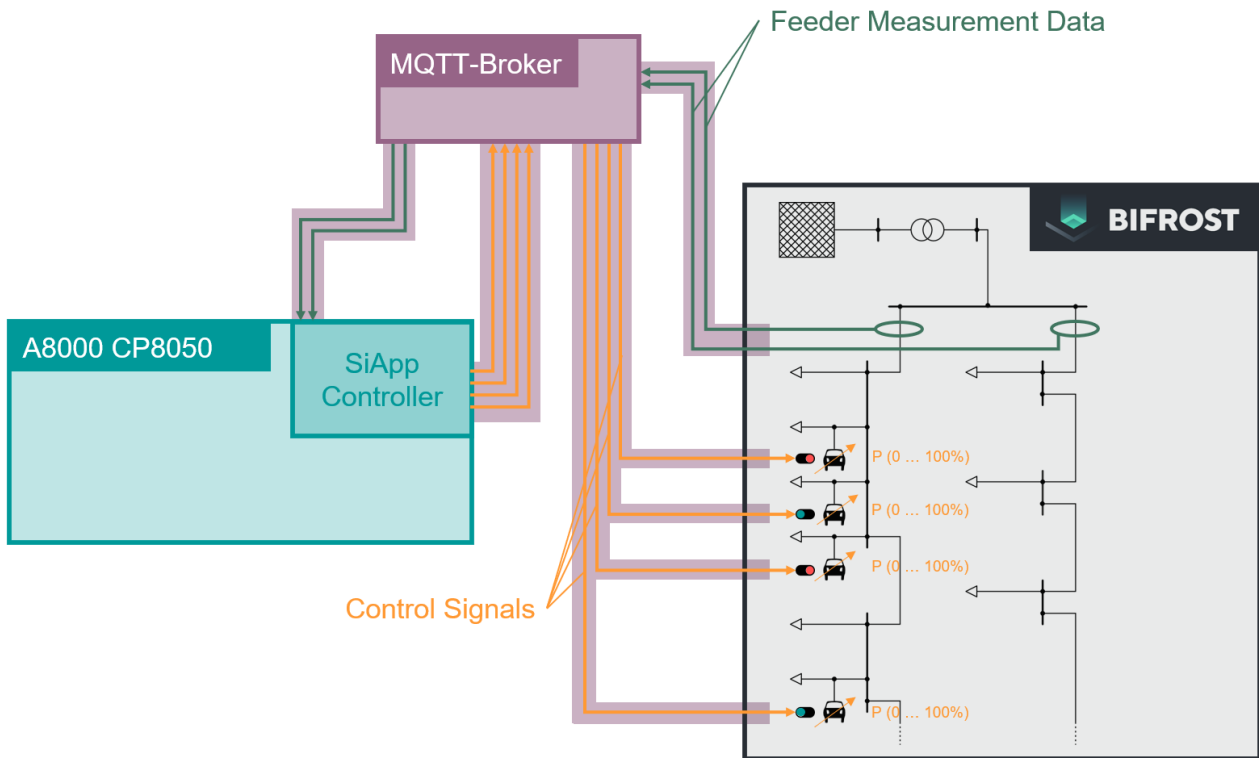


Abbildung 45: HIL-Umgebung für Userstory „(Ab-)Regelung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen“

Bei einer bestimmten Anzahl aktiver Ladestationen tritt eine Überlastung an der entsprechenden Zuleitung auf, was bedeutet, dass die Belastung die Kapazität der Zuleitung überschreitet. Dies spiegelt sich entsprechend in den simulierten Messdaten wider. In diesem Fall wird die Steuerungsanwendung auf der A8000 CP8050 aktiv: Wenn die Messdaten anzeigen, dass die Belastungsgrenze überschritten wurde, berechnet die Steuerungsanwendung ein Steuersignal. Dieses Steuersignal wird dann über den MQTT-Broker zurück an die Simulation gesendet. Das Steuersignal dient dazu, die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge zu reduzieren, um die Belastung der Zuleitung wieder unter die Kapazitätsgrenze zu bringen.

Das Steuersignal, das beispielsweise zwischen 20 und 100 Prozent variieren kann, wird über den MQTT-Broker dann über den MQTT-Broker zurück an die Simulation gesendet. In der BIFROST Simulation ist ein weiteres Modul auf diese Steuerungssignale abonniert und verarbeitet diese, um die simulierten Ladeleistung entsprechend zu reduzieren.

Mit dieser Realisierung soll gezeigt werden, wie durch die gezielte Steuerung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen Überlastungen vermieden werden können. Die Echtzeitüberwachung und -steuerung der Ladeprozesse trägt zur Stabilität und Zuverlässigkeit des Stromnetzes bei und stellt sicher, dass die Infrastruktur nicht überlastet wird.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Im Folgenden soll anhand von Screenshots die Realisierung der Userstory „(Ab-)Regelung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen“ gezeigt werden.

Abbildung 46 links zeigt die BIFROST Zero UI, die speziell für die Anforderungen einer möglichen HIL-Umgebung angepasst wurde. Durch Klick auf den „Play“ Button, wird die Simulation im „Streaming-Mode“ gestartet (Abbildung 46 rechts). Ab jetzt werden laufend simulierte Daten der virtuellen Abgangsmessung über den MQTT-Broker zur Verfügung gestellt, als ob diese von einem realen Messgerät übertragen werden würde (wie z.B. einem SICAM EGS⁵).

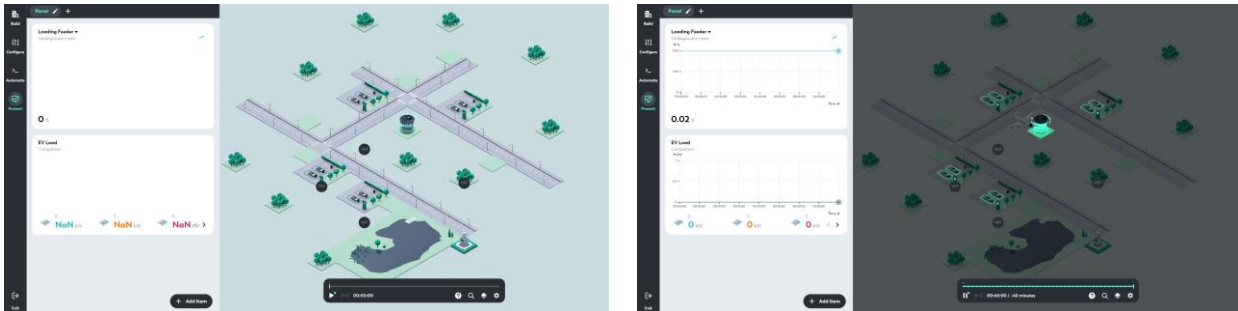


Abbildung 46: Ausgangssituation

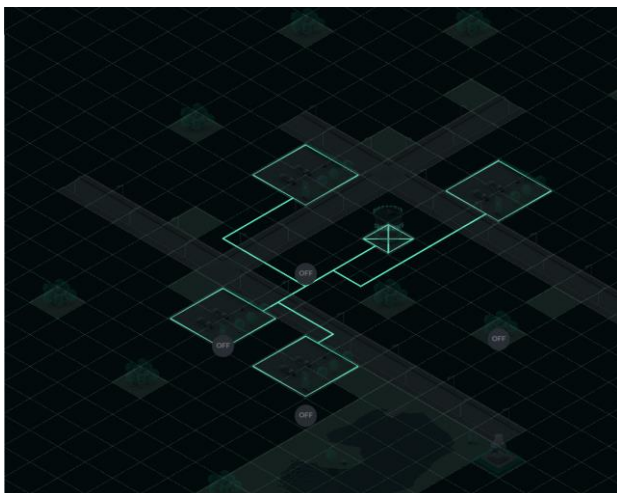


Abbildung 47: Netzmodell: Alle Ladestationen sind an einem gemeinsamen Abgang angeschlossen

Über die so genannten „Widgets“, welche in der UI als kleine Kreise dargestellt werden (siehe Abbildung 48, links) können die jeweiligen Ladevorgänge der einzelnen Ladestationen gestartet oder gestoppt werden. Zunächst sind alle Ladevorgänge deaktiviert, dargestellt durch den Schriftzug „OFF“ und der dunklen Farbe der Widgets bei den einzelnen Ladestationen. Durch Klick auf eines der Widgets wird ein kleines Menü geöffnet, in der der Ladevorgang gestartet werden kann. Dies erfolgt durch Umlegen des Kippschalters in diesem Menü (siehe Abbildung 48, links).

⁵ <https://www.siemens.com/de/de/produkte/energie/energieautomatisierung-und-smart-grid/power-automation-platform-sicam8/sicam-egs-enhanced-grid-sensor.html>

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

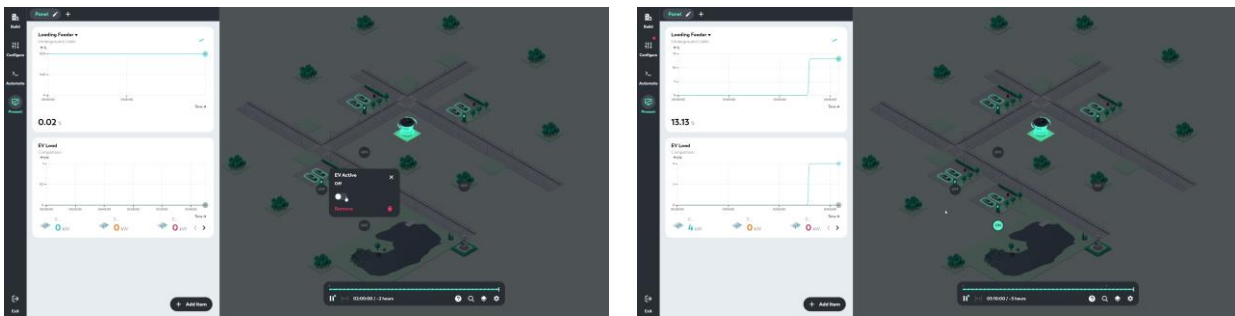


Abbildung 48: Ein Ladevorgang wird gestartet

Nach dem Start des Ladevorgangs wechselt das zugehörige Widget die Farbe und zeigt den Schriftzug „ON“. Weiters werden die aktuellen Daten (Auslastung Abgangsleitung „Loading Feeder“ und Ladeleistung der betrachteten Ladestationen „EV Load“ in Abbildung 48, rechts) dargestellt. In diesen Diagrammen werden immer die aktuellsten Werte fortgeschrieben.

Nun können nacheinander Ladevorgänge gestartet werden, die zwar die Auslastung der Abgangsleitung erhöhen, aber die mögliche Auslastung nicht überschreiten (siehe Abbildung 49 links und rechts).

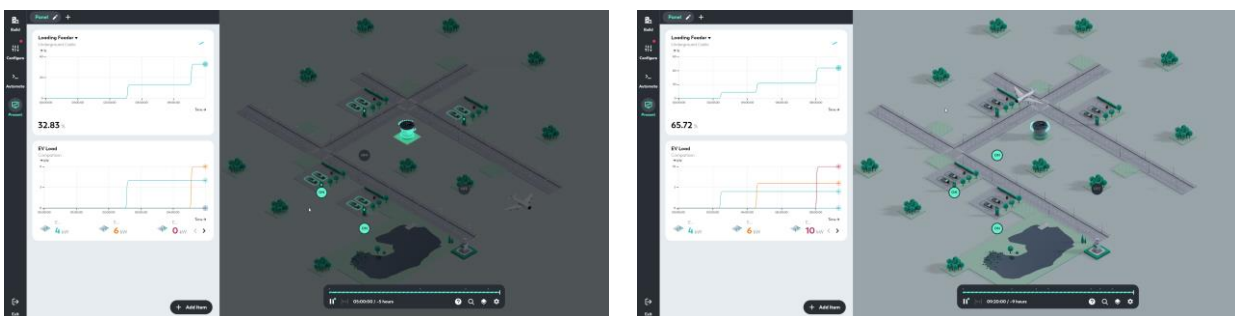


Abbildung 49: Weitere Ladesäulen werden aktiviert

Wenn nun die Letzte der vier vorhandenen Ladesäulen einen Ladevorgang startet, wird die Auslastungsgrenze der Abgangsleitung überschritten. Durch die entsprechenden Messwerte, die der Steuerungsanwendung zur Verfügung gestellt werden, wird diese Überlastung sofort erkannt. Die Steuerungsanwendung berechnet nun, wie stark die Ladeleistung reduziert werden muss und schickt entsprechende Steuerungssignale an die jeweiligen Ladesäulen, siehe Abbildung 50:

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

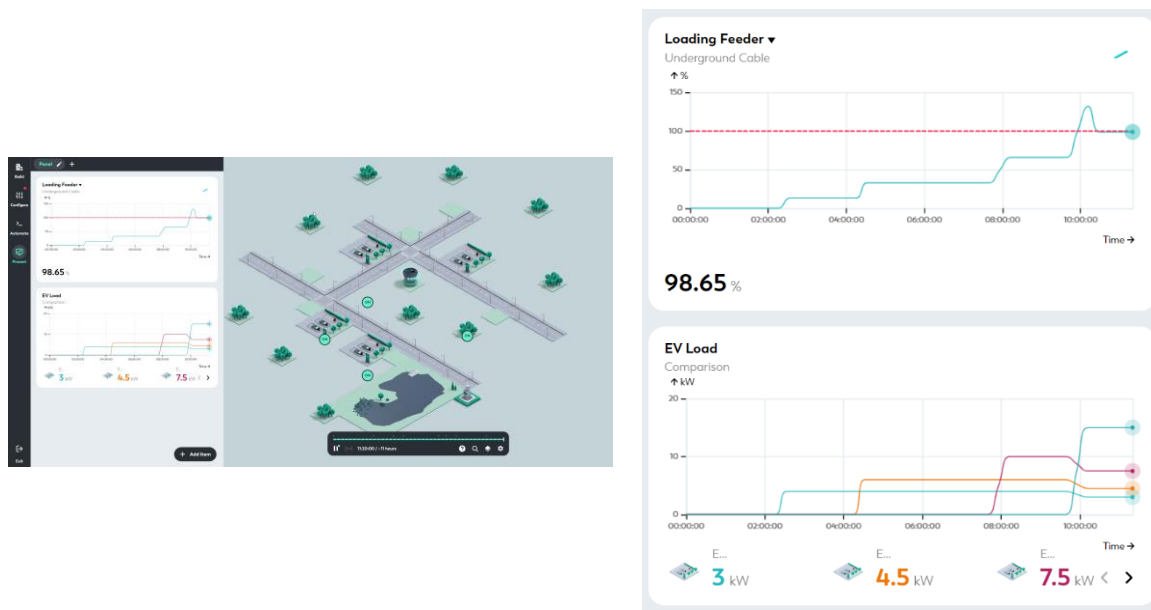


Abbildung 50: Ein weiterer Ladevorgang führt zu einer Überschreitung der Auslastungsgrenze: Die Steuerungsanwendung wird aktiv und regelt alle Ladevorgänge zurück, bis diese die Auslastungsgrenze wieder einhalten

Wird nun z.B. ein Ladevorgang beendet, wird dies auch durch die Steuerungsanwendung durch die zur Verfügung gestellten Messdaten erkannt. Durch die reduzierte Auslastung der Abgangsleitung kann nun wieder mehr Ladeleistung den verbleibenden Ladesäulen zur Verfügung gestellt werden, siehe Abbildung 51:

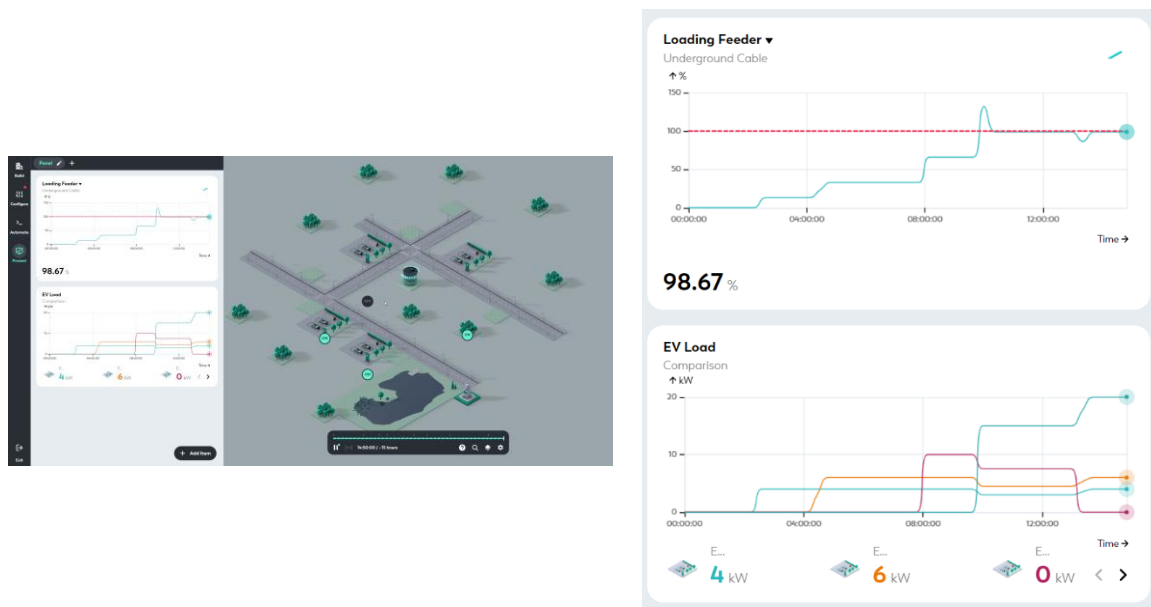


Abbildung 51: Ein Ladevorgang wird beendet: Es steht wieder mehr Leistung zur Verfügung und wird den anderen Ladestationen zur Verfügung gestellt

Die setzt sich so lange fort, bis die verbleibenden Ladesäulen wieder mit ihrer vollen Leistung laden können, da ausreichend Reserve in der Abgangsleitung zur Verfügung steht, siehe Abbildung 52:

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

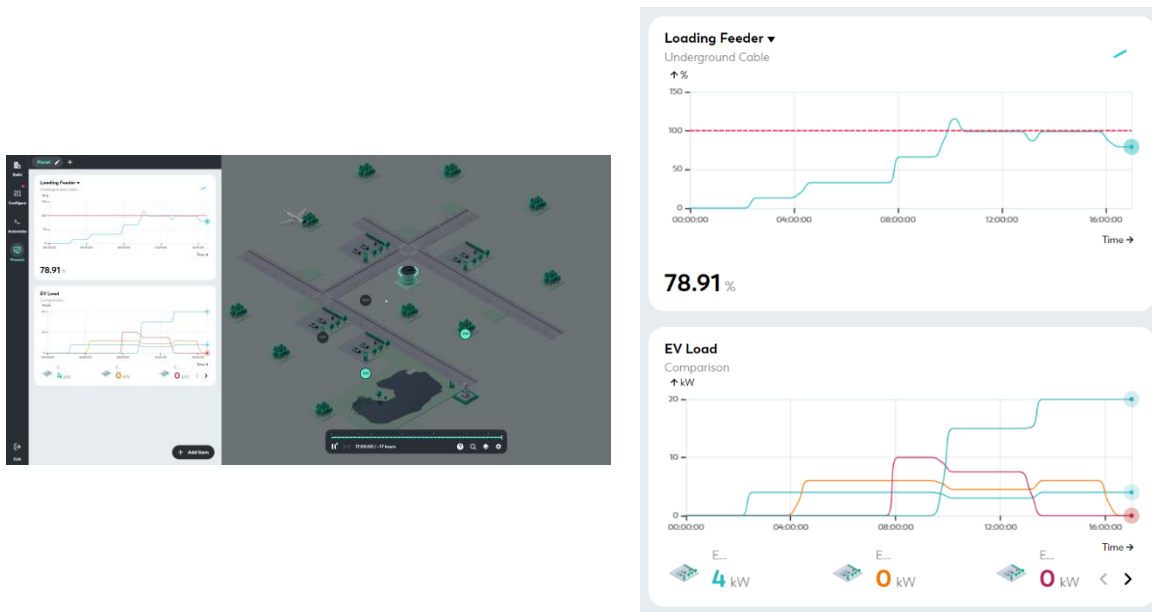


Abbildung 52: Weitere Ladevorgänge werden beendet, die restlichen Ladestationen können wieder mit voller Leistung laden, ohne die Auslastungsgrenzen zu überschreiten.

4 Ausblick und Empfehlungen

4.1 Sozio-ökonomische und regulatorischer Handlungsempfehlungen

Langfristige Motivation sicherstellen

Es sollten Programme entwickelt werden, die die Teilnehmer langfristig motivieren, beispielsweise durch „Schulungen“ wie sie den Nutzen aus ihrer LEC-Teilnahme maximieren können, regelmäßige Updates zu Einsparungspotenzialen und gemeinschaftliche Initiativen innerhalb der LEC. Ein leicht verständliches „Guidebook“ könnte den LEC-Teilnehmern konkrete Maßnahmen zur Verhaltensanpassung aufzeigen. Der Leitfaden sollte klare Anweisungen enthalten, wie man den Stromverbrauch innerhalb einer LEC netzdienlich gestalten kann. Der Leitfaden sollte ebenfalls Informationen und Empfehlungen zur Integration von Smart-Home-Technologien und Automatisierungslösungen enthalten. Es sollte erklärt werden, wie Geräte wie intelligente Thermostate, Ladegeräte für Elektrofahrzeuge und Energiemanagementsysteme verwendet werden können, um den Stromverbrauch automatisch anzupassen und zu optimieren, ohne dass ständiges manuelles Eingreifen erforderlich ist. Der Einsatz von Smart-Home-Technologien und automatisierten Systemen zur Lastverschiebung sollte grundsätzlich gefördert werden. Dies reduziert den Aufwand für die Teilnehmer und maximiert gleichzeitig die Netzdienlichkeit.

Gezielte Einbindung von Netto-Großverbrauchern in LECs

Um die Netzdienlichkeit zu maximieren, sollten LECs gezielt große Verbraucher (z.B. Gewerbebetrieb) einbeziehen, die durch Verhaltensanpassungen einen größeren Beitrag zur Netzstabilität leisten können.

Stärkere Anreize für Verhaltensanpassung schaffen

Um die Motivation zur Verhaltensanpassung zu erhöhen, müssten die finanziellen Anreize dafür deutlicher ausfallen bzw. zusätzliche Belohnungen für netzdienliches Verhalten eingeführt werden. Allerdings sollten die Kosten für das Elektrizitätssystem im Sinne ökonomischer Effizienz (bei Finanzierung über Netztarife) nicht höher ausfallen als deren Nutzen.

Rechtliche Handlungsempfehlungen

Die wesentlichen Handlungsempfehlungen ergeben sich aus den genannten Umsetzungsschwierigkeiten in Kapitel 4.3.1. Gemäß § 79 Abs 3 EAG musste durch die E-Control bis zum Ende des ersten Quartals 2024 eine Kosten-Nutzen-Analyse erstellt werden, um Aufschluss darüber zu geben, ob eine angemessene und ausgewogene Beteiligung der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie Bürgerenergiegemeinschaften an den Systemkosten sichergestellt ist. Diese wurde im April 2024 veröffentlicht (https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Kosten-Nutzen-Analyse_StromGas_Final.pdf). Der Erstentwurf des EIWG nahm keine wesentlichen Änderungen an rechtlichen Bestimmungen zu Energiegemeinschaften vor. Allerdings waren im EIWG größere Änderungen an der Struktur der Netzentgelte vorgesehen, die dann erst in einem zweiten Schritt durch Verordnung der E-Control (bisher Systemnutzungsentgelt-VO) festgelegt werden.

„Community-Speicher“ werden rechtlich derzeit nicht behandelt, sind jedoch aus Use-Case-Sicht relevant.

Es wird angeregt, das opt-in für das Viertel-Stunden-Intervall zu einem opt-out zu ändern (wie dies auch der EIWG-Entwurf bereits vorsah). Dies wäre für Energiegemeinschaften dahingehend positiv, dass bei Gründung historische Daten verfügbar wären und man das Potential besser abschätzen könnte. Sonst fängt eine Energiegemeinschaft tendenziell ohne Daten an. Um die erforderliche Prognosequalität für die Netzebenen 5, 6 und 7 entwickeln zu können, werden Lastdaten vieler Kunden benötigt. Der Rechtsrahmen für die entsprechende Verwendung von zu anderen Zwecken erfassten Lastprofilen wird benötigt. Sowohl für einzelne Kundenanlagen als auch für Energiegemeinschaften sind gesetzliche Rahmenbedingungen und in Folge Technische und Organisatorische Regeln (TOR) für die Implementierung von Steuerungslösungen festzulegen.

Für die erfolgreiche Entwicklung vom Verteilernetzbetreiber zum Verteilersystembetreiber sind rechtliche Rahmenbedingungen für Schnittstellen zwischen den Systemkomponenten der öffentlichen Infrastruktur und Plattformen (Cloud Services) zur Steuerung von Betriebsmitteln in Kundenanlagen zu definieren. Letztere sind bei verbreiteter Nutzung als relevante Komponente des Verteilersystems zu betrachten und daher auch hinsichtlich der Klassifizierung als kritische Infrastruktur zu bewerten. Eine Integration im NIS-Gesetz erscheint erforderlich.

4.2 Handlungsempfehlungen und Ausblick zur Umsetzung der IKT-Architektur

Im Sinne der Vereinheitlichung der technischen Voraussetzungen und für bessere Nutzung bereits installierter Gerätschaften, sollten als kurzfristige Maßnahme Smart Meter Adapter (zum Anschluss an die Kundenschnittstelle) entwickelt und eingesetzt werden, um österreichweit eine einheitliche Echtzeit-Schnittstelle für die Erfassung der Messdaten zu schaffen. Langfristig sollte sichergestellt werden, dass die nächste Generation Smart Meter österreichweit einheitlich ist und standardmäßig mit einer LAN/WLAN-Schnittstelle ausgestattet ist.

Effektive Regelungs- bzw. Optimierungsalgorithmen erfordern den Austausch von Messdaten in Nah-Echtzeit. Dementsprechend ist es notwendig, dies wenn möglich bereits im Vorfeld technisch zu ermöglichen (z.B. mit entsprechenden Smart Metern).

Die großflächige Ausrollung von erneuerbaren Energiequellen könnte ein Sicherheitsproblem darstellen. So könnten z.B. weit verbreitete Wechselrichter chinesischer Herkunft, welche oftmals zentral über Portale dieser Hersteller gesteuert werden können, dazu verwendet werden, durch koordinierte Handlungen das Netz zu destabilisieren und/oder durch Betrieb außerhalb der definierten Grenzen Schäden an der elektrischen Infrastruktur zu verursachen. Dementsprechend ist diesbezügliche Verwaltung und Aufsicht vom Gesetzgeber erforderlich, um sicherzustellen, dass derartige Szenarien technisch weitestgehend ausgeschlossen werden können.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Zur Verbesserung der Interoperabilität sollte bei der Auswahl von Komponenten und Systemen stets auf offene Standards und Schnittstellen geachtet werden, proprietäre Systeme sind grundsätzlich zu vermeiden. Bei der Definition neuer Schnittstellen und der Entwicklung neuer Schnittstellen, können Frameworks wie VLab dazu beitragen den Prozess zu erleichtern und das Ergebnis zu verbessern.

Bei der Optimierung des Eigenverbrauchs haben gute Vorhersagemodelle das Potential, diese erheblich zu verbessern. Dementsprechend ist besonderes Augenmerk zu richten, dass dafür ausreichend Daten zur Verfügung stehen und dass diese Daten repräsentativ und aktuell sind.

Zum rascheren Vorankommen und zur Sammlung von praktischer Erfahrung ist es oftmals nützlich, mit vergleichsweise einfachen, naheliegenden Szenarien zu beginnen, anstatt aufwendigere und schwerer umzusetzende Ansätze zu verfolgen. Wenn möglich, sind diese Szenarien so zu gestalten, dass sie bei Erfolg weiter ausbaubar und damit auch finanziell leichter zu bewältigen sind.

Die Teilnahme an LECs ist möglichst niederschwellig zu gestalten. Es soll möglichst wenig und möglichst preiswerte Hardware durch die Mitglieder angeschafft werden müssen. Dies kann z.B. auch durch Mehrfachnutzung realisiert werden (z.B. Adapter für Smart Meter Kundenschnittstelle anstatt separat zu installierenden Messgerätes, Option zur Nutzung kostengünstige Eigenbau-Komponenten), aber auch durch einfach und intuitiv zu verwendende Systeme, die keine besonderen Kenntnisse erfordern.

Um die Wiederverwendbarkeit zu maximieren und die Komplexität und die Stückkosten zu minimieren, sollten (sofern möglich und aus Kosten/Nutzen-Sicht sinnvoll) stets ähnliche und modulare Systeme eingesetzt werden.

Zukünftige Entwicklungen werden wahrscheinlich vom Thema data spaces (Datenräume) getrieben werden. Data spaces haben einen dezentralen Ansatz und bieten dadurch die Grundlage für digitale Souveränität von Unternehmen, da die Daten in deren Einflussbereich bleiben. Bei data spaces werden Aspekte wie Interoperabilität und Sicherheit bereits mit betrachtet. Es ist geplant, in zukünftigen Projekten einige der oben erwähnten Handlungsempfehlungen allgemeiner im Rahmen dieser data spaces zu untersuchen.

4.3 Netz-technischer Ausblick und Handlungsempfehlungen

Die finanzielle Beteiligung von Energiegemeinschaften an den Netz- und Systemkosten ist zu evaluieren, da auch von ihnen gesetzlich ein Beitrag zur Kostenverursachungsgerechtigkeit gefordert wird.

Grundsätzlich ändert sich durch die Teilnahme an einer Energiegemeinschaft per se nichts an der Physik im Netz. Es kommt nur zu einer unterschiedlichen kommerziellen Abrechnung der Energiemengen. Ob durch die Gründung einer Energiegemeinschaft eine Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen einhergeht und damit ein verringertes Entgelt gerechtfertigt ist, ist demnach fragwürdig. Eine Reduktion des Netzentgeltes ist aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit nur dann zu gewähren, wenn es tatsächlich zu einer Lastverschiebung mit geringerem Bedarf an

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Netzgesamtkapazität kommt (netzökonomisch) und somit eine effizientere Nutzung des Netzes bringt. Entscheidend für die Bemessung des Tarifvorteils ist die dämpfende Wirkung an beiden Rändern der Dauerlinien (Bezug und Lieferung). Dabei muss für 100% der Intervalle mit Spitzenleistung diese an die gegebene Netzsituation angepasst werden.

Um das zu erreichen, müssten in geeigneten automatisierten Systemen vom Verteilernetzbetreiber für die betroffenen Netzknoten koordinierte Randbedingungen festgelegt werden. Daraus resultierende Einschränkungen müssen in Folge von Steuerungssystemen der Energiegemeinschaften gesichert beachtet werden. Die Anforderung an die Architektur ist eine prognosebasierte operative Planung, ebenso wie eine bzw. mehrere Rückfallebenen, welche Störungen der elektrischen Infrastruktur, aber auch der Kommunikationsinfrastruktur abdecken.

Störungsgeschehen der elektrischen Infrastruktur können durch äußere Einwirkungen atmosphärischer Art (Gewitter, Sturm, Überflutung, Schneedruck, Hitze, etc.), durch Dritte (Bagger, Kräne, Baumwurf, etc.) oder durch Betriebsmittelversagen (Alterung, Materialschwäche, Überlast, etc.) eintreten. Alle Störungen haben Versorgungsunterbrechungen oder den Verlust der n-1 Sicherheit zur Folge. Versorgungsunterbrechungen führen in der Regel zu Nachholeffekten (Cold load pickup). Demand side management Systeme für Energiegemeinschaften müssen in solchen Situationen die zusätzlich verstärkte Lastanforderung im Rahmen der gewöhnlichen Randbedingungen begrenzen.

Unabhängig davon ergeben sich bei Ersatzversorgungen (aus einem benachbarten Abzweig und/oder Umspannwerk) im Vergleich zum Normalschaltzustand vorübergehend verringerte Netzkapazitäten. Demand side management Systeme für Energiegemeinschaften müssen die dadurch veränderten Randbedingungen gesichert beachten. Wesentliche Voraussetzung dafür ist, dass die Informationen betreffend die Ersatzversorgung inklusive die Randbedingungen für die betroffenen Knoten im Managementsystem verfügbar sind.

Ein weiteres Problemfeld ergibt sich im Normalbetrieb bei Prognoseabweichungen, welche beispielsweise zu Betriebsmittelüberlastungen oder Verletzung von Spannungspegeln entsprechend EN 50160 führen. Zur Vermeidung von Ausfällen durch Überlast, ebenso wie anhaltende mangelnde Spannungsqualität, müssen Betriebsmittelauslastungen und Spannungspegel in Echtzeit erfasst und in Automatisierungslösungen Maßnahmen bewirken können. Dabei ist die Betriebsmittelauslastung im Bereich des Verteilernetzes durch den Netzbetreiber zu erfassen und bei Bedarf sind Engpässe durch Anpassung der Randbedingungen für die betroffenen Netzknoten in Echtzeit zu lösen. Spannungspegel können lokal bestimmt werden. Im Bereich von Kundenanlagen gemessene Werte bieten die Möglichkeit, Spannungen im Verknüpfungspunkt zu bestimmen. Dabei wird unter Berücksichtigung der aktuellen Last in der eigenen Anlage über die Impedanz zwischen dem Punkt der Erfassung und dem Verknüpfungspunkt die Spannungen in diesen berechnet. In jeder Kundenanlage kann damit unabhängig von der Zugehörigkeit zu einer Energiegemeinschaft eine lokale Spannungsregelung betrieben werden. Diese Form der Spannungshaltung ist in Wechselrichtern für PV-Anlagen umgesetzt. In Energiegemeinschaften bietet sich zusätzlich die Möglichkeit einer koordinierten Spannungsregelung, sodass Kunden, die im Falle von unabhängiger Regelung den Nachteil häufigen Abregels haben, besser versorgt werden.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Alle Funktionen, welche von der Kommunikationsinfrastruktur abhängig sind, bedürfen einer klaren Regelung, betreffend das Leistungsverhalten für den Fall, dass keine gültigen Informationen verfügbar sind. Hiervon betroffen sein können vom Verteilernetzbetreiber vorgegebene Randbedingungen für betroffene Netzknoten oder von der Energiegemeinschaft übermittelte Randbedingungen zur koordinierten lokalen Spannungsregelung oder Sollwerte zur Eigenverbrauchsoptimierung. Insbesondere Demand side management Systeme von Energiegemeinschaften benötigen Statusinformationen der teilnehmenden Anlagen. Sind keine gültigen Informationen verfügbar, muss lokal in der Kundenlage dafür gesorgt werden, dass für diesen Fall vom Verteilernetzbetreiber vorgegebene Randbedingungen eingehalten werden. Dies kann eine wesentliche Beeinträchtigung der Versorgung bedeuten. Besonders kritisch sind unbeabsichtigte Fehlfunktionen in diesem Zusammenhang, ebenso wie Cyberkriminalität, welche zu wesentlichen Abweichungen von den gegebenen Randbedingungen führen können. Auch solche Situationen fallen in die Kategorie "keine gültigen Informationen verfügbar", was aber von den lokalen Systemen in den Kundenanlagen nicht erkannt werden kann. Im Gesamtsystem werden daher verteilte unabhängige Einrichtungen für die Erkennung benötigt, welche von der Kommunikationsinfrastruktur unabhängig auf die lokalen Systeme der Kundenanlage einwirken können (z.B. binär Kontakt gesteuert durch den Verteilernetzbetreiber über PLC, Datenfunk, etc).

Die Zuordnung der in der Energiegemeinschaft selbst erzeugten Energie auf die Teilnehmenden erfolgt durch den Netzbetreiber auf Basis der durch die Smart Meter gemessenen 15 min.-Werte. Falls zur Laststeuerung oder zur Optimierung der Eigenerzeugung zeitnahe Messwerte benötigt werden, kann auf die standardisierte Kundenschnittstelle am Smart Meter zugegriffen werden. Über Oesterreichs Energie wurde von der Branche ein Adapter entwickelt, der die Daten in Echtzeit übermittelt und damit nutzbar macht.

Zukünftige Entwicklungen werden in zunehmendem Maße von künstlicher Intelligenz (KI) getrieben werden. Für den Bereich Flexibilität sind hier vor allem Methoden des reinforcement learning zu nennen. Neben den Möglichkeiten der KI bieten sich aber dadurch auch erhöhte Herausforderungen für die Sicherheit, den Kommunikationsaufwand und ein zuverlässiges Verhalten dieser oft als black-box angewandten Technologien. In einem zukünftigen, größeren Projekt sollen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsaspekte von KI im Energiebereich weiter erforscht werden.

5 Literaturverzeichnis

- [1] A. Belda, M. Gallego, I. Bernal, A. Gabaldon und C. Pastor, „LocalRES D1.2 - Definition of the Use Cases,“ 2023.
- [2] S. Ruffini, „LocalRES D3.1 – Monitoring, common data model and interfaces report,“ 2023.
- [3] M. Farré, H. Lafforgue, O. Genest, J. Kazmi und G. Pitsiladis, „SENDER D3.1 - Interoperable architecture report,“ 2021.
- [4] M. Stefan, M. Sipetic, F. Giordano, J. Kazmi, L. Payonga, H. Madani, D. Sebilleau und L. Conrec, „PARMENIDES – Enabling Flexibility Provision in Renewable Energy Communities through an Ontology-driven Interoperable ICT Architecture,“ in *CIREC 2024 Vienna Workshop*, Wien, 2023.
- [5] S. Cejka, D. Reihs, B. Fina, M. Stefan, D. Hauer und F. Zeilinger, „Typical Future Energy Communities - an analysis on operational areas, member structure and used infrastructure,“ in *CIREC workshop on E-mobility and power distribution systems*, Porto, 2022.
- [6] D. Reihs, F. Kupzog und H. De Meer, „Regional Differences in Configurations of Energy Communities: Future Scenarios and Policy Implications,“ in *ACM E-Energy*, Singapore, 2024.
- [7] S. Cejka, „Privatrechtliche Aspekte der österreichischen Umsetzung von Energiegemeinschaften im EAG-Paket,“ *Ecolex – Fachzeitschrift für Wirtschaftsrecht*, 5 2021.
- [8] S. Cejka, „Implementation and Operation of Blockchain-Based Energy Communities Under the New Legal Framework,“ *CCIS*, Bd. 1475, pp. 3-30, 2021.
- [9] S. Cejka, „Öffentliche und private Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge heute – und morgen?,“ *RdU - Recht der Umwelt*, Manz, 2022.
- [10] S. Cejka und K. Kitzmüller, „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften im Fokus,“ in *Schriftenreihe des Österreichischen Gemeindebundes*, 2022.
- [11] S. Cejka, „Energiekosten steigen, Energieabgaben sinken (temporär) - Auswirkungen auf Energiegemeinschaften?,“ *RdU - Recht der Umwelt*, Manz, 2022.
- [12] S. Cejka, „Energiekosten steigen (weiter) - ein Update zu Energiepreisen und -abgaben,“ *RdU - Recht der Umwelt*, Manz, 2 2023.
- [13] S. Cejka, „Elektromobilität "Fit für 55",“ *ZVR 2024/5*, 2024.
- [14] S. Cejka, „Energiekosten und Energieabgaben – Ein neuerliches Update,“ *RdU - Recht der Umwelt*, Manz, 2024.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- [15] S. Cejka, „Die Energie- und Mobilitätswende in den Bauordnungsnovellen 2023,“ *Recht der Umwelt (RdU)*, Manz, 2024.
- [16] S. Cejka, „Neue rechtliche Maßnahmen zur Förderung des Photovoltaikausbaus,“ *Fachzeitschrift für Wohn- und Immobilienrecht (immolex)*, Manz, 2024.
- [17] S. Cejka, „Aktuelle rechtliche Maßnahmen zur Förderung der Elektromobilität,“ *Zeitschrift für Verkehrsrecht (ZVR)*, Manz, 2024 (eingereicht).
- [18] S. Cejka, „Einschränkungen der Energiepreisgestaltung,“ *Fachzeitschrift für Wirtschaftsrecht (ecolex)*, Manz, 2024 (eingereicht).
- [19] S. Cejka und K. Kitzmüller, „Rechtsfragen zur Gründung und Umsetzung von Energiegemeinschaften,“ in *12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT)*, Wien, 2021.
- [20] S. Cejka, „Data management in energy communities,“ in *11. Symposium Communications for Energy Systems (ComForEn)*, Wien, 2021.
- [21] S. Cejka, „Energiewenderecht: Rechtliche Entwicklungen zum Ersatz fossiler Energiequellen in Richtung Klimaneutralität,“ in *18. Symposium Energieinnovation (EnInnov)*, Graz, 2024.
- [22] D. Reihs, S. Cejka und M. Stefan, „Grid-aware Demand Response in Energy Communities,“ in *CIREN Workshop*, Vienna, 2024.
- [23] Electricity Maps, „Electricity Maps,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.electricitymaps.com/methodology>.
- [24] X. Lai, H. Gu, Q. Chen, X. Tang, Y. Zhou, F. Gao, X. Han, Y. Guo, R. Bhagat und Y. Zheng, „Investigating greenhouse gas emissions and environmental impacts from the production of lithium-ion batteries in China,“ *Journal of Cleaner Production*, Bd. 372, p. 133756, 2022.
- [25] J. Pucker-Singer, C. Aichberger, J. Zupancic, C. Neumann, D. Bird, G. Jungmeier, A. Gubina und A. Tuerk, „Greenhouse Gas Emissions of Stationary Battery Installations in Two Renewable Energy Projects,“ *Sustainability*, Bd. 13, p. 6330, 2021.
- [26] C. Reichel, A. Müller, L. Friedrich, S. Herceg, M. Mittag und D. Holger, „CO2 Emissions of Silicon Photovoltaic Modules – Impact of Module Design and Production Location,“ 2022.
- [27] F. Strebl, B.-V. Rao, D. Reihs, D. Schwabeneder, H. Brunner, M. Stefan, F. Kupzog und B. Klöckl, „On the large-scale integration of renewable energy communities into the distribution network,“ in *Wind & Solar Integration Workshop*, Helsinki, 2024.
- [28] Thi Kim Bich Pham, *Modeling, Simulation and Demonstration of Peer-to-peer Trading in Local Energy Communities*, Hagenberg, Austria, 2023.

6 Anhang: Publikationen, die im Rahmen von ECOSINT entstanden sind

6.1 Journalbeiträge

- 1) Journal-Beitrag: Stephan Cejka, Aktuelle rechtliche Maßnahmen zur Förderung der Elektromobilität, ZVR - Zeitschrift für Verkehrsrecht, Manz, Oktober 2024.
- 2) Journal-Beitrag: Stephan Cejka, Einschränkungen der Energiepreisgestaltung, Ecolex - Fachzeitschrift für Wirtschaftsrecht, Manz, September 2024.
- 3) Journal-Beitrag: Stephan Cejka, Neue rechtliche Maßnahmen zur Förderung des Photovoltaikausbaus, Immolex - Fachzeitschrift für Wohn- und Immobilienrecht, Manz, Juni 2024.
- 4) Journal-Beitrag: Stephan Cejka, Die Energie- und Mobilitätswende in den Bauordnungsnovellen 2023, RdU - Recht der Umwelt, Manz, April 2024.
- 5) Journal-Beitrag: Stephan Cejka, Energiekosten und Energieabgaben - Ein neuerliches Update (Stand September 2023), RdU - Recht der Umwelt, Manz, Februar 2024.
- 6) Journal-Beitrag: Stephan Cejka, Elektromobilität „fit für 55“, ZVR - Zeitschrift für Verkehrsrecht, Manz, Jänner 2024.
- 7) Journal-Beitrag: Stephan Cejka, Energiekosten steigen (weiter) - ein Update zu Energiepreisen und -abgaben, RdU - Recht der Umwelt, Manz, Februar 2023.
- 8) Journal-Beitrag: Stephan Cejka, Energiekosten steigen, Energieabgaben sinken (temporär) - Auswirkungen auf Energiegemeinschaften?, RdU - Recht der Umwelt, Manz, Oktober 2022.
- 9) Journal-Beitrag: Stephan Cejka, Öffentliche und private Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge heute - und morgen?, RdU - Recht der Umwelt, Manz, Juni 2022.
- 10) Journal-Beitrag: Günther Eibl, Jawad Kazmi, Oliver Langthaler, Max Schirl, Stefan Wilker, "Towards Interoperable Local Energy Communities in Austria", e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 2023, 140. Jg., Nr. 5, S. 432-440.

6.2 Konferenzbeiträge

- 1) Konferenzbeitrag: Oliver Langthaler, "*ECOSINT - Developing a well-rounded LEC architecture that integrates well into the grid*", ComForEn 2021
- 2) Konferenzbeitrag (Vortrag): Günther Eibl, Jawad Kazmi, Oliver Langthaler, Max Schirl, Stefan Wilker, "Towards Interoperable Local Energy Communities in Austria", ComForEn 2023.
- 3) Konferenzbeitrag (Poster): Günther Eibl, Dejan Radovanovic, David, Reihls, Mark Stefan, Rudolf Kapeller, Johannes Reichl, "Assessment of the influence of Renewable Energy Communities on future scenarios of the distribution grid", CIRED 2024.
- 4) EnInnov (Vortrag): Oliver Langthaler, Jawad Kazmi, Stefan Linecker (2024): Elicitation and Formalization of Local Energy Community Stakeholder Requirements in Austria. In: Conference Proceedings, 18. Symposium Energieinnovation (EnInnov 2024)
- 5) Konferenzbeitrag: David Reihls, Stephan Cejka, Mark Stefan, Grid-aware demand response in energy communities, CIRED Workshop, Wien, Österreich, Juni 2024.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- 6) Konferenzbeitrag: Stephan Cejka, Energiewenderecht: Rechtliche Entwicklungen zum Ersatz fossiler Energiequellen in Richtung Klimaneutralität, 18. Symposium Energieinnovation (EnInnov), Graz, Österreich, Februar 2024.
- 7) Konferenzbeitrag: Stephan Cejka, David Reihls, Bernadette Fina, Mark Stefan, Daniel Hauer, Franz Zeilinger, Typical future energy communities -- An analysis on operational areas, member structure and used infrastructure, CIRED Workshop, Porto, Portugal, Juni 2022.
- 8) Konferenzbeitrag: Stephan Cejka, Data management in energy communities, 11th Symposium Communications for Energy Systems (ComForEn), online (COVID), November 2021.
- 9) Konferenzbeitrag: Stephan Cejka, Kaleb Kitzmüller, Rechtsfragen zur Gründung und Umsetzung von Energiegemeinschaften, 12. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Wien, Österreich, September 2021.

6.3 Abschlussarbeiten

- 1) Masterarbeit FHS Kathrin Höll: "Faire Preisgestaltung in Energiegemeinschaften: Eine simulationsbasierte Untersuchung unter Berücksichtigung von Lastprofilen"
- 2) Masterarbeit FHS Hazem Kamel: "Reinforcement learning for energy demand response management of local energy communities"
- 3) Masterarbeit FHS Michael Hafner: "Development of Strategies for Energy Communities using Multi Agent Deep Reinforcement Learning" (derzeit in Arbeit)
- 4) Masterarbeit FHS Patrik Duft: "Simulationen über Rentabilität von Batteriespeichern im KMU-Segment und deren Gestaltung zur Bepreisung der Restlaststruktur" (derzeit in Arbeit)
- 5) Masterarbeit FH Hagenberg Pham Thi-Kim-Bich: „Modeling, Simulation and Demonstration of Peer-to-peer Trading in Local Energy Communities“
- 6) Masterarbeit TU Wien, Florian Strebl, „„Impact of Large-Scale Deployment of Energy Communities on Distribution Grids“, 2024
- 7) Bachelorarbeit FHS Alexander Moosmann, Florian Entleitner, Johannes Hödlmoser: "Zuverlässige Kommunikation für lokale Energiegemeinschaften"

6.4 Sonstige Weiterverbreitungsaktivitäten

- 1) Presse-Artikel im Standard: „Strom vom eigenen Dach verkaufen hat seine Tücken“, [link](#)
- 2) Artikel in hi!tech - Das Innovationsmagazin von Siemens Österreich: Forschung für eine erfolgreiche Energiewende [link](#)
- 3) e-paper „Warum“ der FH Salzburg: „Gemeinsame Energie intelligent nützen“, [link](#)
- 4) Workshop bei EEG Thalgau am 21.4.2022. Es wurde für die Gemeinde Thalgau deren Situation hinsichtlich einer LEC simulatorisch untersucht und die Ergebnisse an diese zurückgespielt bzw. bilateral mit ihnen diskutiert.
- 5) Stakeholder workshop 1 with 55 participants
- 6) Stakeholder workshop 2 im Rahmen der ComForEn 2023

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- 7) Buchkapitel: Stephan Cejka, Kaleb Kitzmüller, „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften im Fokus“ in Hartlieb/Kitzmüller/Laimgruber (Hrsg), „Gemeinde in der Energiewende“, RFG-Schriftenreihe, August 2022.
- 8) Gastkommentar: Stephan Cejka, <https://www.manz.at/rechtaktuell/gastkommentare/2022/08/elektrofahrzeuge-vorgaben-ladeinfrastruktur>, RECHTaktuell Gastkommentar, Manz, August 2022.
- 9) Gastkommentar: Stephan Cejka, <https://elektropraxis.at/elektrotechnik/diese-vorgaben-fuer-private-ladeinfrastruktur-sollten-sie-kennen/>, Elektropraxis Gastkommentar, Jänner 2023.
- 10) Projektpräsentationen: Oliver Langthaler und Dominik Engel, Jahrestreffen der Nationalen Technologieplattform Smart Grids

7 Kontaktdaten

ProjektleiterIn

Fachhochschule Salzburg GmbH

FH-Prof. Priv.-Doz. MMag. Dr. Günther Eibl

Urstein Süd 1

A-5412 Puch/Salzburg

Tel.: +43 50 2211 0

quenther.eibl@fh-salzburg.ac.at

<https://www.fh-salzburg.ac.at>

Webpage des gegenständlichen Projekts: <https://ecosint.at/>

Projektpartner:

Austrian Institute of Technology

Salzburg Research Forschungsgesellschaft m.b.H.

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz Verein

Siemens AG Österreich

Ökostrombörse Salzburg

Salzburg Netz GmbH

Netz Oberösterreich GmbH

Netz Niederösterreich GmbH

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)