

FLEX⁺

Deliverable D15

Empfehlungsbericht inkl. Gesamtvalidierung und Verwertungsstrategie

Andrea Werner, FHTW

Bettina Frantes, Sonnenplatz Großschönau

Carlo Corinaldesi, Daniel Schwabeneder; TU Wien

Regina Hemm, AIT



Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

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

Das Projekt Flex+ (864996) wird im Rahmen der 4. Ausschreibung des Energieforschungsprogrammes der Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und dem Klima- und Energiefonds gefördert



INTERNE REFERENZIERUNG

- Deliverable Nr.: D15
- **Deliverable Name:** Empfehlungsbericht inkl. Gesamtvalidierung und Verwertungsstrategie
- **Lead Partner:** SG, FHTW, AIT, TU
- **Work Package Nr.:** WP7
- **Task Nr. & Name:** Task 7.1 Gesamtvalidierung und Skalierbarkeit der Ergebnisse; Task 7.2 Best-practice Beschreibung für Anwendungsfälle; Task 7.4 Handlungsempfehlungen und weitergehende Verwertungsstrategie
- **Dokument (File):** FLEX+_D15_V6
- **Speicher Datum:** 2022-07-29

DOKUMENT SENSIBILITÄT

- Öffentlich
- Konsortium und ausgewählte Review Partner
- Ausschließlich Konsortialpartner
- Vertraulich zwischen ausgewählten Projektpartnern

BERARBEITUNGSVERLAUF

Version	Datum	Autor	Änderung
0.1	29.11.2021	FHTW, SG	Dokumentstruktur
0.2	14.04.2022	AIT	Regulatorische Rahmenbedingungen
	19.04.2022	FHTW	Prosumer in Flex Pools, Best Practices, Verwertungsstrategien und Handlungsempfehlungen

ZUSAMMENFASSUNG

Deliverable D15 gibt eine Zusammenfassung und Analyse der Ergebnisse des Forschungsprojekts aus technischer, monetärer sowie regulatorischer Perspektive. Abschließend werden die Ergebnisse hinsichtlich ihrer Verwertbarkeit und Übertragbarkeit untersucht, sowie eine Ableitung von Best Practices und Handlungsempfehlungen durchgeführt.

Ausgewählte KPIs wurden mit den Ergebnissen aus den Simulationen verglichen. Dabei zeigten sich beim Day-Ahead-UC etwas höhere Ersparnisse im Live-Betrieb als in den Simulationen, was vermutlich an den veränderten Strompreisen zum Simulationszeitraum liegt. Beim SRL-UC ist nicht immer die benötigte Vergleichbarkeit zum Referenzszenario gegeben, die absoluten Erlöse aus dem SRL-Markt variieren zwischen 0,02€ und 4,37€ Euro.

Die zu Beginn des Projektes entwickelten Geschäfts- und Preismodelle wurden zusammengefasst und aus Sicht des Projektendes unter Einbezug von Erkenntnissen aus dem Proof-of-Concept und den Simulationen beleuchtet. Dabei werden die Tarifmodelle mit ihren Vor- und Nachteilen betrachtet und mögliche Auswirkungen von Marktänderungen und Strompreisentwicklungen, die im Laufe des Projektes erfolgt sind, analysiert. Die Auswirkungen beziehen sich hauptsächlich auf die Optimierungsalgorithmen, aufgrund von veränderten Produktlängen und Gate-Closure Times, sowie auf veränderte Erlösmöglichkeiten aufgrund gestiegener Strompreise. Bezüglich der Übertragbarkeit auf andere Länder lässt sich zusammenfassen, dass strukturell zwischen europäischen Strommärkten eine sehr gute Übertragbarkeit für die Flex+ Geschäftsmodelle gegeben ist und diese sich vermutlich noch verbessern wird. Allerdings wird anhand des Beispiel der Einspeiselimitierung in Deutschland auch gezeigt, dass verschiedenste Rahmenbedingungen einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben können.

Die Erfahrungen der Testbedleiter bei der Einbindung der Komponenten in die Testbeds wurden zusammengefasst, bei allen wurde der große Know-How-Zugewinn hervorgehoben. Auf der anderen Seite gaben fast alle Testbedleiter:innen den unterschätzten Aufwand bei der Implementierung und der Kund:innenakquise an.

Es wurde ein Überblick über regulatorische Änderungen während der Projektlaufzeit, hauptsächlich durch das Erneuerbaren Ausbau Gesetz und Auswirkungen auf die im Projekt entwickelten Konzepte und Ergebnisse gegeben. Außerdem wurde analysiert, ob die Rahmenbedingungen für eine mögliche Anbindung von Energiegemeinschaften an die Flex+ Plattform gegeben sind, was aus derzeitiger Sicht prinzipiell möglich ist, wenn auch mit hohem Aufwand verbunden ist.

Ein mehrstufiger Prozess zur Reflektion der Projektarbeit wurde durchgeführt, die resultierende Zusammenfassung von Best Practices und Lessons Learned, insbesondere in Bezug auf die gewählten Use Cases, sowie den Testbed Pools wurde im Deliverable detailliert dargestellt. Zudem wurden die weitergehenden Verwertungsstrategien versch. Akteure in der Flexibilitätsvermarktung im generellen, und jene der Projektpartner im speziellen dargelegt. Das abschließende Kapitel widmet sich den abgeleiteten Handlungsempfehlungen und Verwertungsstrategien, die der zukünftigen erfolgreichen Flexibilitätseinbindung von Prosumer:innen dienen soll.

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG	8
2	GESAMTVALIDIERUNG UND SKALIERBARKEIT	9
2.1	Proof-of-concept vs Simulationen.....	9
2.2	Einbindung der Eigeninteressen	12
2.3	Einfluss der Märkte	13
2.4	Skalierbarkeit und Übertragbarkeit	16
2.4.1	Skalierbarkeit.....	16
2.4.2	Übertragbarkeit	19
2.4.3	Netzintegration von PV + Batterie – Systemen in Deutschland	21
2.5	Wichtigkeit der Forecasts	26
3	GESCHÄFTSMODELLE	27
3.1	Zu Beginn entwickelte Preismodelle aus aktueller Sicht	27
3.2	Auswirkung veränderter Rahmenbedingungen auf die Geschäftsmodelle:	32
3.2.1	Änderungen im Regelreservemarkt	33
4	RECHTLICHE ASPEKTE	35
4.1	Auswirkungen des EAG auf das in Flex+ entwickelte Konzept zur Marktteilnahme von Endkund:innen	36
4.1.1	EAG und Marktteilnahme erneuerbarer Erzeugungstechnologien	36
4.1.2	Von der passiven zur aktiven Endkund:in.....	36
4.1.3	Flexibilitäten im Kontext des EAG	36
4.1.4	Energiearmut und schutzbedürftige Kund*innen	37
4.2	Bestehende und fehlende österreichische Verordnungen mit Auswirkungen auf die Projektergebnisse	37
4.2.1	Verordnungen zu Förderungen	37

4.2.2 Förderung von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften – Reduzierte Netztarife	38
4.3 Qualitative Auswirkungen von veränderten Netztarifen und des Förderregimes auf die Wirtschaftlichkeit der entwickelten Geschäftsmodelle	38
4.3.1 Fördermechanismen.....	38
4.3.2 Reduzierte Netztarife für Erneuerbare-Energiegemeinschaften und ausgewogene Beteiligung an den Systemgesamtkosten	39
4.4 Energiegemeinschaften als Teil des Flex+ Konzeptes	39
4.4.1 Anreize durch Energiegemeinschaften	39
4.4.2 Energiedienstleistungen und Teilnahme an Flex+-Plattform.....	40
4.5 Per EU-Verordnung bindende Punkte aus dem Clean Energy Package	40
4.5.1 Aggregation	40
4.5.2 Flexibilität.....	41
4.5.3 Energiearmut und schutzbedürftige Kund*innen	41
4.6 Punkte mit Relevanz für das Projekt aus dem Clean Energy Package, die im EAG noch nicht umgesetzt sind	41
4.6.1 Aggregation	42
4.6.2 Flexibilität.....	43
4.6.3 Energiearmut und schutzbedürftige Kund:innen	44
5 PROSUMERTEILNAHME IN FLEXIBILITÄTSPOLLS.....	44
5.1 Erfahrung aus Testbed Einbindung von Prosumern	45
5.1.1 Batteriespeicher Pool.....	45
5.1.2 E-Auto Pool.....	47
5.1.3 E-Boiler Pool	47
5.1.4 Wärmepumpen Pool	49
5.1.5 Energiemanagement Pools	49
6 BEST PRACTICES UND LESSONS LEARNED	51

6.1 Use Cases	51
6.1.1 Day-Ahead (DA)	51
6.1.2 Intraday (ID)	52
6.1.3 Sekundärregelreserve (SRL)	52
6.2 Komponentenpools	53
6.2.1 Batteriespeicher	53
6.2.2 E-Auto	53
6.2.3 E-Boiler	55
6.2.4 Wärmepumpe	55
6.3 Energiemanagementsysteme	56
6.4 FLEX+ Plattform	57
7 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN UND VERWERTUNGSSTRATEGIEN	59
7.1 Handlungsempfehlungen für Entwickler (Prognosen, Optimierung, Schnittstellen)	59
7.2 Handlungsempfehlungen bezüglich Kund:inneninteraktion und Transparenz	60
7.3 Handlungsempfehlungen in Richtung Politik	61
7.4 Verwertungsstrategien	63
REFERENZEN	65
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	67
TABELLENVERZEICHNIS	67
KONTAKT	68

Einheiten und Abkürzungen

Abkürzung/Einheit	Bedeutung
BS	Batteriespeicher
EB	E-Boiler
EV (Electric Vehicle)	E-Auto
TN	Teilnehmer:in
MA	Mitarbeiter:in
WP	Wärmepumpe
ID	Intra-Day Markt
SRL	Sekundärregelleistung
DA	Day-ahead Markt

1 Einleitung

Ziel des Projektes Flex+ ist die Ermöglichung eines großflächigen Einsatzes von Prosumer-Flexibilität an den kurzfristigen Strommärkten unter Berücksichtigung der Prosumer Eigeninteressen.

Das vorliegende Deliverable stellt die Ergebnisse von Arbeitspaket 7 und damit eine Zusammenfassung und Analyse der Ergebnisse des Forschungsprojekts aus technischer, monetärer sowie regulatorischer Perspektive dar. Abschließend werden die Ergebnisse hinsichtlich ihrer Verwertbarkeit und Übertragbarkeit untersucht, sowie eine Ableitung von Best Practices und Handlungsempfehlungen durchgeführt.

Kapitel 2 stellt die Gesamtvalidierung der Projektergebnisse dar. Die Ergebnisse aus dem ‚Proof-of-concept‘, d.h. aus dem Demobetrieb, werden den Simulationen gegenübergestellt und validiert. Es wird quantifiziert welchen Einfluss die Einbindung der Eigeninteressen im Vergleich zur reinen Markt-Teilnahme hat. Des Weiteren wird die Beeinflussung bzw. Koppelung zwischen den verschiedenen Elektrizitätsmärkten analysiert. Insbesondere sind dabei die Auswirkungen der Nachholeffekte auf den Bilanzgruppen- Ausgleich im Fokus. Es wird validiert, inwieweit die Ergebnisse des ‚Proof-of-Concept‘ skalierbar sind und welche der Erkenntnisse auf größere Flexibilitäts-Pools übertragbar sind.

Im darauffolgenden Kapitel 3 werden die zu Beginn des Projektes entwickelten Geschäfts- und Preismodelle noch einmal zusammengefasst und aus Sicht des Projektendes unter Einbezug von Erkenntnissen aus dem Proof-of-Concept und den Simulationen beleuchtet. Dabei werden die Tarifmodelle mit ihren Vor- und Nachteilen betrachtet und mögliche Auswirkungen von Marktänderungen und Strompreisentwicklungen, die im Laufe des Projektes erfolgt sind, analysiert.

Kapitel 4 fasst die bei der Einbindung von Komponentenbesitzer:innen und Endkund:innen in die Testbeds gesammelten Erfahrungen zusammen. Der Fokus liegt hier auf der Durchführung der Testwochen und auf der Einbindung, den Auswirkungen und Herausforderungen für Teilnehmer:innen.

Kapitel 4 gibt einen Überblick über regulatorische Änderungen während der Projektlaufzeit, hauptsächlich durch das Erneuerbaren Ausbau Gesetz und Auswirkungen auf die im Projekt entwickelten Konzepte und Ergebnisse. Außerdem wird eine analysiert, ob die Rahmenbedingungen für eine mögliche Anbindung von Energiegemeinschaften an die Flex+ Plattform gegeben sind.

Kapitel 6 bis 7 fasst die Ergebnisse aus einem mehrstufigen Prozess zur Reflektion der Projektarbeit zusammen. Diese resultieren in einer Zusammenfassung von Best Practices und Lessons Learned, insbesondere in Bezug auf die gewählten Use Cases, sowie den Testbed Pools.

Zudem werden die weitergehenden Verwertungsstrategien versch. Akteure in der Flexibilitätsvermarktung im generellen, und jene der Projektpartner im speziellen dargelegt. Kapitel 7 widmet sich den abgeleiteten Handlungsempfehlungen und Verwertungsstrategien, die der zukünftigen erfolgreichen Flexibilitätseinbindung von Prosumer:innen dienen soll.

2 Gesamtvalidierung und Skalierbarkeit

In diesem Kapitel wird ein Überblick über die Gesamtergebnisse des Projekts gegeben. In Abschnitt 2.1 werden die Ergebnisse aus den Simulationen mit denen aus dem Realbetrieb der Komponentenpools in den Testwochen verglichen. Abschnitt 2.2 gibt einen Überblick über die Eigeninteressen, die für verschiedene Komponenten zu berücksichtigen sind und deren Einfluss auf die Geschäftsmodelle. Der Einfluss der Preise an unterschiedlichen Elektrizitätsmärkten wird in Abschnitt 2.3 untersucht. Abschnitt 2.4 analysiert einerseits die Skalierbarkeit der entwickelten Optimierungsalgorithmen in Bezug auf die Anzahl der Komponenten in den Pools und andererseits die Übertragbarkeit der entwickelten Geschäftsmodelle auf andere Märkte. In Abschnitt 2.5 wird die Wichtigkeit guter Prognosen für die analysierten Use Cases diskutiert.

2.1 Proof-of-concept vs Simulationen

Im Rahmen des Projekts wurde die Teilnahme verschiedener Komponentenpools an unterschiedlichen Märkten in verschiedenen Use Cases sowohl für einen längeren Zeitraum simuliert als auch für einzelne Wochen im Realbetrieb getestet. Für die Simulationen wurden zwei Perioden mit entsprechenden Marktpreisen berücksichtigt: Ein Jahr von Oktober 2017 bis September 2018 und acht Monate von November 2018 bis Juni 2019. Dabei wurden ein Referenzszenario ohne Marktteilnahme, eine Optimierung am Day-Ahead-Markt (Use Case DA) und eine Flexibilitätsvermarktung am Day-Ahead- und SRL-Markt mit Ausgleichsoption am Intraday-Markt (Use Case SRL+DA+ID) für alle Komponentenpools mit jeweils gleichen Datensätzen für Energienachfrage, erneuerbare Erzeugung und Marktpreise simuliert. Eine detaillierte Beschreibung der Ergebnisse dazu wurde im Bericht D9 präsentiert. Für den Realbetrieb wurden mehrere Testwochen für die verschiedenen Komponentenpools durchgeführt. In allen Pools wurde die Optimierung am Day-Ahead-Markt getestet und abgesehen vom Energiemanagementsystem haben alle Pools auch den Realbetrieb für den Use Case SRL+DA+ID durchgeführt. Eine ausführliche Beschreibung der Ergebnisse aus den Testwochen findet sich im Bericht D12. In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus den Simulationen jenen aus dem Realbetrieb gegenübergestellt. Dieser Vergleich ist allerdings mit einigen Schwierigkeiten verbunden.

Erstens werden unterschiedliche Zeiträume mit unterschiedlicher Dauer berücksichtigt. Während bei den Simulationen mindestens acht Monate analysiert werden, werden im Realbetrieb nur einzelne Tage oder eine Woche getestet. Das heißt, dass die Ergebnisse aus dem Realbetrieb nicht unbedingt repräsentativ sein müssen, da sie womöglich auf einem Zeitraum von ungewöhnlich niedrigen oder hohen Preisen oder untypisch niedriger oder hoher Nachfrage basieren. Außerdem können die absoluten Werte für Energieverbrauch oder Gesamtkosten nicht in sinnvoller Weise verglichen werden. Daher müssen relative Indikatoren wie Kosten pro Energieverbrauch (z.B. ct/kWh) oder die prozentuelle Änderung der Kosten herangezogen werden.

Zweitens wird ein Referenzszenario ohne Marktteilnahme benötigt, um die Auswirkungen einer Flexibilitätsvermarktung evaluieren zu können. In den Simulationen wurde so ein Referenzszenario mit denselben Verbrauchsdaten wie bei der Marktoptimierung erstellt. Im Realbetrieb ist es allerdings nicht möglich gleichzeitig die Flex+ Use Cases und den

Normalbetrieb zu testen. Daher wurden die Forecast-Daten aus dem Realbetrieb herangezogen um ein zugehöriges Referenzszenario zu simulieren. Bei einer Simulation des Realbetriebs wird ein Optimierungsproblem mit perfekter Prognose für die Nachfrage gelöst. Es treten also nicht die Prognosefehler wie im Realbetrieb mit Marktteilnahme auf und es kann dazu kommen, dass sich der tatsächliche Verbrauch im Referenzszenario und im Realbetrieb wesentlich unterscheiden. Das macht es schwierig die tatsächliche Änderung der Gesamtkosten zu vergleichen.

Daher werden für die Gegenüberstellung der Ergebnisse aus den Simulationen und aus dem Realbetrieb lediglich die Änderungen in den spezifischen Kosten für den Energiebezug in ct/kWh verglichen. Tabelle 1 zeigt die Einsparungen der unterschiedlichen Komponentenpools für den Day-Ahead Use Case. Diese sind für die gewählten Testwochen im Realbetrieb ungefähr in derselben Größenordnung wie für die jährlichen Simulationen. Für vier der sechs Komponentenpools werden im Realbetrieb sogar höhere Einsparungen erzielt als in den Simulationen. Vor allem der Batteriepool und das EMS von WEB konnten im Realbetrieb wesentlich höhere Gewinne erzielen. Das kann natürlich an unterschiedlichen Preisen und Nachfrageprofilen liegen. Die Testwochen wurden zu späteren Zeitpunkten als die Simulationen durchgeführt mit tendenziell höheren Preisen und höherer Preisvariabilität. Nähere Details zu den Marktpreisen werden in Abschnitt 2.3 beschrieben.

Tabelle 1: Spezifische Einsparungen in ct/kWh im DA Use Case im Vergleich zum Referenzszenario ohne Marktteilnahme für verschiedene Komponentenpools.

Komponentenpool	Simulation	Realbetrieb
Batterie	0.16	7,61
Boiler	1.59	2,86
E-Auto	0.57	-4,18
Wärmepumpe	0.65	0.8
EMS msGIS	1.15	-2,32
EMS WEB	0.72	4,4

Es ist zu beobachten, dass die spezifischen Gesamtkosten für alle Pools mit Ausnahme des E-Mobilitäts-Pools und des msGIS-Pools, die spezifischen Kosten im Use Case erheblich geringer sind als die spezifischen Kosten im Referenzfall. In beiden Ausnahmen waren die während der Testphase gemessenen tatsächlichen Verbrauchswerte deutlich geringer als der prognostizierte Verbrauch, was einerseits auf starke Abweichungen in den Forecasts

aber auch auf teilweise fehlende Datenpunkte zurückzuführen ist und in der Berechnung zu höheren spezifischen Kosten führte.

In Tabelle 2 sind die relativen Einsparungen in ct/kWh für den Use Case SRL+DA+ID gelistet. Für die Energiemanagementsysteme von msgIS und WEB wurde dieser Use Case nicht im Realbetrieb getestet. Für den Wärmepumpenpool besteht eine Schwierigkeit bezüglich der Vergleichbarkeit des Referenzszenarios mit dem optimierten Szenario, da hier der Intraday-Nachkauf im Realbetrieb leicht anders umgesetzt wurde als bei den anderen Komponentenpools. Mit den nicht planbaren Regelenergieabrufen tritt ein weiterer Unsicherheitsfaktor auf, der die Variabilität in den Ergebnissen deutlich erhöht. Bei ungünstigen Abrufen in der einzelnen Testwoche kann es zu wesentlich geringeren Einsparungen kommen als im Jahresschnitt und umgekehrt für günstige Abrufe.

Tabelle 2: Spezifische Einsparungen in ct/kWh im SRL+DA+ID Use Case im Vergleich zum Referenzszenario ohne Marktteilnahme für verschiedene Komponentenpools.

Komponentenpool	Simulation	Realbetrieb
Batterie	1.38	-0,47
Boiler	5.81	5,35
E-Auto	3.18	-0,6
Wärmepumpe	3.07	-3,4 ¹
EMS msgIS	3.19	-

¹ Bei der Testwoche für den SRL+DA+ID Use Case im Realbetrieb für den Wärmepumpenpool gibt es gravierende Unterschiede zwischen dem optimierten Fall und dem Referenzbetrieb. Im optimierten Fall wurde eine Nachfrage prognostiziert, die um den Faktor 3 höher ist als der tatsächliche Verbrauch. Was am Day-Ahead-Markt zu viel gekauft wurde, wurde dann am Intraday-Markt vermutlich zu ungünstigeren Preisen wieder verkauft. Im Referenzszenario wurden diese Prognosefehler nicht berücksichtigt und keine Energie nachgekauft beziehungsweise verkauft. Insgesamt wurden durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt in dieser Woche 60 ct erwirtschaftet. Die höheren Kosten sind ausschließlich auf den unterschiedlichen Ansatz in der Day-Ahead- und Intraday-Vermarktung zurückzuführen und lassen keine Rückschlüsse auf die allgemeine Wirtschaftlichkeit des SRL+DA+ID Use Cases zu.

EMS WEB	3.25	-
----------------	------	---

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse aus dem Realbetrieb einerseits, dass die entwickelten Optimierungsalgorithmen auch in der Praxis funktionieren und andererseits, dass sie im Vergleich mit den jährlichen Simulationen auch ähnliche Ergebnisse liefern. Allerdings ist es wichtig noch einmal hervorzuheben, dass so ein Vergleich aus den Gründen, die zu Beginn des Abschnitts erklärt wurden, in vielerlei Hinsicht schwierig ist, und Resultate aus einzelnen Testwochen nicht repräsentativ sein müssen.

2.2 Einbindung der Eigeninteressen

Das Projekt Flex+ behandelt die Konzeptionierung und die darauffolgende Umsetzung eines großflächigen Realbetriebs für die Nutzung und Vermarktung von flexiblen Komponenten bei Prosumern, wie Wärmepumpen, Warmwasserboiler, Photovoltaik, Speichersysteme und E-Mobilität an den unterschiedlichen Strommärkten. Um das Potential der Prosumers-Flexibilitäten zu untersuchen, wurden Optimierungsalgorithmen entwickelt und Simulationen durchgeführt.

Die Ergebnisse der Simulationen, die in den Berichten (Carlo Corinaldesi, 2020) und (Regina Hemm, 2020) präsentiert wurden, haben gezeigt wie durch die koordinierte Ansteuerung mehrerer Komponenten unterschiedliche Vorteile erzielt werden können. Jedoch wurden in den Simulationen die Eigeninteressen der Prosumer nicht abgebildet.

Die Eigeninteressen stellen die Komfortwünsche der Prosumer dar und können die Profitabilität der entwickelten Geschäftsmodelle stark beeinflussen. Die Eigeninteressen unterscheiden sich bei den einzelnen Komponenten voneinander und können wie folgt erfasst werden.

E-Auto – Für die Besitzer eines Autos besteht der Komfort darin, das Auto bei Bedarf zu jedem Zeitpunkt verwenden zu können. Um Flexibilität zur Verfügung zu stellen ist es aber notwendig, einen gewissen Zeitraum vorzusehen in dem das Auto geladen werden kann oder nicht, um die Flexibilität der Batterie des Fahrzeugs auszunutzen. Der Prosumer könnte einen Mindestladestand angeben, welcher ohne unabhängig von jeglicher Flexibilitätserbringung so schnell wie möglich zu erreichen ist, um nicht den Komfort zu verlieren, das Elektroauto jederzeit verwenden zu können. Sobald der vom Prosumer gewünschte Mindestladestand erreicht ist, darf das Elektrofahrzeug flexibel weiter laden.

Wärmepumpe – Die Wärmepumpe hat im Flex+ Projekt die Aufgabe, die gewünschte Raumtemperatur zu halten und Warmwasser bereitzustellen. Die Flexibilität einer Wärmepumpe ergibt sich aus der minimalen und der maximalen Raumtemperatur, die von den Prosumern eingestellt werden kann, sowie aus der minimal und maximal gewünschten Temperatur, den der Warmwasserspeicher haben soll. Je größer die Differenz zwischen den Temperaturen ist, desto flexibler darf die Wärmepumpe betrieben werden.

Elektrischer Boiler – Ähnlich wie bei der Wärmepumpe, entsteht die Flexibilität eines Boilers aus einer minimalen und maximalen Größe: Dem Warmwasserinhalt. Der maximale Komfort für einen Prosumer ist es, immer möglichst viel Warmwasser im Boiler zu haben. Hier könnte ein Prosumer einen minimal gewünschten Warmwasserinhalt bzw. Temperatur einstellen. Nachdem der vom Prosumer gewünschte minimale Warmwasserinhalt erreicht ist, darf der elektrische Boiler flexibel betrieben werden. Je größer der Unterschied zwischen dem minimalen und maximalen Warmwasserinhalt ist, desto flexibler kann der elektrische Boiler betrieben werden.

Batterie – Die Batterie stellt die flexibste Prosumer-Technologie dar, denn Batterien implizieren keine Last und sind zeitlich immer verfügbar. Aus diesem Grund werden sie ausschließlich zur Betriebsoptimierung des Energiemanagementsystems betrieben. Wie genau die Batterien betrieben werden, hängt von der Zielfunktion ab. Die Prosumer können als Hauptziel das ökonomische Optimum, sowie auch die Maximierung der Autarkie bzw. Eigenverbrauchs haben. Ein Komfortwunsch kann also darin bestehen, einen gewissen Mindestladezustand der Batterie zu keinem Zeitpunkt zu unterschreiten, der jederzeit für die Selbstversorgung verwendet werden kann. Darauf basierend könnte die Minimierung des Energiebezuges aus dem Stromnetz erfolgen und bei der Betrachtung des lokalen Strommixes auch eine darauffolgende Minimierung der CO₂-Emissionen erfolgen.

Die Eigeninteressen der Prosumer spielen also eine sehr wichtige Rolle für die Nutzung der Flexibilität. Die Bereitschaft der Prosumer zeigt ein sehr breites Spektrum, da sie von vielen persönlichen Aspekten bzw. Einstellungen abhängig ist. Die Herausforderung wird es sein, den Einfluss der Eigeninteressen basierend auf empirischen Erhebungen und Experimenten zu untersuchen.

2.3 Einfluss der Märkte

Die Simulationen der unterschiedlichen Komponentenpools in den verschiedenen Use Cases haben gezeigt, dass die Marktpreise einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle haben, die im Flex+-Projekt analysiert wurden. Einerseits wurden unterschiedliche Zeiträume mit zugehörigen Marktdaten analysiert. Periode 1 umfasste ein Jahr vom 01.10.2017 bis zum 30.09.2018 und in Periode 2 wurden acht Monate vom 01.11.2018 bis zum 30.06.2019 berücksichtigt. Am 01.10.2018, also zwischen den beiden untersuchten Zeiträumen, fand die Trennung der gemeinsamen Strompreiszone zwischen Deutschland und Österreich statt². Andererseits wurden im Projekt unterschiedliche Use Cases betrachtet, die verschiedene Märkte berücksichtigten. Im Use Case DA wurden Flexibilitäten eingesetzt, um den Einkauf basierend auf stündlichen Day-Ahead-Marktpreisen zu optimieren. Außerdem wurden drei Use Cases analysiert, die die Vermarktung von Flexibilität am Regelenergie- und am Day-Ahead-Markt optimierten und den Intraday-Markt nutzten, um unerwartete Regelenergieabrufe auszubalancieren. Dabei gab es

² <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/analyse-von-einem-jahr-strompreiszonentrennung-zwischen-deutschland-und-oesterreich-was-ist-passiert-wer-profitiert/> (abgerufen 06/2022)

je einen Use Case für Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung (PRL, SRL und TRL), wobei der Fokus auf dem SRL-Markt lag. Der letzte Use Case betrachtete eine tägliche Optimierung der Flexibilitäten am Day-Ahead-Markt sowie stündliche Optimierungen am Intraday-Markt.

In den Simulationen zeigte sich, dass eine Teilnahme an Regelenergiemärkten, insbesondere am SRL-Markt, das höchste ökonomische Potenzial aufweist. Außerdem ergaben sich für Periode 1 deutlich höhere Erlöse als für Periode 2. Der Einfluss der Märkte beziehungsweise der Marktpreise auf diese Ergebnisse lässt sich gut in Abbildung 1 ablesen. Sie zeigt die stündlichen Marktpreise als Boxplot für jeden Monat in den betrachteten Zeiträumen. Für den SRL-Markt wurden die Preise mit der zugehörigen Abrufwahrscheinlichkeit gewichtet. Für Regelenergie ergibt sich das ökonomische Potenzial aus der Differenz zwischen den SRL-Preisen und den Day-Ahead-Marktpreisen. Positive SRL-Teilnahme erlaubt einen Verkauf von Energie zu höheren Preisen und negative SRL-Teilnahme einen Einkauf zu niedrigeren Preisen als am Day-Ahead-Markt. In Abbildung 1 ist klar zu sehen, dass die Differenz zwischen den entsprechenden Preisen in Periode 1 wesentlich höher ist.

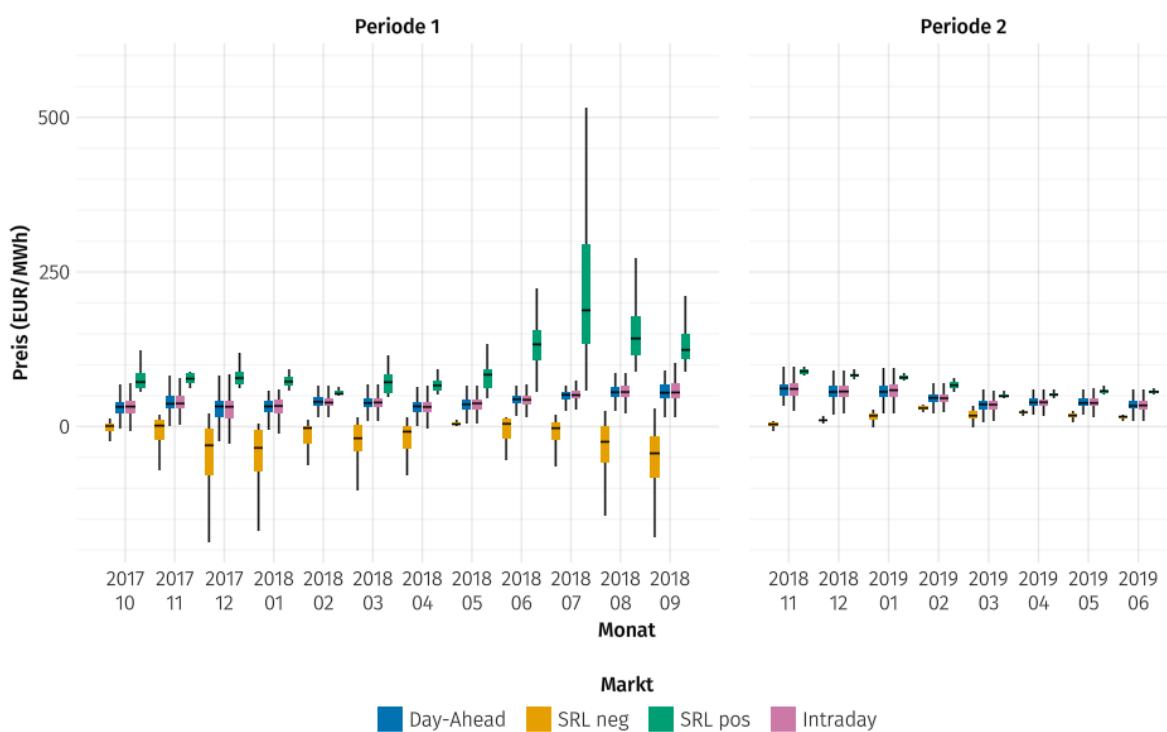


Abbildung 1: Day-Ahead-, Intraday- und SRL-Marktpreise in den beiden Perioden, die im Projekt für die Simulationen der Komponentenpools berücksichtigt wurden.

Für die Flexibilitätsoptimierung am Day-Ahead- bzw. am Intraday-Markt ergibt sich das ökonomische Potenzial hauptsächlich aus der Differenz der stündlichen Marktpreise innerhalb eines Tages. Hier wird die Flexibilität unterschiedlicher Komponenten dazu benutzt, den Einkauf zu Stunden höherer Preise zu reduzieren und ihn in Stunden niedrigerer Marktpreise zu verschieben. Abbildung 2 zeigt beispielhaft die entsprechenden stündlichen Preise für je drei aufeinanderfolgende Tage in Periode 1 und Periode 2. In diesen Beispiel-Zeiträumen ist in Periode 1 eine deutlich höhere Variabilität in den Preisen innerhalb einzelner

FLEX⁺

Tage zu beobachten. Das heißt, dass auch das ökonomische Potenzial für Lastverschiebung höher ist. Außerdem kann man an den Grafiken in Abbildung 2 erkennen, dass die Preisvariabilität höher ist, wenn zusätzlich zum Day-Ahead-Markt auch der Intraday-Markt für die Optimierung von Lastverschiebung berücksichtigt wird. Das heißt, dass eine zusätzliche stündliche Optimierung am Intraday-Markt das wirtschaftliche Potenzial erhöht, allerdings nicht so signifikant wie eine Teilnahme an einem Regelenergiemarkt.

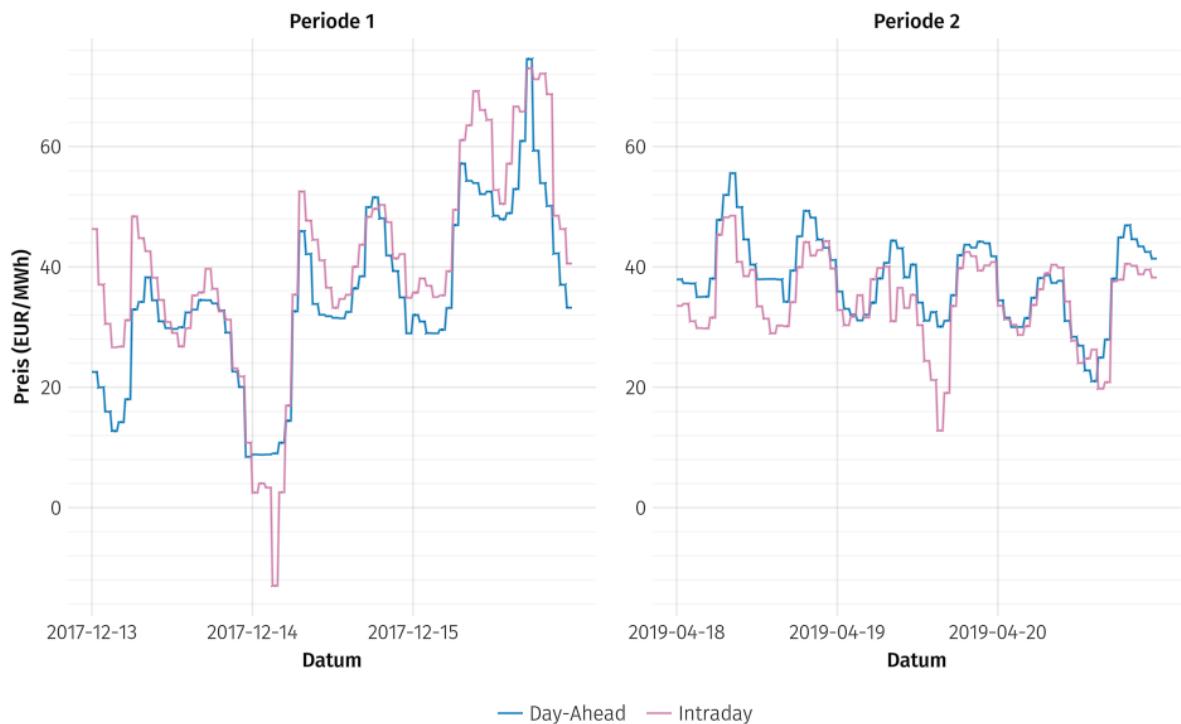


Abbildung 2: Stündliche Day-Ahead- und Intraday-Marktpreise für je drei Beispieldateien aus den beiden Perioden, die für die Simulationen der Komponentenpools berücksichtigt wurden.

Die wesentlichen Marktcharakteristika für das wirtschaftliche Potential der Flexibilitätsvermarktung sind also an Energy-Only-Märkten wie dem Day-Ahead- oder dem Intraday-Markt die Preisdifferenzen zu unterschiedlichen Stunden. Für Regelenergiemärkte bestimmen die Preisdifferenzen zum Day-Ahead-Preis die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsoptimierung. Zusätzlich können an den Regelenergiemärkten über den Leistungspreis noch weitere Erlöse erwirtschaftet werden. In beiden Fällen ist anzunehmen, dass zusätzliches Flexibilitätspotential diese Potenziale reduziert. Mehr Flexibilität an Energy-Only-Märkten reduziert die Preisspreads und mehr Teilnehmer an Regelenergiemärkten erhöht den Wettbewerb und somit das ökonomische Potenzial für Marktteilnehmer. Allerdings gibt es auch andere externe Faktoren, die sich auf die Marktpreise auswirken. Ab Mai 2020 stellt die APG über die ENTSOE Transparency Platform die durchschnittlichen Regelenergiepreise zur Verfügung. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Day-Ahead- und Regelenergiepreise bis zum Projektende. Es ist deutlich zu erkennen, dass insbesondere ab September 2021 sowohl das Niveau als auch die Variabilität der Day-Ahead-Preise deutlich zugenommen hat. Außerdem ist auch die Differenz der Regelenergiepreise zu den Day-Ahead-Preisen deutlich gestiegen. Das wirkt sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsoptimierung aus.

FLEX⁺

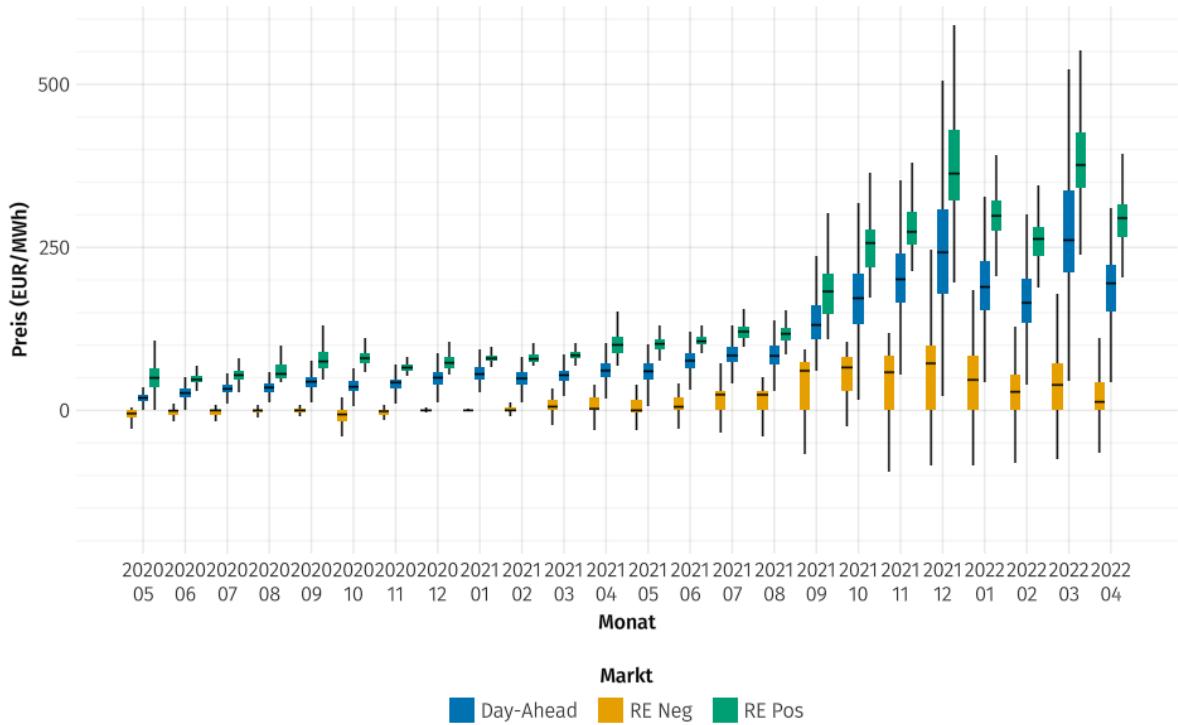


Abbildung 3: Day-Ahead-Marktpreise und durchschnittliche Regelenergiepreise von Mai 2020 bis April 2022 in Österreich (Quelle: ENTSOE Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu>)

2.4 Skalierbarkeit und Übertragbarkeit

Um die Skalierbarkeit der Ergebnisse zu analysieren, wurde einerseits die Skalierbarkeit der gewählten Optimierungsmethoden in Hinblick auf die Poolgröße und andererseits die Übertragbarkeit der untersuchten Geschäftsmodelle auf andere europäische Märkte untersucht.

2.4.1 Skalierbarkeit

Für die Analyse der Skalierbarkeit bezüglich der gewählten Optimierungsverfahren wurden Pools von Haushalten mit nicht flexiblen Lasten, PV-Anlagen und Batterien für unterschiedliche Poolgrößen ($n=1,2,3,4,5,10,15,20,30,50$) untersucht. Für jede Poolgröße wurden je zehn aufeinanderfolgende Tage mit einer viertelstündlichen Auflösung optimiert. An jedem Tag wurden auch vier Stunden des Folgetages mitberücksichtigt, da überlappende Optimierungshorizonte bessere Ergebnisse liefern. Daher wurden je Optimierungsproblem 112 Zeitschritte berücksichtigt.

Für die Simulationen wurden drei verschiedene Setups berücksichtigt:

- **SRL global:** Hier wird eine Optimierung des Day-ahead-Fahrplans und der SRL-Angebote für alle Haushalte in einem globalen Optimierungsproblem durchgeführt, das alle Technologien gemeinsam berücksichtigt.

- **SRL lokal:** Hier werden auch der Day-ahead-Fahrplan und die SRL Angebote optimiert. Allerdings wird die Optimierung lokal für jeden Haushalt individuell durchgeführt. Das heißt, 4-Stunden-Produkte für den SRL-Markt müssen auf Haushaltsebene erreicht werden.
- **Day-ahead:** Dieses Setup optimiert nur den Day-ahead-Fahrplan. Da eine globale Optimierung aller Haushalte am Day-ahead-Markt keine Vorteile verspricht, wird eine lokale Optimierung auf Haushaltebene durchgeführt.

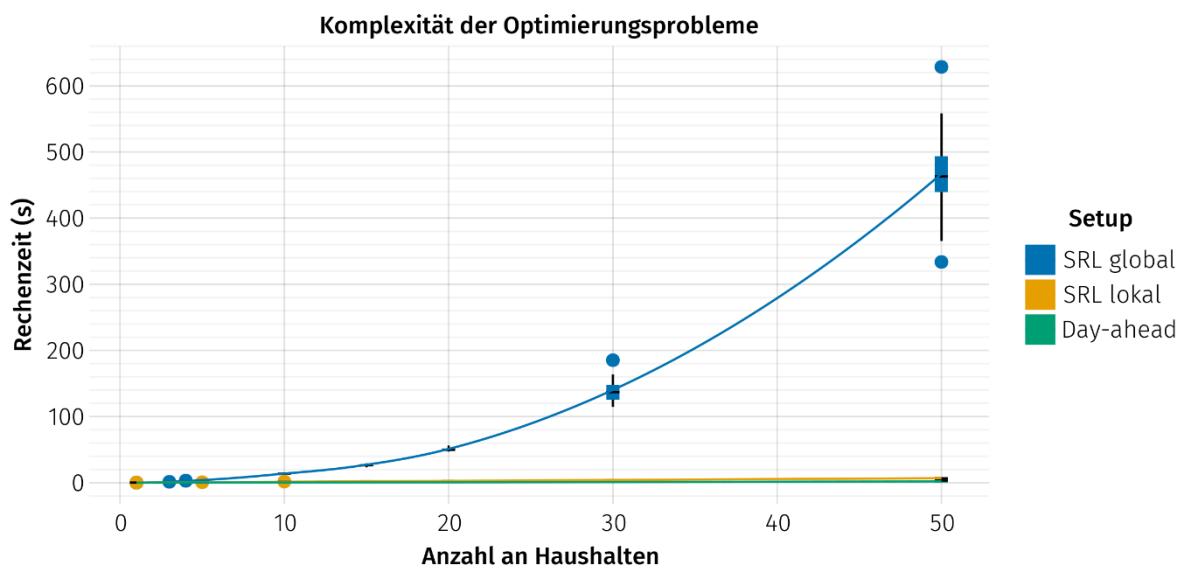


Abbildung 4: Benötigte Rechenzeit der Optimierungsprobleme für verschiedene Poolgrößen in den drei Setups

Abbildung 4 zeigt die benötigte Rechenzeit in Sekunden für verschiedene Poolgrößen in den drei Setups. Wie erwartet steigt die benötigte Zeit zur Lösung der Optimierungsprobleme für **SRL global** nichtlinear (genauer polynomial) mit der Anzahl der berücksichtigten Haushalte.

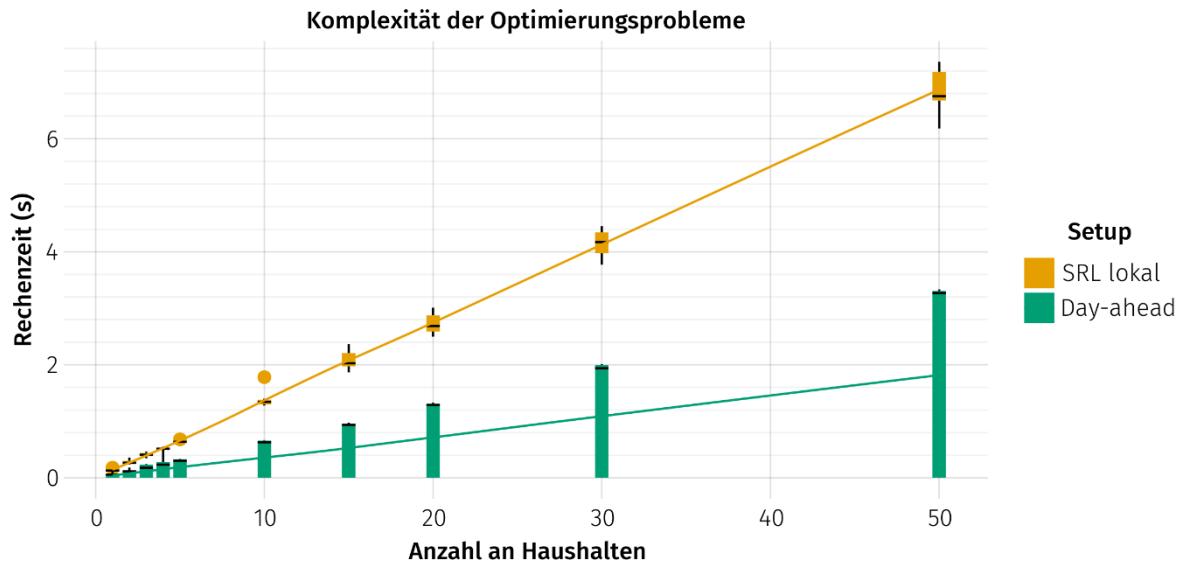


Abbildung 5: Benötigte Rechenzeit der Optimierungsprobleme für verschiedene Poolgrößen in den zwei lokalen Setups

Für einen genaueren Blick auf die Komplexität der lokalen Setups **SRL lokal** und **Day-ahead** zeigt Abbildung 5 die benötigte Rechenzeit für verschiedene Poolgrößen, ohne die Ergebnisse für das Setup **SRL global**. In diesen Fällen erhöht eine steigende Poolgröße nicht die Komplexität, sondern nur die Anzahl der zu lösenden Optimierungsprobleme. Daher steigt die benötigte Rechenzeit linear mit der Poolgröße.

Die Optimierungsprobleme für **SRL lokal** sind aufwendiger als jene für **Day-Ahead**, da für erstere mehrere Märkte gleichzeitig berücksichtigt werden und daher auch mehr Variablen und Nebenbedingungen für denselben Zeitraum benötigt werden. Die beiden lokalen Setups können jedoch wesentlich effizienter gelöst werden als **SRL global**.

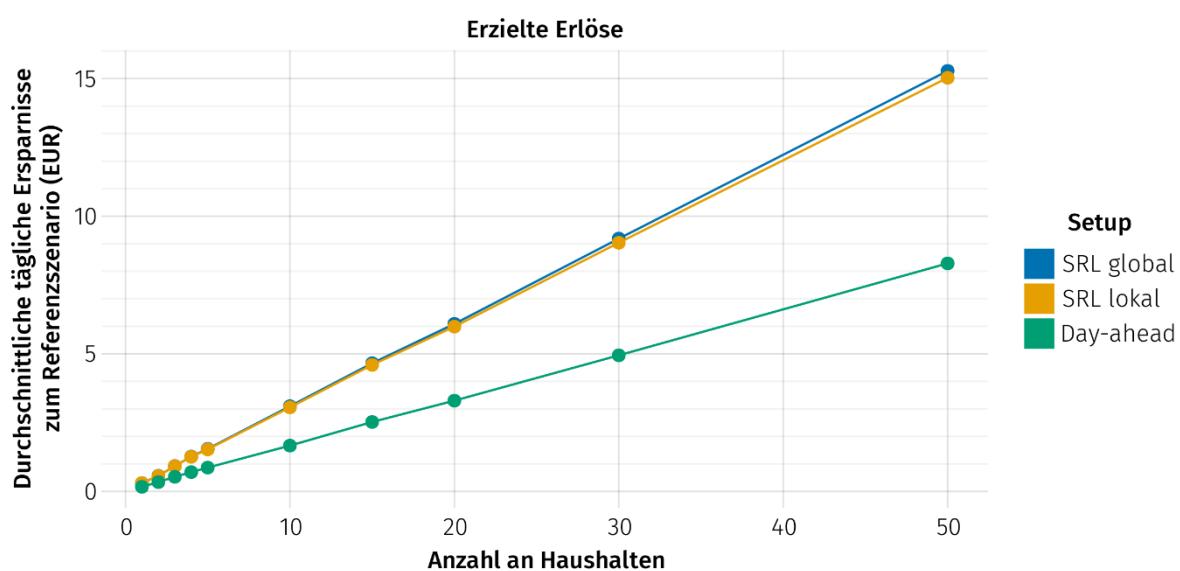


Abbildung 6: Durchschnittliche tägliche Ersparnisse der gesamten Pools im Vergleich zum Referenzbetrieb für unterschiedliche Poolgrößen und die drei Setups

Abbildung 6 zeigt die durchschnittlichen täglichen Ersparnisse der gesamten Pools im Vergleich zum Referenzbetrieb für unterschiedliche Poolgrößen und Setups. Wie in Ergebnissen der Flex+-Komponentenpools für die verschiedenen Use Cases kann man auch hier ein höheres wirtschaftliches Potential durch eine Teilnahme am SRL-Markt erkennen. Wie erwartet liefern die globalen Optimierungsprobleme in **SRL global** die höchsten Ersparnisse. Allerdings werden mit **SRL lokal** ähnlich optimale Resultate erzielt.

In Anbetracht der Ergebnisse dieser Skalierbarkeitsanalyse liegt die Schlussfolgerung nahe, dass eine lokale Optimierung auf Haushaltsebene wesentlich praxistauglicher ist als eine globale Optimierung des gesamten Pools. Allerdings muss man auch bedenken, dass in dieser Untersuchung nur Haushalte mit Batterien berücksichtigt wurden. Diese weisen im Vergleich zu anderen Komponenten eine höhere Verfügbarkeit der Flexibilität auf und können daher eher ganze Vier-Stunden-SRL-Produkte anbieten als zum Beispiel Wärmepumpen oder Boiler. Das heißt, dass für andere Komponenten ein größerer Unterschied in den erzielten Erlösen zwischen globaler und lokaler Optimierung zu erwarten ist. Allerdings ist in Hinblick auf die Skalierbarkeit der Methodik zu empfehlen, größere Komponenten-Pools für die Optimierung in kleinere Sub-Pools aufzuteilen, die für sich ganze Vier-Stunden-Produkte anbieten können. Mit dieser Vorgehensweise kommt man nahe an das globale Optimum und hält gleichzeitig die methodische Komplexität im Rahmen.

2.4.2 Übertragbarkeit

Allgemein weisen die Geschäftsmodelle, die im Flex+-Projekt untersucht wurden eine sehr gute Übertragbarkeit auf andere europäische Märkte auf. Die fortschreitenden Harmonisierungsbemühungen der Europäischen Kommission und der Übertragungsnetzbetreiber in Hinblick auf Regelenergiemarkte werden das noch weiter verbessern.

Allerdings gibt es Unterschiede in den Europäischen Marktdesigns, die einen Einfluss auf die Flex+-Geschäftsmodelle haben können. Der deutsche Strommarkt ist einer der interessantesten potentiellen Märkte für eine Expansion der Geschäftsmodelle. Daher wurde beispielhaft die Übertragbarkeit auf den deutschen Markt getestet.

Daten für den deutschen Regelenergiemarkt standen im Projekt nicht im gleichen Detailgrad zur Verfügung wie für den österreichischen. Ein wesentlicher Unterschied im regulatorischen Rahmen im Vergleich zu Österreich ist die Einspeiselimitierung für PV-Anlagen in Deutschland. Diese besagt, dass geförderte PV-Anlagen mit einer Leistung bis zu 30 kW maximal 70% der Nennleistung in das Netz einspeisen dürfen. Um den Einfluss einer Einspeiselimitierung auf die Wirtschaftlichkeit der Flex+ Geschäftsmodelle zu analysieren, wurden die im Projekt verfügbaren österreichischen Marktdaten für Periode 1 (01.10.2017 – 30.09.2018) und Periode 2 (01.11.2018 – 30.06.2019) herangezogen und die Use Cases Baseline (Referenzszenario), DA (Day-ahead-Markt Optimierung) und SRL+DA+ID (Optimierung an SRL und Day-ahead-Markt mit Nachkauf am Intraday-Markt) für eine Einspeisebeschränkung von 70% und 50% der installierten PV-Leistung ausgewertet. Dazu wurde ein Pool von 16 Haushalten mit PV und Batterie simuliert.

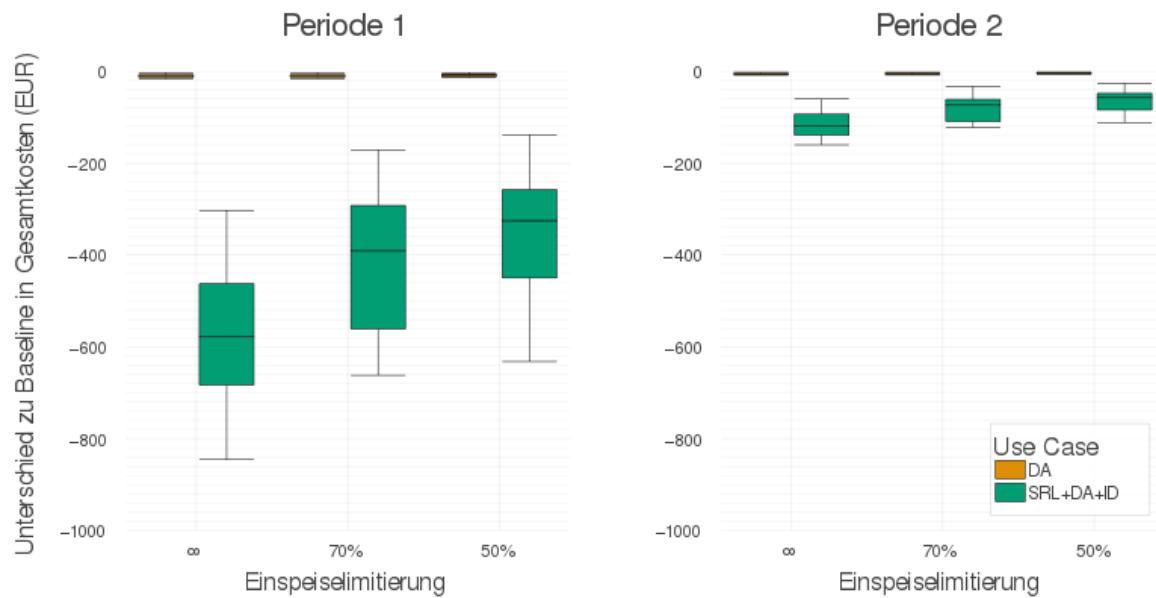


Abbildung 7: Unterschied in den Gesamtkosten zum Referenzbetrieb für verschiedene Einspeisebeschränkungen in den betrachteten Perioden

Abbildung 7 zeigt den Unterschied in den Gesamtkosten zum Referenzszenario für die Use Cases DA und SRL+DA+ID in den betrachteten Perioden. Sowohl für DA als auch für SRL+DA+ID wirkt sich eine Einspeiselimitierung negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodell aus, da sich die Kostenreduktion im Vergleich zum Referenzfall verringert. Aufgrund der höheren Einsparungen im SRL+DA+ID Use Case wirken sich hier auch die negativen Effekte der Einspeisebeschränkung stärker aus.

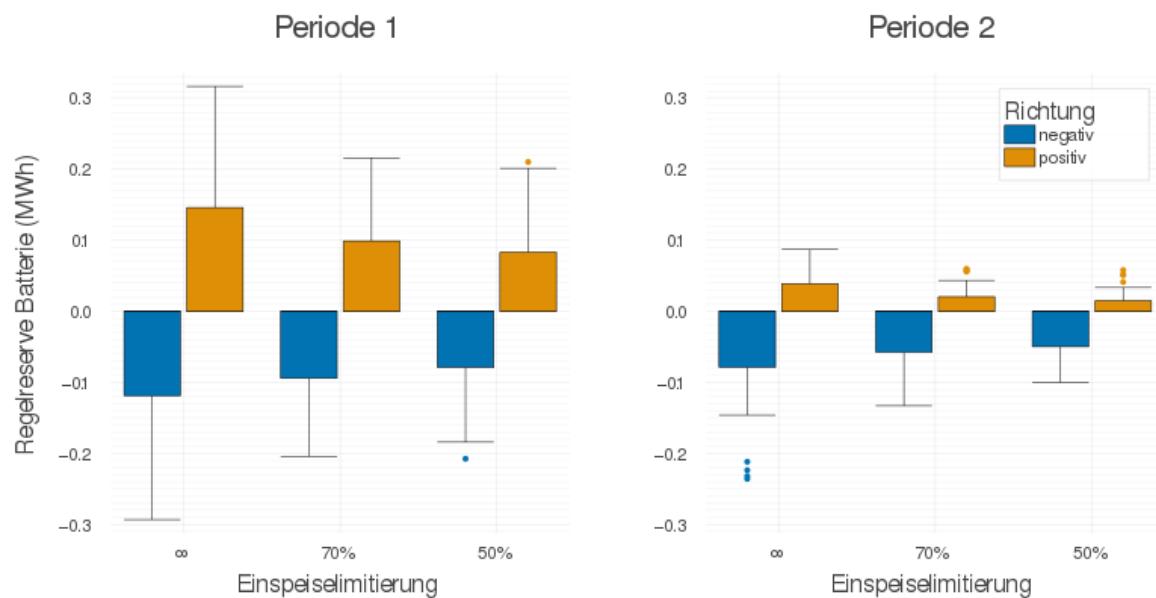


Abbildung 8: Angebotene Regelreserve der Batterie für verschiedene Einspeisebeschränkungen in den betrachteten Perioden

Der wesentliche Grund für die geringeren Erlöse mit Einspeiselimitierung sind die geänderten Opportunitätspreise für den Batteriebetrieb. Zu Zeiten hoher PV-Überschussproduktion wird der Einsatz der Batterie zur Eigenverbrauchsmaximierung durch eine mögliche Abregelung wirtschaftlicher. Das kann dazu führen, dass für manche Regelenergieprodukte ein Batteriebetrieb zur Eigenverbrauchserhöhung einer SRL-Teilnahme zu bevorzugen ist. Daher ist zu diesen Zeiten auch keine Profiterhöhung im Vergleich zur Baseline möglich. Tatsächlich ist in Abbildung 8 zu sehen, dass die Batterien mit Einspeiselimitierung geringere Mengen am SRL-Markt anbieten.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass grundsätzlich strukturell zwischen europäischen Strommärkten eine sehr gute Übertragbarkeit für die Flex+ Geschäftsmodelle gegeben ist und diese sich vermutlich noch verbessern wird. Allerdings zeigt das Beispiel der Einspeiselimitierung auch, dass verschiedenste Rahmenbedingungen einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben können. Außerdem stellen die jeweiligen Marktpreise einen der wichtigsten ökonomischen Einflussfaktoren für die betrachteten Use Cases dar. Daher ist eine Evaluierung der Geschäftsmodelle und durch Simulationen mit den entsprechenden Marktpreisen für die angestrebten Märkte sehr zu empfehlen.

2.4.3 Netzintegration von PV + Batterie – Systemen in Deutschland

Zur weiteren Untersuchung der Übertragbarkeit werden in diesem Kapitel werden zum einen die grundlegenden Anforderungen für einen Netzanschluss in Deutschland gemäß der geltenden technischen Anwendungsregeln (TARs; vgl. Österreich TOR), und zum anderen die zu erfüllenden Voraussetzungen für eine Präqualifikation zur Erbringung von Regelenergie, untersucht.

Übergeordnet zu den Technischen Normen und Regeln für den Netzanschluss sowie die Regelenergie Präqualifikation in Deutschland gilt die EU-Verordnung 2016/631 vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für StromverSORGER. Grob zusammengefasst beinhaltet diese Verordnung folgende Punkte.

- **Netzkodex**
Dieser beinhaltet Vorschriften für den Anschluss von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung an das Stromverbundnetz. Zu diesen Einrichtungen zählen synchrone Stromerzeugungsanlagen, nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen sowie nichtsynchrone Offshore- Stromerzeugungsanlagen.
- **Systemintegration/ Systemsicherheit**
Zur Sicherstellung der Systemsicherheit des Stromnetzes sowie der Integration erneuerbarer Energieträger in das Stromnetz. Ebenso sollen dadurch der unionsweite Stromhandel erleichtert und faire Wettbewerbsbedingungen im Elektrizitätsbinnenmarkt geschaffen werden.
- **Fairer Wettbewerb**
Dieser umfasst Verpflichtungen, mit denen sichergestellt werden soll, dass die Netzbetreiber die Fähigkeiten von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung angemessen sowie auf transparente und diskriminierungsfreie Weise nutzen. Um somit in der gesamten Union für gleiche Wettbewerbsbedingungen zu sorgen.

Normative Anforderungen für den Netzanschluss und Parallelbetrieb in Deutschland

Generell muss für einen erfolgreichen Netzanschluss einer Erzeugungsanlage / Kundenanlage der Anmeldebogen des jeweiligen Netzbetreibers ausgefüllt und ein Inbetriebsetzungsprotokoll vorgelegt und genehmigt werden.

Zu beachten ist, dass DC-seitige Speicher von einer Bewirtschaftung durch das Netz ausgeschlossen sind. Grund hierfür ist die fehlende Möglichkeit einer DC-seitigen Messung sowie einer eindeutige Stromkennzeichnung. Wodurch eine DC-seitige Speicherbewirtschaftung ein „graywashing“ des Stroms verursachen würde.

Die EU-Verordnung 2016/631 ist in Deutschland in den folgenden TARs umgesetzt.

- VDE-AR-N 4100
- VDE-AR-N 4105
- VDE-AR-N 4110

VDE-AR-N 4100 und VDE-AR-N 4105 gelten für Niederspannungsnetze. VDE-AR-N 4110 gilt für das Mittelspannungsnetz.

- **VDE-AR-N 4100:** Die VDE-AR-N 4100 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)“ fasst die technischen Anforderungen für die Planung, Errichtung sowie den Betrieb von neuen Kundenanlagen am Niederspannungsnetz zusammen und ist seit 27.04.2019 in Deutschland für die betreffenden Anlagen gültig und anzuwenden. Erzeugungseinheiten, die eine Erzeugungsanlage mit einer $P_{A\max} < 135$ kW bilden sind, unabhängig von der Spannungsebene, nach VDE-AR-N 4100 auszuführen.
- **VDE-AR-N 4105:** Die VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ ist seit 27.04.2019 für Speicher und Erzeugungsanlagen, die neu an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden sowie bei einer Erweiterung oder Änderung bestehender Anlagen in Deutschland gültig und anzuwenden. Erzeugungseinheiten, die eine Erzeugungsanlage mit einer $P_{A\max} < 135$ kW bilden sind, unabhängig von der Spannungsebene, nach VDE-AR-N 4105 auszuführen. Für Bestandsanlagen gilt die VDE-AR-N 4105 nicht, solange keine „wesentlichen Änderungen“ durchgeführt werden. Als wesentliche Änderung wird zum Beispiel die Änderung der Anschlussleistung um mehr als 10 % verstanden.
- **VDE-AR-N 4110:** Die VDE-AR-N 4110 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“ ersetzt die Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und ist seit 27.04.2019 für Anlagen in Deutschland gültig und anzuwenden. Für Erzeugungsanlagen und Speicher gelten die Anforderungen dieser TAR im vollen Umfang ab einer maximalen Wirkleistung von jeweils $P_{A\max} \geq 135$ kW, bei Systemen am Mittelspannungsnetz mit $P_{A\max} \geq 36$ MW ist zusätzlich die VDE-AR-N 4120 zu beachten. Für Bestandsanlagen gilt die VDE-AR-N 4110 nicht, solange keine „wesentlichen Änderungen“ durchgeführt werden. Als wesentliche Änderung wird zum Beispiel eine Änderung der Anschlussleistung verstanden.

- **Anforderungen für die Präqualifikation für Regelenergie nach VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110:** Aus VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110 geht hervor, dass an die Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Nieder- oder Mittelspannungsnetze keine Anforderungen an die Erbringung von Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und/oder Minutenreserve gestellt werden. Falls sich Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Nieder- oder Mittelspannungsnetze an Primärregelung, Sekundärregelleistung und/oder Minutenreserve beteiligen möchten, müssen diese die Anforderungen nach 10.5.3 bzw. 10.5.4 der VDE-AR-N 4120 erfüllen.

Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter in Deutschland

Die EU-Verordnung 2017/1485 vom 02. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb beinhaltet unter anderem die Vorgaben zum Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter. In Deutschland obliegt die Umsetzung dieser Verordnung den Übertragungsnetzbetreibern (ÜBN) 50Hertz Transmission GmbH, Amperion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. Welche die Präqualifikationsbedingungen im Dokument „Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“)“ festgelegt haben.

Folgende Arten der Regelreserve können vom Regelreserveanbietern am Regelenergiemarkt angeboten werden.

- **Primärregelreserve**
Frequency Containment Reserve (FCR)
- **Sekundärregelreserve**
automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)
- **Tertiärregelreserve**
manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)

Die Präqualifikation kann für eine Reserveeinheit (RE) oder eine Reservegruppe (RG) beantragt werden.

- "Reserveeinheit" bezeichnet eine einzelne oder mehrere aggregierte Stromerzeugungsanlagen und/oder Verbrauchseinheiten, die einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt haben und die Anforderungen hinsichtlich der Bereitstellung von FCR oder FRR erfüllen.
- "Reservegruppe" bezeichnet aggregierte Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchseinheiten und/oder Reserveeinheiten, die unterschiedliche Netzanschlusspunkte haben und die Anforderungen hinsichtlich der Bereitstellung von FCR oder FRR erfüllen.

Die Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchseinheiten, aus denen sich eine RE oder eine RG zusammensetzt, werden als technische Einheiten (TE) bezeichnet. Die zu einer RE oder RG zusammengefassten TEs müssen die PQ-Bedingungen gemeinsam erfüllen.

RE und RG können ausschließlich innerhalb einer Leistungs-Frequenz-Regelzone (LFR-Zone) gebildet werden. Ein Pool ist beschränkt auf eine LFR-Zone und darf sich aus verschiedenen RE und / oder RG innerhalb der LFR-Zone zusammensetzen.

Umgang mit Änderungen in der Zusammensetzung

FLEX⁺

Bei einer Änderung der Poolzusammensetzung hat der Regelreserveanbieter dafür Sorge zu tragen, dass dieser Vorgang keine unerwünschten Effekte auf die Qualität der Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve hat. Diese Vorgabe gilt auch für den Fall der Ablösung einer aktiv an der Vorhaltung oder Erbringung beteiligten (TE), RE oder RG durch eine andere TE, RE oder RG innerhalb eines Pools. Ausschließlich im Falle von technischen Störungen kann die Pool-Zusammensetzung auch innerhalb einer Viertelstunde geändert werden. In diesen Fällen darf der Arbeitspunkt längstens für die Dauer der regelreserveartspezifischen Vorlaufzeit (im Falle der aFRR fünf Minuten) vom gemeldeten vorausseilenden Arbeitspunkt abweichen. Vorfälle dieser Art sind vom Regelreserveanbieter in geeigneter Weise zu dokumentieren und dem Reserven anschließenden ÜNB auf Anforderung zur Prüfung vorzulegen.

Bei einer Änderung in der Zusammensetzung der RE oder RG erlischt die ursprüngliche Präqualifikation und eine erneute Präqualifikation ist erforderlich. Ist eine der folgenden Voraussetzungen erfüllt, ist eine erneute Präqualifikation nicht erforderlich.

- Die RE oder RG erfüllt, nach Einschätzung des Reserven anschließenden ÜNB, auch nach der Änderung die Voraussetzungen für eine Präqualifikation
- Der Regelreservenanbieter übermittelt dem Reserven anschließenden ÜNB einen Antrag, in dem unter Bezugnahme auf die bereits erteilte Präqualifikation die gegenüber dem Status Quo angestrebten Änderungen detailliert beschrieben werden und die Aktualisierung der bestehenden Präqualifikation beantragt wird.

PQ-Leistung und vermarktbare Leistung

Grundsätzlich sind im Rahmen des PQ-Verfahrens sowie ggf. der späteren Teilnahme an Ausschreibungen die folgenden Konzepte zu unterscheiden.

- **Präqualifizierte Leistung (PQ-Leistung)**

Die PQ-Leistung einer RE oder RG wird durch die testweise Erbringung bei der Betriebsfahrt ermittelt. Bei der Bestimmung der PQ-Leistung wird die Erbringung der Leistung nur für die Dauer der Betriebsfahrt überprüft, die nicht der Dauer einer Produktzeitscheibe entspricht. Die PQ-Leistung eines Pools ist die Summe der PQ-Leistungen der Bestandteile des Pools.

- **Vermarktbare Leistung**

Im Unterschied zur PQ-Leistung berücksichtigt die vermarktbare Leistung einer RE oder RG auch die Erbringungsdauer. Unter Berücksichtigung der Produktstruktur gleicht die vermarktbare Leistung der Leistung, die kontinuierlich während eines Zeitraums von vier Stunden erbracht werden kann. Unter anderem werden bei RE und RG mit begrenzten Energiespeichern zur Ermittlung der vermarktbarer Leistung auch das Arbeitsvermögen und Speichermanagementmaßnahmen berücksichtigt.

- **Vermarktbare Leistung eines Pools**

Die vermarktbare Leistung wird vom Anbieter als die Summe der vermarktbaren Leistungen der RE und RG des Pools unter Berücksichtigung einer ausreichenden poolinternen oder externen Besicherung bestimmt. Der Anbieter ist verpflichtet, Maßnahmen zu treffen, die die erforderliche Verfügbarkeit der bezuschlagten Regelreserve sicherstellen. Hierbei ist insbesondere eine gleichzeitige, kontinuierliche

und vollständige Aktivierung der vermarkteten Regelreservearten zu berücksichtigen. Die Maßnahmen sind in einem Konzept zu beschreiben und dem ÜNB vorzulegen.

Besondere Vorgaben bei der Präqualifikation negativer Regelreserve

Gemäß § 1 Abs. 1 EnWG ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas sicherzustellen. Das bedeutet, dass z.B. bei der Erbringung von negativer Regelreserve kein Brennstoff ungenutzt abgelassen bzw. ungenutzt verbrannt oder im Falle der Erbringung durch eine Verbrauchseinheit der verwendete Strom nicht ohne eine effiziente und sinnvolle weitere Verwendung verbraucht werden darf. Eine Verminde rung der energetischen Effizienz ist zulässig, falls sie inhärenter Bestandteil des Prozesses ist und nicht nur dafür eingesetzt wird, Regelenergie zu erbringen.

Der Reserveanbieter ist verpflichtet die Nutzung der eingesetzten Energie entsprechend der o.g. Grundsätze sicher zu stellen und im Rahmen des PQ-Verfahrens zu erläutern.

Gültigkeit einer erteilten Präqualifikation

Eine erteilte Präqualifikation gilt fünf Jahre beginnend mit dem Datum der Präqualifikation und nur vorbehaltlich der fortgesetzten Gültigkeit der im Rahmen des PQ-Verfahrens an den Reserven anschließenden ÜNB übermittelten Informationen.

Einheitliche Bestimmungen für alle Regelreservearten

Der Regelreserveanbieter ist verpflichtet gemäß den nachfolgenden Bestimmungen folgenden Daten an den Reserven anschließenden ÜNB zu übermitteln.

1. Stammdaten
2. Daten als Erbringungsnachweis ("Offline-Daten")
3. Echtzeitdaten

Offline-Daten und Echtzeitdaten stellen Bewegungsdaten dar. Bei den Bewegungsdaten sind drei Aggregationsstufen zu unterscheiden.

1. TE
2. RE / RG
3. Pool.

Die für alle Regelreservearten einheitlichen Anforderungen lassen sich in vier große Themengebiete unterteilen.

- IT-Anforderungen und Regelungen zum Datenaustausch mit dem Reserven anschließenden ÜNB
- Die Betriebsfahrt, bei der auf Ebene von RE / RG nach einem standardisierten Test die Einhaltung der Anforderungen hinsichtlich der Produktcharakteristika (bspw. der geforderten Dynamik) von FCR, aFRR und / oder mFRR überprüft wird
- Der leittechnische Test, der auf Ebene des Pools durchgeführt wird
- Anforderungen organisatorischer Art

Bei der Betriebsfahrt, also einer probeweisen Erbringung von Regelreserve, handelt es sich um eine relevante Prüfung im Rahmen des PQ-Verfahrens. Die Betriebsfahrt ist im Grunde genommen ein praktischer Test nach standardisierten Kriterien, mit dem der Regelreserveanbieter die technische Eignung seiner RE / RG unter Beweis stellt. Die Betriebsfahrt (resp. die dabei erhobenen Daten) wird in einem Betriebsprotokoll dokumentiert, welches der Regelreserveanbieter mit den Antragsunterlagen einzureichen hat. Durch die nachfolgend beschriebene Standardisierung der Betriebsfahrt ist eine weitgehend automatisierte Auswertung des Betriebsprotokolls möglich. Die Betriebsfahrt führt der Regelreserveanbieter normalerweise eigenständig durch. Eine Abstimmung mit dem Reserven anschließenden ÜNB wird jedoch in den Fällen erbeten, in denen ein Regelreserveanbieter eine Leistung von 150 MW oder mehr präqualifizieren möchte.

Die Betriebsfahrt dient dazu,

- auf der Ebene jeder RE / RG die PQ-Leistung der RE / RG zu bestimmen.
- zu überprüfen, ob eine RE / RG ein bestimmtes Einsatzverhalten zuverlässig reproduzieren kann.
- die Steuer- und Regelfähigkeit der RE / RG zu testen und auf Basis standardisierter Steuerbefehle die resultierenden Regelleistungshübe zu bestimmen.
- sicherzustellen, dass jede RE / RG korrekt an den Pool an- und in den Regelkreis des Regelreserveanbieters eingebunden ist.

Neben den Daten für die betreffende RE / RG sind auch die Daten für die TE, aus denen sich die RE / RG zusammensetzt, zu erfassen, aufzuzeichnen und in separaten Betriebsprotokollen zu den PQ-Antragsunterlagen zu ergänzen. Die Übermittlung an den Reserven anschließenden ÜNB erfolgt über das PQ-Portal.

Die Vorgaben für die Betriebsfahrt unterscheiden sich zwar je nach Regelreserveart; in allen Fällen hat die Darstellung der Leistungsmessung jedoch den charakteristischen Verlauf der sogenannten "Doppelhöckerkurve". Der Regelreserveanbieter steuert die Betriebsfahrt von seinem eigenen Leitsystem aus; eine Beteiligung des Reserven anschließenden ÜNB ist im Regelfall nicht vorgesehen.

2.5 Wichtigkeit der Forecasts

Die effiziente Nutzung und Vermarktung von flexiblen Komponenten bei Prosumern ist eng mit der Planbarkeit des Betriebes verbunden. Zu diesem Zweck wurden im Flex+ Projekt Prognosemodelle untersucht und entwickelt, die eine effizientere Nutzung der Flexibilitäten der Prosumer ermöglichen. Die Prognosemodelle werden direkt bei der Ableitung der Optimierungsstrategien für das Flexibilitätsangebot in den Strommärkten verwendet und daher können diese die Effizienz der Nutzung der Flexibilitäten sehr stark beeinflussen.

Man unterscheidet zwischen Verbrauchsprognosen und externen Prognosen. Externe Prognosen beschäftigen sich mit Daten, die mit dem Betrieb der flexiblen Komponenten nicht verbunden sind, die aber indirekt die Optimierung der Flexibilitätsnutzung beeinflussen, wie z.B. Solareinstrahlung und Strom- bzw. Regelenergiepreise. Die Verbrauchsprognosen umfassen die E-Autonutzung, die nicht flexible Wohnlast und die Warmwassernutzung

Diese Unsicherheiten erhöhen außerdem die Bedeutung und die Wichtigkeit des Intraday-Spotmarktes, denn er stellt eine marktisierte Lösung dar, um das ungeplante Defizit oder Überschuss der Erzeugung und/oder des Verbrauchs auszugleichen. Es wird in Zukunft notwendig sein zu verstehen, inwieweit die Qualität der unterschiedlichen Prognosen die Gesamteinsparungen eines flexiblen Prosumers beeinflussen kann.

3 Geschäftsmodelle

Im Projekt Flex+ werden skalierbare Optimierungsalgorithmen entwickelt, die, unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen und nicht-wirtschaftlichen Interessen aller Teilnehmer, eine optimale Nutzung und Vermarktung der vorhandenen Flexibilität von Prosumer:innen-komponenten ermöglichen. Befragungen aus vergangenen Forschungsprojekten haben gezeigt, dass von Seiten der Prosumer:innen durchaus großes Interesse besteht, ihre Flexibilität extern zur Verfügung zu stellen, um damit einen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Im Zuge von Deliverable D5 wurden bereits unterschiedliche Geschäftsmodelle im Bereich Flexibilitäts-Aggregation und –Vermarktung entwickelt. Basierend auf diesen Geschäftsmodellen wurden unterschiedliche Preismodelle und nicht monetäre Anreizsysteme für Prosumer:innen entwickelt. Angemessene Preismodelle und nicht monetäre Anreizsysteme ermöglichen dem Lieferanten finanzielle und qualitative Ziele zu erreichen, wie z.B. die Akquise neuer Kund:innen und deren langfristige Bindung. Dafür wurden erforderliche adäquate Abrechnungsmodelle für die Endkund:innen und geeigneter Verträge untersucht und beurteilt. Zum Abschluss des Projektes sollen nun in Kapitel 3.1. im Speziellen die Preismodelle erneut auf ihre Praxistauglichkeit überprüft werden und mit den neu gewonnenen Erfahrungen und Erkenntnissen aus den Demos und den Simulationen sowie deren Resultaten bewertet werden.

Die in D5 dargestellten Geschäftsmodelle, welche Kosten- und Erlösstränge sowie teilnehmende Stakeholder beschreiben, haben sich nicht grundlegend während des Projektes geändert. In Kapitel 3.2 wird auf die sich im Verlauf des Projektes geänderten Marktbedingungen eingegangen, welche sich im Wesentlichen auf die in D5 vorgestellten Kosten- und Erlösstränge des dort verwendeten sogenannten Business Model Canvas auswirken.

3.1 Zu Beginn entwickelte Preismodelle aus aktueller Sicht

Die Preismodelle wurden in Hinblick auf folgende im Projekt untersuchte Use Cases entwickelt, alle Use Cases lassen sich mit den in Tabelle 3 angeführten Preismodellen abbilden:

- 1) Primärregelmarkt, Day-Ahead-und Intraday-Markt
- 2) Sekundärregelmarkt, Day-Ahead-und Intraday-Markt
- 3) Tertiärregelmarkt, Day-Ahead-und Intraday-Markt
- 4) Day-Ahead Markt, Intraday-Markt oder Ausgleichsenergie

Kostenteile wie die Netzentgelte und andere Energieabgaben wurden bei der Erstellung der Preismodelle nicht berücksichtigt.

Alle Preismodelle sollen die folgenden drei Anforderungen erfüllen.

- Die sichere Versorgung muss gewährleistet werden
- Die Teilnahme am Spotmarkt muss ermöglicht werden
- Die Teilnahme am Regelenergiemarkt muss ermöglicht werden

In jedem Fall ist es erforderlich, dass die Kund:innen, die dem Lieferanten oder dem Aggregatoren ihre Flexibilität zur Verfügung stellen, keine Komfortverluste haben und, dass keine negativen Rückwirkungen auf die Anlagen verursacht werden. Die flexiblen Verbrauchskomponenten bekommen (über den Pool und die Flex+ Plattform) die benötigten Preisinformationen automatisch geliefert und berücksichtigen diese bei der Steuerung des Energieverbrauchs. Für die Kund:innen entsteht bei diesem Konzept daher kein laufender Aufwand.

Tabelle 3 Preismodelle und ihre Bewertung aus Sicht zu Projektende

Name	Preis- mo- delle	Beschreibung	Bewertung aus Sicht der derzeitigen Rahmenbedingungen unter Berücksichtigung der Projektergebnisse (Stand 05.2022)
Fixrate Preis- modell	Status quo	Die Energiekosten bestehen in diesem Fall aus einer Grundgebühr und dem Energiepreis. In diesem Fall ist also der Energiepreis in €/kWh konstant. Das heißt, dass die jährlichen Energiekosten in €/Jahr proportional zu dem bezogenen Strom ansteigen. Das Ziel eines konstanten Preises ist, den Kund:innen Sicherheit und langfristige Planbarkeit zu bieten.	Der Arbeitspreis für die Energie ist in der Regel mindestens bis zum Ende der Vertragsperiode garantiert. Sehr hohe Preisspitzen wie beispielsweise am Day-Ahead-Markt zwingen Energielieferanten allerdings dazu, Fixtarife stark zu erhöhen. Abhängig von zukünftigen Preisentwicklungen könnten alternative Modelle dadurch attraktiver als bisher werden.
	Tarifreduktion	Wenn Kund:innen dem Lieferanten die Flexibilität zur Verfügung stellen, kann der Liefe-	Das Risiko des Kunden besteht darin, dass trotz der reduzierten spezifischen Energiekosten in €/kWh durch einen

	<p>rant den Kund:innen einen reduzierten Tarif anbieten. In diesem Fall besteht der reduzierte Tarif aus einem reduzierten fixen Energiepreis in €/kWh. Da die Steigung der Energiekostenkurve vom fixen Energiepreis bestimmt wird, wächst diese schwächer im Vergleich zum Status quo.</p>	<p>möglichen erhöhten Netzbezug aufgrund eines energieineffizienteren Betriebs der Komponenten, sich höhere jährliche Energiekosten ergeben im Vergleich zum Fixrate-Modell. Damit das Angebot der Tarifreduktion zu einer Gesamtkostenreduktion führt, sollte der Lieferant sicherstellen, dass die Kostenerhöhung, die die Rebound-Effekte verursachen im Betrag kleiner ist, als die Kostenreduktion, die sich beim Wechsel vom Fixrate - Status quo zur Tarifreduktion ergibt. Dies kann von Komponente zu Komponente unterschiedlich sein.</p> <p>Der Lieferant wird vor die Schwierigkeit gestellt, schon im Vorhinein zu bestimmen, wieviel Flexibilität über das Jahr tatsächlich bereitgestellt werden kann und wie die Höhe der Tarifreduktion im Verhältnis zu den Komponenteneigenschaften stehen soll. Auch beim selben Komponententyp kann es aufgrund der Komponentengröße und des Verbrauchsverhaltens bzw. der Auslastung zu großen Abweichungen bei der Flexibilitätsbereitstellung kommen.</p> <p>Bei einer gleichen Tarifreduktion für alle Kund:innen könnte dies außerdem dazu führen, dass ein:e Kund:in stark von dieser Reduktion profitiert und ein:e andere Kund:in mit derselben Komponente benachteiligt wird.</p>
Trans- parente Re- gelener- gie- reduktion	<p>Der spezifische Energiepreis in €/kWh mit dem erzielten Regelenergiepreis in €/kWh reduziert, der Kunde wird auf jeden Fall niedrigere jährliche Energiekosten haben im Vergleich zum Status quo.</p>	<p>Abhängig von der Nutzung der Komponente und des Komponententyps, kann genau bestimmt werden, wieviel Regelenergie in welchen Zeiträumen abgerufen wurde. Es ist zu beachten, dass die Höhe der Erlöse hier auch stark auf die Reihung der Abrufe im Pool ankommt, der Poolbetreiber sollte daher auf eine Gleichverteilung der Abrufe achten, oder die durch den Pool erzielten Erlöse sollten gleichmäßig auf alle</p>

		<p>zu diesem Zeitpunkt teilnehmenden Kund:innen anteilmäßig aufgeteilt werden.</p> <p>Ein gewisser Unsicherheitsfaktor kann dazu führen, dass Kund:innen geringere als auch höhere Kosten haben können als im Preismodell mit Tarifreduktion, abhängig davon welche Erlöse an den Regelenergiemärkten erzielt werden.</p> <p>Die transparente Regelenergiereduktion bringt aus Lieferantensicht einen Mehrwert, da sich das Risiko für den Fall verringert, dass eine Komponente keine Regelenergie erbringt. Der Lieferant muss sich im Vorhinein noch zu keinem reduzierten Tarif verpflichten.</p>	
Dyna-mi-sches Preis-modell	Status quo	<p>Der verrechnete Energiepreis richtet sich nach den erzielten Marktpreisen. Insgesamt besteht der energieabhängige Arbeitspreis in diesem Fall aus einer dynamischen Komponente, die sich an den Marktpreisen orientiert, und einer konstanten Komponente, die der Gewinnmarge des Lieferanten entspricht. Wenn im Strommarkt negativen Preisen vorkommen, könnten sich sogar negative jährlichen Energiekosten für den Kund:innen ergeben.</p>	<p>Das Dynamische Preismodell ist am besten geeignet, um den Spotmarkt abzubilden. Dynamische Tarife bewirken in Zeiten hoher Einspeisung von Erneuerbaren Energien eine Erhöhung der Nachfrage und damit eine Erhöhung der Marktpreise. So wird die Integration der Erneuerbaren Energien gefördert und deren Marktwert erhöht.</p> <p>Die Kosten können höher als im Fixpreismodell ausfallen, besonders mit den derzeitigen Entwicklungen am Spotmarkt, bei denen sehr hohe Preis spitzen am Day-Ahead-Markt auftreten. Ein Preis-Cap ist daher aus Verbraucherschutzsicht dringend zu empfehlen.</p>
	Tarifreduktion	<p>Die Bereitstellung von Flexibilität ermöglicht dem Lieferanten das Verbrauchsverhalten der Kund:innen in Abhängigkeit der Preisschwankungen der Spotmärkte und der Auktionen</p>	<p>Es ergeben sich dieselben Vor- und Nachteile wie für die oben genannte Tarifreduktion im „Fixpreismodell“</p>

		<p>der Regelenergiemärkte zu optimieren. Dies ergibt niedrigere jährlichen Energiekosten im Vergleich zum Status quo, denn die Tarifreduktion verringert die konstante Gewinnmarge des Lieferanten, erhöht aber seine Vermarktungsoptionen der Flexibilitäten.</p>	
	Trans-parente Re-gelener-gierek-duktion	<p>Bei der Anwendung der Trans-parenten Regelenergie Reduktion beim Dynamischen Preismodell entstehen die gleichen Unsicherheiten für die Kund:innen, wie im Fixrate-Preismodell. Durch die Varianz der Preise an den Energie- und Regelenergiemärkten erhöht sich die Bandbreite der Energiekosten für die Kund:innen erheblich.</p>	<p>Es ergeben sich dieselben Vor- und Nachteile wie für die oben genannte Transparente Regelenergiereduktion im „Fixpreismodell“</p>
Flat-rate - Preis-modell	Status quo	<p>Bei dem Flatrate-Preismodell zahlen die Kund:innen einen festgesetzten Pauschalpreis. Es ist also eine festgestellte „Freimenge“ vereinbart. Bei Überschreitung der Freimenge wird entweder mit einem Fixpreis in €/kWh oder mit weiteren „Freimengenkontingenten“ in €/Jahr abgerechnet. Flatrate-Gruppen müssen laufend überwacht werden, sodass sich möglichst keine Überschreitung mit der gewählten Freimenge und dem Flat-Preis ergibt.</p>	<p>Ein Vorteil des Flatrate-Modells kann in der besseren Planbarkeit für die Lieferanten bestehen. Dies hängt allerdings von der gewählten Höhe der „Freimenge ab“. Das Sparen von Strom kann damit entweder beanreitzt werden, indem Kund:innen versuchen die „Freimenge“ nicht zu überschreiten, aber auch den gegenteiligen Effekt bewirken, wenn die „Freimenge“ zu groß gewählt wird. Lastverschiebung wird beim Status-Quo-Modell wie beim Fixrate-Preismodell nicht beanreizt.</p>
	Tarifreduktion	<p>Das Ziel eines Flatrate-Preismodells ist, den Kund:innen die Energieversorgung bis zu einer vereinbarten Abnahmemenge zu einem festgesetzten</p>	<p>Dieses Preismodell ist aus Kund:innen-sicht gut dazu geeignet den Regelenergiemarkt zu bedienen. Der Kunde muss sich um die Kosten keine Gedanken machen und kann sicher sein, dass keine</p>

	Pauschalpreis zu bieten. Wie bei der Anwendung vom Fixrate-Preismodell sind die Kosten der Kund:innen auch in diesem Fall unabhängig von den Preisschwankungen der Energiemarkte.	Nachzahlungen und/oder Preissteigerungen auf ihn zukommen, wenn er die vereinbarte „Freimenge“ nicht überschreitet. Rebound-Effekte können allerdings wiederum zum Problem werden, wenn die „Freimenge“ dadurch überschritten wird, bei einer entsprechend gewählten Freimenge wirkt sich dies allerdings nicht unmittelbar aus, was einen Vorteil und eine bessere Planbarkeit im Vergleich zu einer spezifischen Tarifreduktion mit sich bringen kann.
Trans- parente Re- gelener- giere- reduktion	Bei der Anwendung der Transparenten Regelenergie Reduktion im Flatrate-Preismodell können die Energiekosten des vereinbarten Flatrate-Preises bis zur vereinbarten „Freimenge“ auch geringer ausfallen. Wird aber die „Freimenge“ überschritten können je nach Freimengen-Überschreitungs- Vereinbarung die Energiekosten sowohl niedriger als auch höher ausfallen als beim Modell der Tarifreduktion.	Es ergeben sich dieselben Vor- und Nachteile wie für die oben genannte Transparente Regelenergiereduktion im „Fixpreismodell“ und im „dynamischen“ Modell.

Das Risiko kann sich zwischen Prosumern und Lieferanten bei den vorgestellten Preismodellen abhängig von der gewählten Grundgebühr und dem zu zahlenden variablen Preisanteil, bzw. den „Freimengen“ im Flatratemodell verschieben. Für Kund:innen sollte in jedem Fall sichergestellt werden, dass keine Nachteile durch „Rebound“-Effekte auftreten können, indem die Tarife dementsprechend angepasst werden. Eine finale Empfehlung kann nur auf individueller Basis für jeden Lieferanten getroffen werden, indem tatsächliche Kosten für die jeweiligen Lieferanten und die Vorteile, die sich aus der Flexibilitätsvermarktung für jeden einzelnen ergeben quantitativ erhoben und analysiert werden.

3.2 Auswirkung veränderter Rahmenbedingungen auf die Geschäftsmodelle:

Ein Geschäftsmodell beschreibt die Gründe dafür, wie ein Unternehmen Wert schafft, liefert und erfasst. Die verschiedenen Aspekte des Geschäftsmodells können dabei über einen

sogenannten Businessmodel -Canvas dargestellt werden. Die daraus resultierenden Möglichkeiten für die Use Cases wurden in Deliverable D5 ausführlich dargestellt. Die meisten Bereiche, wie z.B. die zu adressierenden Kundensegmente, Kommunikationskanäle und Schlüsselaktivitäten sowie Schlüsselpartner, haben sich im Laufe des Projektes nicht verändert. In ständigem Wandel befindet sich hingegen das Design der Strommärkte sowie die Höhe der Preise, was sich sowohl auf die Einnahmequellen, die sich aus den Strommärkten ergeben, als auch auf die Kostenstruktur, welche die Ausgaben für Energiebezug beinhalten, auswirkt. Besonders die Regelenergiemarkte unterliegen einem ständigen Wandel. Dieser Wandel der Märkte über die Projektlaufzeit ist schematisch in Abbildung 9 dargestellt. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für jedes Geschäftsmodell ist es, schnell auf diese Marktänderungen reagieren zu können.

3.2.1 Änderungen im Regelreservemarkt

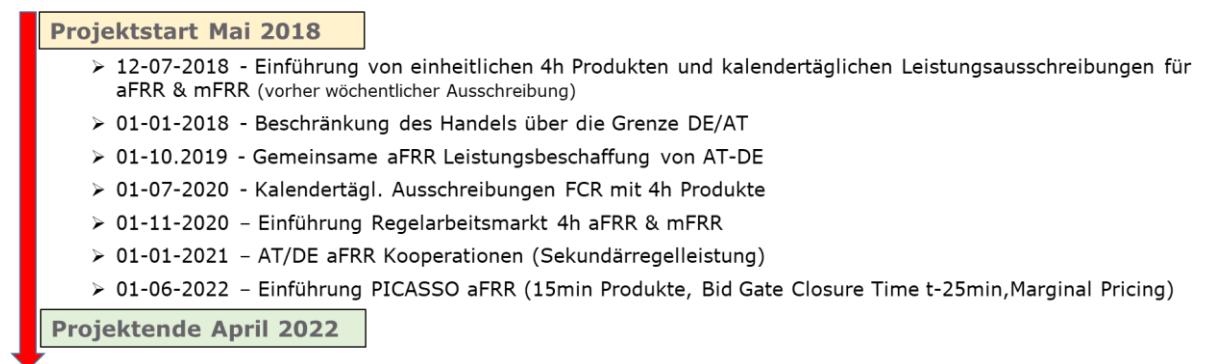


Abbildung 9 Projektlaufzeit vs. Marktentwicklungen

Zu Beginn des Projektes Flex+ wurden Regelreserveausschreibungen noch wöchentlich durchgeführt, die zeitnahe Einführung der kalendertäglichen Ausschreibungen und der 4h Produkte für Sekundär- und Tertiärregelreserve wurde in allen Entwicklungen des Projektes berücksichtigt. Im weiteren Verlauf gab es weitere Änderungen der Regelleistungsbeschaffung bzw. Handelsbeschränkungen zwischen Österreich und Deutschland. Diese Art von Änderungen wirken sich immer stark auf das Preisniveau aus, bzw. sind deren Auswirkungen schwer vorhersehbar. Eine Beschreibung der Preis- und Erlösentwicklung an den verschiedenen Märkten findet sich in Kapitel 2.3. Seit 2020 wird auch Primärregelleistung in 4h Produkten kalendertäglich ausgeschrieben. Ende 2020 wurde das Regelwerk so abgeändert, dass unabhängig von der Regelleistungsvorhaltung an einem unabhängigen Regelenergiemarkt teilgenommen werden kann, dies ist bis kurz vor Produktlieferung möglich. Erfolgt die Teilnahme ausschließlich am Regelenergiemarkt und (zeitlich) nach der Gate Closure Time des Regelleistungsmarktes, wird nur der Regelenergiepreis bei Aktivierung der Flexibilität vergütet.

Zukünftig werden die europäischen Plattformen MARI (Tertiärregelreserve) und PICASSO (Sekundärregelreserve) umgesetzt. Dabei wird sich die Gate-Closure-Time für Regelenergie weiter verkürzen, sowie die Produktlänge verringern.

Tabelle 4 gibt eine Übersicht über den Wandel der Gate Closure Times, Produktlängen und Clearing-Methoden seit der Spezifikation der Randbedingungen für Regelleistung im Optimierungsmodell für Flex+, sowie einen Ausblick auf die zukünftige Produktgestaltung. Da im Projekt noch mit den anfänglichen Randbedingungen gearbeitet wurde, müssen die Prozesse und Optimierungen für eine mögliche weitere Verwendungen daher laufend angepasst werden. Am grundsätzlichen Aufbau der Optimierung ändert sich weitgehend nichts, die veränderten Marktregeln können Auswirkungen auf die Zeitpunkte an denen optimiert wird, deren Häufigkeit, sowie die erzielten Erlöse haben. Trotzdem erfordern häufige Änderungen der Marktregeln eine regelmäßige Anpassung der Optimierungsmodelle und Prozesse, was zu einem erheblichen Mehraufwand führen und die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle reduzieren kann. Insbesondere trifft dies auch zu, wenn das Geschäftsmodell in mehreren Ländern zum Einsatz kommt, in denen es wiederum jeweils unterschiedliche Marktregeln und Voraussetzungen gibt. Eine Harmonisierung der Marktregeln trägt daher maßgeblich zur erleichterten Umsetzung von Flexibilitätsanwendungen bei.

Tabelle 4 Regelenergiemarktänderungen seit Projektbeginn

Jahr	Markt	GCT	Vergütung	Produktlänge
Projektstart 2018	Sekundärregelleistung	Regelleistung: D-1 09:00h Regelenergie: D-1 09:00h	Regelleistung: Pay-as-cleared Regelenergie: Pay-as-bid	Leistung:4h Energie: 4h
	Tertiärregelleistung	Regelleistung: D-1 10:00h Regelenergie: D-1 10:00h	Regelleistung: Pay-as-cleared Regelenergie: Pay-as-bid	Leistung:4h Energie: 4h
Seit 2020	Sekundärregelleistung	Regelleistung: D-1 10:00h Regelenergie: D-1 T-60min	Regelleistung: Pay-as-cleared Regelenergie: Pay-as-bid	Leistung:4h Energie: 1h
	Tertiärregelleistung	Regelleistung: D-1 11:00h Regelenergie: D-1 T-60min	Regelleistung: Pay-as-cleared Regelenergie: Pay-as-bid	Leistung:4h Energie: 1h
Ab 2022	Sekundärregelleistung (PICASSO)	Regelleistung: D-1 10:00h Regelenergie: D-1 T-25min	Regelleistung: Pay-as-cleared Regelenergie: Pay-as-cleared	Leistung:4h Energie: 15min
	Tertiärregelleistung (MARI)	Regelleistung: D-1 10:00h Regelenergie: D-1 T-25min	Regelleistung: Pay-as-cleared Regelenergie: Pay-as-cleared	Leistung:4h Energie: 15min

Der Einfluss der Strompreise auf die in Flex+ entwickelten Flexibilitätsanwendungen und somit auf die Geschäftsmodelle, wurde bereits in Kapitel 2.3 erläutert.

4 Rechtliche Aspekte

Das *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz* (EAG, auch EAG-Gesetzespaket) wurde am 07. Juli 2021 im Nationalrat beschlossen und am 15.07.2021 durch den Bundesrat bestätigt. Es dient einerseits der Umsetzung der *Renewable Energy Directive* (Richtlinie (EU) 2018/2001, kurz RED II) und der *Electricity Market Directive* (Richtlinie (EU) 2019/944, kurz EMD), als auch der Einhaltung der *Electricity Market Regulation* (Verordnung (EU) 2019/943) und der *Governance-Regulation* (Verordnung (EU) 2018/1999) des *Clean Energy for all Europeans Package* (CEP). Dabei besteht das EAG-Gesetzespaket aus dem eigenständigen EAG und aus Novellierungen weiterer Gesetzestexte (u.a. des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes ElWOG 2010 und des Ökostromgesetzes ÖSG 2012). Am 20. Januar 2022 wurde das EAG novelliert, um Anmerkungen der Europäischen Kommission bzgl. Marktprämien und Ausschreibungen einzuarbeiten. Das EAG erneuert die Förderlandschaft von Ökostromtechnologien, indem feste Einspeisetarife mit Marktprämien ersetzt werden. Zudem ermöglicht das EAG die Gründung von Energiegemeinschaften, welche Bürger:innen

ermächtigen, selbst an der Energiewende teilzunehmen und Energie selbst zu erzeugen, zu handeln, zu speichern und zu verbrauchen. Noch nicht im EAG umgesetzte Rechtsteile, beispielweise der EMD, welche auch in diesem Dokument behandelt werden, könnten durch andere nationale Gesetze umgesetzt werden (z.B. anvisiertes Strommarktgesetz 2022). In diesem Dokument unbehandelt bleiben noch nicht beschlossene, sich aber in Diskussion/Konsultation befindende Rechtstexte, wie etwa die Überarbeitung der Renewable Energy Directive (RED III) im Rahmen des europäischen *Fit for 55 package*.

4.1 Auswirkungen des EAG auf das in Flex+ entwickelte Konzept zur Marktteilnahme von Endkund:innen

4.1.1 EAG und Marktteilnahme erneuerbarer Erzeugungstechnologien

Das EAG forciert die Marktintegration und Systemverantwortung erneuerbarer Energietechnologien (§ 4 Abs. 1 Z. 4 EAG). Das Gesetz dient dazu, die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zu stärken und zudem Endkund:innen, z.B. durch die Etablierung von Energiegemeinschaften (EGs), aktiv an der Energiewende teilhaben zu lassen. So sollen durch die Betriebs- und Investitions-Förderungen von Ökostromtechnologien im EAG die österreichischen Ziele zu 100% erneuerbarem Strom bis 2030 und Klimaneutralität bis 2040 erreicht werden.

4.1.2 Von der passiven zur aktiven Endkund:in

Durch die Möglichkeit der Etablierung von Energiegemeinschaften wird die Rolle der bisher fast ausschließlich passiven Endkund:innen aufgebrochen. Durch Energiegemeinschaften ist Endkund:innen nun die Einnahme einer aktiveren Rolle möglich. Energie kann innerhalb der Energiegemeinschaften erzeugt, und die eigenerzeugte Energie selbst verbraucht, gespeichert oder verkauft werden. Innerhalb der Energiegemeinschaften (EGs) ist der Stromverkauf auch ohne Stromversorgerstatus möglich. Dies bedeutet, dass Strom nun nicht mehr ausschließlich von konventionellen Energieversorgungsunternehmen geliefert werden muss. Weiters darf eine Energiegemeinschaft im Bereich der Aggregierung tätig sein und für ihre Mitglieder Energiedienstleistungen erbringen (§79 Abs. 1 EAG; §16b Abs. 1 EIWOG), was die Marktteilnahmemöglichkeiten von Enkund:innen weiter ausbaut.

4.1.3 Flexibilitäten im Kontext des EAG

Zudem strebt das EAG auch „netzbetriebsseitige Flexibilität“ an. Diese, wie auch ausreichende und jederzeit abrufbare Regelenergiiekapazitäten sollen zur Zielerreichung der erneuerbaren Stromversorgung und Klimaneutralität beitragen (§ 4 Abs. 3 EAG). Diese Punkte werden im EAG allerdings nicht weiter ausgeführt. Der Begriff der „Aggregierung“ fällt dabei im gesamten Gesetzespaket nur im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften, wobei sowohl Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEGs) als auch Bürgerenergiegemeinschaften (BEGs) im Bereich der Aggregierung tätig sein dürfen (§ 79 Abs. 1 EAG und § 16b Abs. 1 EIWOG).

4.1.4 Energiearmut und schutzbedürftige Kund*innen

Im kleinen Umfang setzt die EAG-Novelle auch Maßnahmen gegen Energiearmut und schutzbedürftige Kund:innen um, vor allem als Antwort der steigenden Energiepreise seit Ende 2021. Dabei haben Endkund:innen die Möglichkeit, ihren Versorgungsvertrag nach Änderungen der Geschäftsbedingungen des versorgenden Unternehmens binnen vier Wochen zu kündigen (§ 80 Abs. 2 EIWOG). Dabei müssen nach begründeten Entgeltanhebungen auch Entgeltabsenkungen stattfinden, sollte der Umstand für die ursprüngliche Erhöhung wegfallen (§ 80 Abs. 2a EIWOG). Ebenso muss bei einer Nachzahlung die Möglichkeit einer Ratenzahlung für die Dauer von bis zu 18 Monaten eingeräumt werden (§ 80 Abs. 3 Z. 9, § 82 Abs. 2a EIWOG). Zudem verabschiedete die österreichische E-Wirtschaft (Österreichs Energie) ein freiwilliges Maßnahmenpaket zu Strompreisen und zur Vermeidung von Energiearmut, welches u.a. einen freiwilligen Abschalteverzicht bis zumindest März 2022 und eine Steigerung der Ausgaben für Energiearmutsmaßnahmen um 20% vorsieht **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..** Der Fachverband Gas Wärme schloss sich den Maßnahmen an **Es ist eine ungültige Quelle angegeben..**

4.2 Bestehende und fehlende österreichische Verordnungen mit Auswirkungen auf die Projektergebnisse

4.2.1 Verordnungen zu Förderungen

Jene Verordnungen, die aus dem EAG hervorgehen, betreffen vor allem Förderhöhen von Ökostromtechnologien (siehe z.B. § 56 Abs. 7 EAG). Dabei werden nach EAG sowohl Investitionsförderungen als auch Marktprämien vergeben. Diese Förderungen können, je nach Konstellation der Pools und etwaig daraus entstehender EGs Auswirkungen auf Flex+-Modelle haben. So ergänzen sich Wärmepumpen, E-Boiler, E-Autos und Smart Homes im Generellen gut mit Ökostromtechnologien, wie beispielsweise Photovoltaik, und können deren Wirtschaftlichkeit signifikant erhöhen. Batteriespeichersysteme, auf der anderen Seite, erfordern sogar eine Stromerzeugungstechnologie, um die erzeugte elektrische Energie zwischenspeichern zu können und sind zudem nach EAG mit Investitionszuschüssen förderbar. Gefördert werden Stromspeicher (in Kombination mit Photovoltaik-Systemen) bis 50 kWh Speicherkapazität, welche mindestens 0,5 kWh Speicherkapazität je kWp Photovoltaikleistung aufweisen (§ 56 Abs. 2 EAG). Die Förderung der Stromspeicher erfolgt per fixem, administrativ nach Verordnung festgelegtem Zuschuss je kWh Speicherkapazität bis zu einer Kapazität von 50 kWh (die Größe des Speichers könnte auch darüber liegen, wird jedoch nicht gefördert). Die konkrete Förderhöhe steht dabei allerdings noch nicht fest, da die entsprechende Verordnung noch nicht erlassen wurde (Stand Januar 2022). Da Stromspeicher nur in Kombination mit einer Photovoltaikanlage gefördert werden, ist eher auszuschließen, dass Gemeinschaftsspeicher (ohne konkret zugehöriger Photovoltaikanlage) diese Förderung in Anspruch nehmen können.

Jedoch stehen auch weitere Verordnungen im Naheverhältnis zum EAG. So setzt beispielsweise die Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE VO 2018) die Netztarifeinsparungen für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften fest. Diese Verordnung regelt allerdings auch zu entrichtende Netzentgelte (Netznutzungsentgelt) für Regelreserve-Anlagen, welche negative Regelenergie bereitstellen (§ 5 SNE-VO 2018). Diese Netzentgelte werden für alle

Komponenten in Flex+ schlagend und wurden bereits im Projekt entsprechend berücksichtigt. Denkbar sind zukünftig auch spezielle Speicher- oder E-Auto-Netztarife, welche ebenso in dieser Verordnung definiert würden. In Österreich gibt es hierzu noch keine Ausnahmeregelung, wie dies etwa in Deutschland für Stromspeicher der Fall ist (siehe § 61I EEG 2021).

4.2.2 Förderung von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften – Reduzierte Netztarife

Eine Variante der finanziellen Stützung von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften sind reduzierte Netzentgelte für innerhalb der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft transferierte Strommengen. Dabei wird zwischen lokalen und regionalen Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften unterschieden: „Bei der Festlegung des Entgelts sind die Kosten [...] der Netzebene 7 (Lokalbereich) oder, wenn von der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft auch die Netzebene 5 in Anspruch genommen wird, die Kosten [...] der Netzebenen 5, 6 und 7 (Regionalbereich) heranzuziehen, wobei die gewälzten Kosten [...] der jeweils überlagerten Netzebenen nicht zu berücksichtigen sind“ (§ 52 Abs. 2a ElWOG). Die Netznutzungsentgelte werden laut § 9 Abs. 1a SNE-VO im Lokalbereich für die Netzebenen 6 und 7 um 57% und im Regionalbereich für die Netzebenen 6 und 7 um 28% und für die Netzebenen 4 und 5 um 64% reduziert. Reduzierte Netzentgelte leisten einen positiven Beitrag zur Wirtschaftlichkeit von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, was Teilnehmende wiederum dazu motivieren könnte, vermehrt in Zusatztechnologien (Wärmepumpen, Speicher, etc.) zu investieren, was somit positive Auswirkungen auf die in Flex+ genützten Technologien und entwickelten Geschäftsmodelle hätte.

4.3 Qualitative Auswirkungen von veränderten Netztarifen und des Förderregimes auf die Wirtschaftlichkeit der entwickelten Geschäftsmodelle

4.3.1 Fördermechanismen

Die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, von Flexibilitäten (Verbrauchsanlagen und Speicher) und des Weiteren von Energiegemeinschaften im Allgemeinen hängt stark von Fördermechanismen ab. Förderungen werden sowohl als Einmalzuschüsse (Investitionsförderungen) als auch als laufende Beanreitung (Betriebsförderungen) vergeben. Das EAG setzt sowohl auf Investitionszuschüsse als auch auf Betriebsförderungen (Marktpreämien, Netztarifreduktionen), wobei Investitions- und Betriebsförderungen nur exklusiv vergeben werden. Nationale Investitionsförderungen werden nicht nur nach dem EAG vergeben, sondern beispielsweise auch basierend auf das *Umweltförderungsgesetz* (UFG).

Kritisch für die Wirtschaftlichkeit ist, neben der Höhe der Förderung, vor allem auch die Planbarkeit. Diese ist einerseits durch das Vergabesystem (first-come-first-served oder Ausschreibungen), als auch durch die sich ständig ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen (siehe z.B. die Vorlaufzeit des EAGs oder auch die Notwendigkeit des Biomasse-Grundsatzgesetzes) wenig garantiert. Bezüglich der Flex+-Geschäftsmodelle werden Komponentenpools nicht explizit gefördert. Förderungen können, basierend auf das EAG,

Ökostromerzeugungsanlagen, Stromspeicher und Energiegemeinschaften erhalten. Die Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO) sieht zudem reduzierte Netztarife für die Bereitstellung von negativer Regelenergie vor, was einer Förderung der Bereitstellung entspricht (§ 5 SNE-VO).

4.3.2 Reduzierte Netztarife für Erneuerbare-Energiegemeinschaften und ausgewogene Beteiligung an den Systemgesamtkosten

Es ist davon auszugehen, dass durch die vermehrte Etablierung des Konzepts der Energiegemeinschaften der Ausbau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen beanreizt wird. Dies hätte wiederum zur Folge, dass Wärmepumpen, Batteriespeicher, E-Fahrzeuge und Energiemanagementsysteme weitere Verbreitung finden, da diese aufgrund der Möglichkeiten der Energienutzung innerhalb der Energiegemeinschaften kosteneffizienter betrieben werden können, bzw. Energiemanagementpotenziale effizienter genutzt werden können. Dies hätte positive Auswirkungen auf die entwickelten Geschäftsmodelle im Rahmen von Komponentenpools wie jene in Flex+. Um die vermehrte Etablierung von speziell Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften zu beanreizen, finden diverse finanzielle Erleichterungen Anwendung. Für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften entfällt die Elektrizitätsabgabe für PV-Strom und der Erneuerbaren-Förderbeitrag (ehem. Ökostrom-förderbeitrag). Weiters kommt es zur Reduktion von Netznutzungsentgelten für innerhalb der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft „transferierte“ Strommengen. Grundsätzlich muss hier angemerkt werden, dass eine Reduktion der Netzentgelte lediglich bei netzdienlichem Verhalten der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften gerechtfertigt wäre. Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte kann Netzdienlichkeit von Energiegemeinschaften im Allgemeinen jedoch nicht nachgewiesen werden und müsste für jeden Einzelfall geprüft werden. Sollten den Netzbetreibern durch Energiegemeinschaften höhere Kosten entstehen, ist es möglich, dass diese auf andere Netznutzer umgewälzt werden. Seitens der Gesetzgeber wird daher bis zum Ende des ersten Quartals 2024 eine Kosten-Nutzen-Analyse anberaumt, die Aufschluss darüber zu geben hat, ob eine angemessene und ausgewogene Beteiligung der Energiegemeinschaften an den Systemkosten sichergestellt ist. Dies bedeutet, dass keinesfalls sichergestellt ist, dass die reduzierten Netzentgelte nach der Evaluierung weiterhin Bestand haben werden. Dies hätte Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, was weiters Auswirkungen auf die in diesem Bezug entwickelten Geschäftsmodelle haben könnte.

4.4 Energiegemeinschaften als Teil des Flex+ Konzeptes

4.4.1 Anreize durch Energiegemeinschaften

Das neue Konzept der Energiegemeinschaften soll einerseits die vermehrte Installation erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Privatkund:innenbereich forcieren und es andererseits Endkund:innen ermöglichen, im Energiebereich selbst tätig und somit von passiven zu aktiven „Marktteilnehmer*innen“ zu werden. Es ist davon auszugehen, dass eine vermehrte Installation erneuerbarer Erzeugungsanlagen in einigen Fällen auch das Umrüsten veralteter Heizsysteme (Öl, Gas) auf Wärmepumpen, die Installation von Batteriespeichern, den Ankauf eines Elektrofahrzeuges anstelle konventioneller Verbrenner und das Investieren in Energiemanagementsysteme beanreizen kann. Zusammenfassend können

Energiegemeinschaften indirekt dazu beitragen, das Flexibilitätspotenzial im Privatkundenbereich zu erhöhen.

4.4.2 Energiedienstleistungen und Teilnahme an Flex+-Plattform

Nach dem Wortlaut des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespakets ist es Energiegemeinschaften erlaubt, Energie zu erzeugen und die eigenerzeugte Energie zu verbrauchen, zu speichern oder zu verkaufen. Weiters darf eine Energiegemeinschaft im Bereich der Aggregation tätig sein und für ihre Mitglieder Energiedienstleistungen erbringen (für EEGs festgeschrieben in §79 Abs. 1 EAG; für BEGs festgeschrieben in §16b Abs. 1 ElWOG). Nachdem es Energiegemeinschaften explizit gestattet ist, im Bereich der Aggregation tätig zu werden und Energiedienstleistungen (die beispielsweise auch das Anbieten von Regelenergie umfassen können) zu erbringen, spricht aus diesem Blickwinkel nichts dagegen, dass Energiegemeinschaften Teil des Flex+-Konzeptes werden und somit an der Plattform teilnehmen. Insbesondere die Tatsache, dass sämtliche Verträge im Rahmen von Flex+ über konventionelle Energieversorger abgewickelt werden, würde die Teilnahme von Energiegemeinschaften an der Plattform erleichtern.

Grundsätzlich sollte jedoch auch festgehalten werden, dass es nicht zu erwarten ist, dass sich viele Energiegemeinschaften im Bereich der Regelenergie engagieren. Zum einen ist zu erwarten, dass Energiegemeinschaften tendenziell „kleinteilig“ angelegt sind und somit das Flexibilitätspotenzial unerheblich ist.

4.5 Per EU-Verordnung bindende Punkte aus dem Clean Energy Package

Die Electricity Market Regulation (EMR), welche bereits seit ihrer Veröffentlichung im CEP bindend ist, sieht in ihrer Zieldefinition vor, dass in der Vergangenheit rein passive Stromkund:innen nun gleichberechtigt mit anderen Marktteilnehmer:innen Zugang zu den Strommärkten erfahren sollen. Auch soll ihr Energieverbrauch steuerbar werden und Flexibilitätspotentiale, insbesondere Laststeuerung und Energiespeicherung, genutzt werden. Dabei soll Flexibilität marktbasierter über adäquate Strompreisbildung beanreitzt werden.

4.5.1 Aggregation

Die EMR weist explizit darauf hin, dass allen Marktteilnehmenden, auch jenen, die fluktuierende erneuerbare Elektrizität sowie Laststeuerung und Speicherung anbieten (einzelne oder über Aggregatoren), diskriminierungsfreier Zugang zum Regelreservemarkt gewährt werden muss (Art. 6 Abs. 1 lit. c EMR). Ebenso darf es zu keiner Diskriminierung im Präqualifikationsverfahren kommen (Art. 6 Abs. 8 EMR). Auch die Day-Ahead- und Intraday-Märkte der EU müssen so organisiert sein, dass sie für alle Marktteilnehmenden einzeln oder durch Aggregation zugänglich sind (Art. 7 Abs. 2 lit. h EMR). Die Netzentgelte dürfen darüber hinaus Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen (Art. 18 Abs. 1 EMR).

4.5.2 Flexibilität

Die EMR hat eine neue Vereinigung gegründet, die „EU DSO entity“, welche, u.a., die Planung der Verteilnetze innehaltet und zur Erleichterung der lastseitigen Flexibilität und Laststeuerung, als auch zur Erleichterung des Zugangs der Verteilnetz-Nutzer:innen zu Märkten beitragen soll (Art. 55 Abs. 1 lit. c EMR). Zudem sollen Netzentgelte so gestaltet sein, dass sie kostenorientiert und transparent sind und der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen (Art. 18 Abs. 1 EMR).

4.5.3 Energiearmut und schutzbedürftige Kund*innen

Die EMR behandelt weder Energiearmut noch schutzbedürftige Kund:innen. Diese Themen werden jedoch vermehrt in der Renewable Energy Directive und der Electricity Market Directive behandelt, die in weiterer Folge diskutiert werden.

4.6 Punkte mit Relevanz für das Projekt aus dem Clean Energy Package, die im EAG noch nicht umgesetzt sind

Dieser Abschnitt behandelt Zielsetzungen der Direktiven des Clean Energy for all Europeans Package (CEP), welche nicht durch das EAG umgesetzt wurden. Dabei werden für das Flex+-Konzept relevante, aber bereits im EAG umgesetzte Themen nicht mehr explizit erwähnt.

Bereits in ihrer anfänglichen Zieldefinition bekräftigt die Electricity Market Directive (EMD), dass alle Kund:innengruppen, welche Industrie-, Geschäfts- und Haushalts-Kund:innen miteinschließen, Zugang zu den Elektrizitätsmärkten haben sollen. Dabei sollen sie Flexibilität und selbsterzeugten Strom handeln können. Aggregation soll dabei helfen, kleinere Einheiten dem Markt zur Verfügung zu stellen. Spezifische Aggregator-Modelle sollen je Mitgliedsstaat definiert werden, wobei z.B. Ausgleichsenergie-Verantwortlichkeit zu definieren ist. Produkte sollen dabei an allen Elektrizitätsmärkten geschaffen werden (z.B. Systemdienstleistungen), um Demand Response zu forcieren. Verbrauchenden kommt eine zentrale Rolle zu, um die notwendige Flexibilität zur Anpassung des Verbrauchs an volatile erneuerbare Stromproduktion bereitzustellen. Verbrauchende sollten in der Lage sein, dem System Flexibilität bereitzustellen, etwa durch Speicherung von Energie (z.B. durch Elektrofahrzeuge), durch Laststeuerungs- oder durch Energieeffizienzprogramme. Ebenso sind die Netzbetreiber angehalten, Maßnahmen zur Erhöhung der Widerstandsfähigkeit und der Flexibilität ihrer Netze zu treffen. Weiters schafft die Electricity Market Directive die rechtliche Grundlage für Bürgerenergiegemeinschaften.

Die Renewable Energy Directive fokussiert auf die verstärkte Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, wobei der Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen mit möglichst geringen Kosten für Verbraucher:innen verbunden sein soll, um auch Energiearmut und schutzbedürftige Verbraucher*innen zu inkludieren. Erneuerbare Erzeugungstechnologien sollten nach Möglichkeit einen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems leisten, während darauf geachtet werden soll, dass Technologien, die nicht in ausreichendem Maße zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beitragen und Flexibilitäten bereitstellen, reduziert werden. Ebenfalls behandelt die RED Themen wie Eigenversorgung im Bereich erneuerbarer Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, die durch geeignete FLEX+

Unterstützungen auf Augenhöhe mit großen, etablierten Akteur:innen agieren können sollten. Durch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften werden Möglichkeiten geschaffen die Energieeffizienz auf Ebene der Privathaushalte zu verbessern und Energiearmut zu bekämpfen. Um Endkund:innen zu unterstützen, sieht die RED auch vor, dass eine Marktteilnahme auch indirekt via Aggregation möglich ist.

4.6.1 Aggregation

Dabei ist der Terminus "Aggregierung" laut EMD definiert als „eine von einer natürlichen oder juristischen Person ausgeübte Tätigkeit, bei der mehrere Kundenlasten oder erzeugte Elektrizität zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt werden bzw. wird“ (Art. 2 Z. 18 EMD). Im Folgenden unterliegen Aggregatoren bzgl. Kündbarkeit und Wechsel denselben Pflichten wie andere Energieversorger (Art. 12 EMD). Zusätzlich sieht die EMD vor, dass Endkund:innen einen Aggregierungs-Anspruch haben, auch ohne Zustimmung ihres Energieversorgungsunternehmens (Art. 13 EMD). Prosumer, in der EMD auch „aktive Kund*innen“ genannt, sollen das Recht haben, direkt oder über Aggregatoren diskriminierungsfrei an allen Elektrizitätsmärkten teilhaben zu können (Art. 16 EMD). Explizit weist Art. 17 der EMD darauf hin, dass Laststeuerung (neben Erzeugungsanlagen) durch Aggregierung diskriminierungsfrei an Elektrizitätsmärkten teilnehmen können soll und dies sowohl durch Übertragungsnetzbetreiber als auch Verteilnetzbetreiber ermöglicht werden soll. Dabei ist Ausgleichsenergie-Verantwortlichkeit zu übernehmen (entweder über eine eigene oder Bilanzgruppe eines Dritten) (Art. 17 Abs. 3 EMD)³. Zudem lässt Art. 18 Abs. 4 EMD den Mitgliedsstaaten offen, ob Ausgleichszahlungen von Energieversorgungsunternehmen oder teilnehmenden Endkund:innen zu tätigen sind, wenn andere Marktteilnehmende von der Aktivierung der Laststeuerung betroffen sind.

In der Renewable Energy Directive werden Aggregatoren oftmals als ‚Mittel‘ genutzt, um Endkund:innen zu unterstützen. Peer-to-peer Trading kann indirekt über einen Aggregator abgewickelt werden (Art 2 Abs. 18 RED) und auch das Konzept der ‚renewables self consumers‘⁴ kann via Aggregatoren erfolgen (Art. 21 Abs. 2 RED). Weiters wird in der RED

³ Das Thema der Ausgleichsenergieverantwortlichkeit wurde dabei nicht in das österreichische EAG übernommen, in welchem die Zuständigkeit für Ausgleichsenergieverantwortung für Energiegemeinschaften nach wie vor beim Reststromlieferanten liegt. Um Aggregierungsdienstleistungen nach österreichischem EAG anzubieten, die einen Verkauf von Strom an Nicht-Energiegemeinschaftsteilnehmende beinhalten, müsste die Energiegemeinschaft einen Stromhändler- oder Stromlieferantenstatus beantragen (Stand März 2022).

⁴ ‚Renewable self consumers‘ bezeichnet lt. RED „[eine/]einen Endkund[*in], der an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen oder, sofern die Mitgliedsstaaten das gestatten, an einem anderen Ort für seine Eigenversorgung erneuerbare Elektrizität erzeugt und eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität speichern oder verkaufen darf, sofern es sich bei diesen Tätigkeiten – im Falle gewerblicher Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität – nicht um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt“.

festgeschrieben, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften das Recht haben, an allen passenden Energiemarkten entweder direkt oder via Aggregierung, diskriminierungsfrei teilzunehmen (Art. 22 Abs. 2c RED). Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ist es auch selbst erlaubt, Aggregierungsdienstleistungen zu erbringen (Art. 22 Abs. 4b RED). In welchem Umfang dies möglich sein soll, wird den Mitgliedsstaaten (und deren nationalen Rechtsumsetzungen) frei gelassen.

4.6.2 Flexibilität

Flexibilität wird nicht explizit in den EU-Direktiven definiert, ist jedoch Bestandteil der Definition eines/einer „aktiven Kund:in“ (Prosumer). Die EMD beschreibt diese/n als Endkund:in (oder auch Gruppe von Endkund:innen), die/der „erzeugte Elektrizität verbraucht oder speichert oder eigenerzeugte Elektrizität verkauft oder an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzprogrammen teilnimmt, sofern es sich dabei nicht um seine bzw. ihre gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt“ (Art. 2 Z. 8 EMD). Nach Art. 15 Abs. 5 EMD sollen aktive Kunden, in deren Eigentum sich eine Speicheranlage befindet – sofern sie Strom an Ort und Stelle verbrauchen oder Flexibilitätsdienstleistungen gegenüber dem Netzbetreiber erbringen – keiner doppelten (Netz-)Entgeltpflicht unterworfen sein. Verteilnetzbetreiber werden explizit angehalten, durch einen geeigneten Regelungsrahmen, Flexibilitätsdienstleistungen in ihrem Netzbereich zu beschaffen. Diese Dienstleistungen umfassen Anbietende von Erzeugung, Laststeuerung und Energiespeicherung, als auch Energieeffizienzmaßnahmen. Die Beschaffung dieser Dienstleistungen sollte transparent und diskriminierungsfrei und, wenn möglich, marktgestützt erfolgen (Art. 32 Abs 1 EMD). Des Weiteren ist das Verfahren zur Beschaffung der Flexibilitätsdienstleistungen anhand von Marktprodukten durch die Regulierungsbehörde oder durch die Verteilnetzbetreiber (mit Genehmigung der Regulierungsbehörde) einheitlich – zumindest für einen Mitgliedsstaat – festzulegen. Dabei stehen die Verteilnetzbetreiber im engen Austausch mit den Übertragungsnetzbetreibern. Verteilnetzbetreiber sollen für die Beschaffung dieser Produkte adäquat vergütet werden, um die Kosten der Beschaffung, einschließlich der nötigen IKT- und Infrastruktur-Kosten, decken zu können (Art. 32 Abs. 2 EMD). Erforderliche Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz werden im Netzentwicklungsplan mittel- und langfristig festgehalten. Der Anschluss für Elektromobilität an das Verteilnetz, als mögliche Flexibilität, soll nach Art. 33 EMD erleichtert werden, wobei Verteilnetzbetreiber nicht Eigentümer der Ladepunkte sein dürfen (Ausnahmen werden gelistet).

Das Thema der Flexibilität ist in der Renewable Energy Directive nur spärlich behandelt. Es wird vermerkt, dass die Europäische Kommission Investitionen in neue, flexible und saubere Technologien fördern sollte und gleichzeitig eine Strategie entwickeln sollte, um Technologien, die nicht ausreichend zur Reduktion der Emissionen beitragen oder ausreichend Flexibilitäten bieten zurückzudrängen (recital 14 RED). Für den Fall länderübergreifender Kooperationen soll in den vertraglichen Vereinbarungen Maßnahmen berücksichtigt werden, die eine kostengünstige Integration zusätzlicher Kapazitäten für erneuerbare Elektrizität ermöglichen könnten, unabhängig davon, ob es sich um Regulierungsmaßnahmen (beispielsweise zur Marktgestaltung) oder um zusätzliche Investitionen in verschiedene Flexibilitätsquellen (beispielsweise Verbindungsleitungen, Speicherung, Laststeuerung oder flexible Erzeugung) handelt (recital 24 RED). Schließlich wird noch festgehalten, dass die Europäische Kommission die Mitgliedsstaaten bei der Entwicklung von Projekten und

Programmen unterstützen soll, die es unter anderem zum Ziel haben die Flexibilitäten des Energiesystems zu erhöhen.

4.6.3 Energiearmut und schutzbedürftige Kund:innen

Die Renewable Energy Directive erwähnt in ihren Zielen, dass durch Konstrukte wie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften Möglichkeiten geschaffen werden, die Energieeffizienz auf Ebene der Privathaushalte zu verbessern und – durch Senkung des Verbrauchs und niedrigere Versorgungstarife – Energiearmut zu bekämpfen (recital 67 RED). Weiters sollen Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass Informationen über Förderungen/Unterstützungsmaßnahmen auch vulnerablen Kund*innen zur Verfügung steht (Art. 18 Abs.1 RED). Allen Endkund:innen, einschließlich jenen innerhalb von einkommensschwachen oder schutzbedürftigen Haushalten, soll Zugang zur Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität gewährt sein (Art. 21, Abs. 6a RED). Auch die Teilnahme an Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften soll Kund*innen aus einkommensschwachen oder schutzbedürftigen Haushalten möglich sein (Art. 22 Abs. 4f RED).

Auch die Electricity Market Directive führt selbiges Ziel (analog zu Abs. 67 RED) zur Bekämpfung der Energiearmut in ihren Zielen an (recital 43 EMD). Ein weiteres Ziel ist es Messungen durchzuführen, um Informationen hinsichtlich der Anzahl an von Energiearmut gefährdeten Haushalten zu erlangen, um gezielt Unterstützung anbieten zu können (recital 59 EMD). Von Energiearmut betroffene Mitgliedsstaaten sollten Rahmenbedingungen zur Adressierung dieses Problems erarbeiten und die nötige Versorgung von schutzbedürftigen Kund:innen gewährleisten (recital 69 EMD). Die Mitgliedstaaten sorgen durch sozialpolitische Maßnahmen oder auf andere Weise als durch Eingriffe in die Festsetzung der Stromversorgungspreise für den Schutz der von Energiearmut betroffenen und der schutzbedürftigen Haushaltkund*innen (Art. 5, Abs. 2 EMD). Artikel 28 der EMD widmet sich schutzbedürftigen Kund:innen und hält fest, dass die Mitgliedstaaten Maßnahmen zum Schutz der Kund*innen treffen müssen und in diesem Zusammenhang den Begriff der ‚schutzbedürftigen Kund*innen‘ im etwaigen Bezug auf Energiearmut definieren sollen. Ebenso gilt das Verbot, solche Kund:innen in schwierigen Zeiten von der Energieversorgung auszuschließen. Artikel 29 der EMD hält fest, dass ein Kriterienkatalog hinsichtlich Energiearmut (z.B. niedriges Einkommen etc.) erstellt werden sollte, um die Zahl von Energiearmut betroffener Haushalte bestimmen zu können. Die Regulierungsbehörde muss zum Schutz schutzbedürftiger Kund*innen beitragen (Art. 58 lit. h EMD). Im Jahre 2025 soll die Kommission evaluieren, ob Kund*innen, und speziell schutzbedürftige und von Energiearmut betroffene Kund*innen, durch die EMD adäquat geschützt werden (Art. 68 Abs.2 EMD).

5 Prosumerteilnahme in Flexibilitätspools

Ziel des Kapitels ist es, die Einbindung von Prosumern und KomponentenbesitzerInnen im Projekt Flex+ zusammengefasst darzustellen, sowie die Erfahrungen aus den Testbeds in Bezug auf Flexibilitätseinbindung zusammenzufassen. Die Zusammenfassungen pro Komponente basierend auf den Ergebnissen der Testbed Befragungen mit KomponentenbesitzerInnen, die in die Testbeds eingebunden sind (siehe D12 zu den Ergebnissen der KPIs), der Dokumentation der aufgetretenen Herausforderungen während der Testwochen, sowie Reflektionsgespräche im Konsortium, sowie in Interviews mit Testbed Koordinatoren. Dies

dient als Basis für die weitere Erarbeitung von Best Practices sowie Handlungsanweisungen und potentiellen Verwertungsstrategien in Kapitel 7.

5.1 Erfahrung aus Testbed Einbindung von Prosumern

Die folgenden Kapitel stellen Zusammenfassungen aus den Reflektionsgesprächen zur Einbindung von TeilnehmerInnen (TN) in die Testbeds, insbesondere während der Testwochen mit Flexibilitätsvermarktung dar. Zusätzlich werden Ergebnisse aus den Testbed Befragungen von vor und nach den Testwochen, sowie zusammengefasste Rückmeldungen im Beschwerdemanagement ergänzt. Zu jedem der vier Komponenten Pools sowie den Energiemanagementsystemen wurden die Erkenntnisse jeweils in Bezug zur Akquise der Testbed TN, der Zufriedenheit der TN, die aufgetretenen technischen Herausforderungen und, falls gegeben, die bemerkbaren Auswirkungen seitens der TN dargestellt.

5.1.1 Batteriespeicher Pool

Testbed TN Akquise Herausforderungen: Als TN wurden vorwiegend Mitarbeiter:innen von Fronius eingebunden, die privat im Besitz eines Batteriespeichers sind. Das Finden von Teilnehmern OHNE Sonderlösungen im Haushalt war schwierig (spezielle Lasten, Energiemanagement, ...), in jedem einzelnen Haushalt mussten Anpassungen erfolgen. Es wurden Nutzungsvereinbarungen erstellt, welche die Einbindung der TN im Testbed des eigenen Unternehmens regeln, sowie die Rahmenbedingungen und die Vergütung darstellt. Die Übertragbarkeit dieser Nutzungsvereinbarungen ist daher für die weitere Verwendung für EndkundInnen nicht gegeben.

Nutzer:innenzufriedenheit: Die Zufriedenheit der TN wurde von der Testbedleitung generell als in Ordnung wahrgenommen, war jedoch nicht immer vollständig gegeben. Der Anspruch dahingehend, das Verhalten der TN nicht negativ zu beeinflussen, war in den Testwochen noch nicht ganz erfüllbar, da im ‚Proof of concept‘ die Funktionsfähigkeit des Algorithmus, die Umsetzung der Optimierung noch diverse technische Herausforderungen darbot. Die Zufriedenheit der TN ist von der Einsicht und Verständnis für die Abläufe im Testbed (Laden, Entladen und Preise) abhängig. Die TN haben bei wahrgenommenen Veränderungen teilweise eigene Erklärung für die Veränderungen des Speicherzustandes entwickelt, je nach Verständnis und Einblick wurden hier (teilweise falsche) Erklärungsansätze entwickelt. Die Testbed Befragung gab ein gemischtes Bild der TN Zufriedenheit – diese reichte von sehr zufrieden bis sehr unzufriedenen TN.

Technische Einbindung – Erfahrungen und Herausforderungen: Für jeden Haushaltsspeicher musste aufgrund der unterschiedlichen technischen Voraussetzungen (Wechselrichter Typ, Schnittstelle zum Wechselrichter, etc.) jeweils eine individuelle Lösung gefunden werden, was einen sehr hohen Aufwand und individuelle Betreuung erforderte. Kund:innen mit komplexen Energiemanagement/Smart Home Systemen konnten nicht eingebunden werden. Der ‚Ohmpilot‘, eine von Fronius entwickelte Power to Heat Lösung, konnte während der Testwochen (bzw. eigentlich nur während DA Fahrplan oder SRL Erbringung) nicht genutzt werden und wurde daher deaktiviert.

Als Schnittstelle zum Wechselrichter wurde ein Raspberry Pi als Datenausleser genutzt. Die Funktionalität im Testbed konnte sichergestellt werden, für Endkund:innen Vermarktung

FLEX⁺

sei jedoch hinsichtlich „Professionalität“ und Skalierbarkeit noch Verbesserungsbedarf vorhanden.

Nutzungseinschränkungen und Auswirkungen auf den Komfort: Eine Batterie wurde fälschlicherweise ganz entladen während es einen Stromausfall gab, weswegen die Batterieladung für den betroffenen TN zu diesem Zeitpunkt notwendig gewesen wäre. Ein anderes Mal hat ein Programmierfehler (Entladung nicht erlaubt) dazu geführt, dass bei den Kunden die Batterie immer voll gehalten wurde. Das Feedback der aktiven Demopool Teilnehmer:innen ergab als häufigste Rückmeldung das nicht nachvollziehbare Verhalten der Batteriespeicher während diverser Testwochen, der oftmals unnachvollziehbare Status der Ladetätigkeiten, sowie die nicht vorhandenen Informationen und Übersicht zur Projekteinbindung. In der TN Befragung gab es, im Vergleich zu anderen Komponenten, auch starke Unzufriedenheit mit dem Aufwand für Wartung und Instandhaltung des Batteriespeichers.

Motivation für TN und zukünftige Kund:innen: Bezuglich der Motivation potentieller Kund:innen ergaben die Testbed Wochen keine neuen Erkenntnisse, im Vergleich zu jenen die zu Projektbeginn dokumentiert wurden. Folgende Punkte wurden betont:

- Die Erhaltung des Nutzens des BS sei zentral. Um diese nicht einzuschränken, sei denkbar, einen Teil der Kapazität alleinig für den Kunden zu reservieren und frei über jenen Teil zu verfügen, der darüber hinaus geht (z.B. Ladung des Speichers zu preisgünstigen Zeiten, da Prognose wenig PV voraussagt).
- Eine Zeitnahe Information und Transparenz zur gegenwärtigen Nutzung des BS wäre hilfreich gewesen, ebenso wie eine grafische Aufbereitung und Erklärung der Nutzung des BS bei erfolgreicher Vermarktung.

Tarife und Vergütungsmodelle: Es wurde im Rahmen des Projektes kein finales Vergütungsmodell erarbeitet. Überlegungen hierzu betreffen mögliche Ansätze bzw. Denkansätze, wie z.B.:

- Wichtig ist die Vermeidung von möglichen 'Strafzahlungen durch den Übertragungsnetzbetreiber, wenn Regelenergie nicht erbracht wurde z.B. aufgrund einer Überschreitung der Komfortgrenzen oder Verletzung der Eigeninteressen der Endkund:innen. Dadurch wird die Systemfunktion erhalten und individueller Schaden/ Benachteiligung kompensiert.
- Mit den deutlich steigenden Strompreisen seit Wintersaison 2021/2022 wird erwartet, dass die Bedeutung für Kund:innen von Kostensenkung bzw. Ersparnis steigt.
- Die Aktivierung der Batteriespeicher ist durch den Testbedbetreiber im Testbed nicht gleichmäßig fair verteilt worden, es wurden zum Teil Manche Batterien häufiger einbezogen, die Vergütung im Testbed erfolgte jedoch pauschal. In einem Tarifmodell sollte daher die Vergütung in Relation zur Nutzung stehen, aber auch die Abrufe fair verteilt werden.

5.1.2 E-Auto Pool

Testbed TN Akquise Herausforderungen: Die Akquise von TN stellte eine Herausforderung dar, da wenige Kund:innen ihre privaten EV in das Projekt einbringen wollten. Als Grund für die Ablehnung der Teilnahme wurde Angst vor dem Entladen der Autobatterie und damit Einschränkungen für die EV Nutzung angegeben. Auch wenn hier Zusicherung (zu mind. Ladeständen) kommuniziert wurden, konnten diese Bedenken vielfach nicht ausgeräumt werden. Ebenso stellte sich die Vermittlung des Themas „Flexibilitätsvermarktung“ als schwierig dar, insbesondere die Vermittlung des Nutzens und des allgemeinen Mehrwerts über den individuellen „Benefit“ hinaus.

Nutzer:innenzufriedenheit: Generell wurde die Zufriedenheit als ok wahrgenommen, jedoch sei es schwierig den Kund:innen die Thematik der Flexibilitätsvermarktung näher zu bringen, bzw. verständlich zu vermitteln, welchen Mehrwert dieses Thema auch auf gesellschaftlicher Ebene bringt und nicht nur ihnen als Einzelperson. Aus den Testbedbefragungen (siehe D12) zeigt sich eine generell hohe Zufriedenheit, z.B. hinsichtlich des Aufwands, der Bedienungsfreundlichkeit, sowie generell eine gleichbleibend hohe Zufriedenheit mit der Nutzung des EVs. Eine Person von fünf Befragten beklagte eine Verschlechterung des Komforts der EV Nutzung.

Technische Einbindung – Erfahrungen und Herausforderungen: Die Abfrage des Ladezustands beim EV über den AC Ladepunkt war nicht gegeben, hierfür hätte es eine eigene Schnittstelle benötigt. Daher sollte die Eingabe von EV Nutzer:innen manuell über eine App erfolgen, diese wurde jedoch kaum genutzt, bzw. gab es sehr hohe Fehleranfälligkeit oder unplausible Angabe der TN. Daraufhin wurde die App Nutzung eingestellt. Die Anbindung an die Flex+ Plattform war generell gut durch Prozesse definiert, allerdings stellte sich heraus, dass das Datenformat zum Austausch nicht ideal gewählt wurde bzw. häufige Fehler zeitaufwendige Korrekturen benötigten (z.B.: Zeitformat inkl. Sommer- und Winterzeit Anpassung).

Nutzungseinschränkungen und Auswirkungen auf Komfort: Trotz vorhandenen Informationen zum Ablauf und den zu erwartenden Veränderungen bei der Ladung des EV, zeigten sich TN (gerade zu Beginn der Demophase) unsicher und irritiert durch den verzögerten Start des Ladens. TN beschwerten sich darüber und versuchten teilweise selbst den Ladevorgang zu starten und den Fahrplan der Komponente zu überschreiben. Seitens der TN gab es Beschwerden zum Ladezustand der Batterie, Unsicherheiten zu verändertem Ladeverhalten sowie zu einem Komplettausfall des E-Autos.

Motivation für TN und zukünftige Kund:innen: Gut bewährt hat sich kostenloses Laden des EV beim Arbeitgeber, zudem werden generell finanzielle Anreize empfohlen. Eine konkrete Ersparnis bzw. Benefit, sowie die Abwesenheit von zeitlichem Aufwand in der alltäglichen Nutzung seien zentral.

5.1.3 E-Boiler Pool

Testbed TN Akquise Herausforderungen: Auch hier gab es sehr große Herausforderungen bei der Suche von TN für das Testbed. Es war viel Überzeugungsarbeit sowie Einzelbetreuung notwendig, um TN zu finden. Daher hat sich dieser Prozess der Akquise etwas

verzögert. Herausfordernd war dabei die Vermittelbarkeit des Nutzens im Vergleich zum Initialaufwand, die Sorge um Komforteinbußen, der Eindruck der Nutzen sei für EVUs und andere Technologieanbieter höher als für Endkund:innen. Dazu kamen weitere Ängste, wie ein mögliches eigeninitiatives Handeln eines EVU auf Kosten des Kund:innenkomforts, Strahlungsbelastung (GSM) durch die smarten Geräte, sowie die Gefährdung der Privatsphäre und des Datenschutz (Standort auslesen). TN benötigen starken Anreiz (Bonus, „Goodies“) um zur Mitwirkung zu motivieren. Als Anreiz wurden pro Jahr 50 Euro Vergütung gegeben.

Viele Nachfragen zur Vermittlung des Konzepts zeigen die Notwendigkeit, Vermittlung des Themas sehr einfach zu gestalten. Das Interesse an Mitwirkung sei eher für technikinteressierte Personen bzw. „Early Adopters“. Einige Kund:innensegmente eignen sich weniger, bzw. waren prinzipiell skeptischer eingestellt (Starke Abhängigkeit von Technikaffinität, Bildungsstand, Alter, Einkommen etc.).

Nutzer:innenzufriedenheit: Überwiegend sei eine hohe Zufriedenheit bei den TN vorhanden gewesen, einige Ausfälle während der Testwochen wurden von 1-2 einzelnen TN direkt zurück gemeldet, während andere Bewohner:innen vom Ausfall noch nichts bemerkt hatten. Eine schnelle Problemlösung konnte hier gröbere Probleme und Beschwerden vermeiden.

Technische Einbindung – Erfahrungen und Herausforderungen: Der „smarter Boiler“ wurde entwickelt und musste anschließend bei TN installiert werden, dadurch entstand mehrmaliger Aufwand für Installateur etc.. Außerdem gab es Probleme bei der Montage sowie Verkalkung eines Boilers, was dazu führte, dass ein Boiler ausgetauscht werden musste. Standardteile haben teilweise nicht den Qualitätsanspruch gehalten, daher wurde eine Qualitätsüberprüfung eingeführt, alle Teile einzeln getestet und die Thermostate einzeln überprüft. In der technischen Entwicklung des smarten Boilers wurde auf bessere/ höher qualitative Bauteile gesetzt, um diesen Fehler zu vermeiden. Es gab außerdem Steuerungsprobleme bei den ersten Tests, die schnell behoben werden konnten. Gelegentliche Ausfälle in der Kommunikation bzw. serverseitiger Steuerung führte zu Ausfällen beim Boiler.

Nutzungseinschränkungen und Auswirkungen auf den Komfort: Ausfälle wirken sich unmittelbar auf die Warmwasserverfügbarkeit etc. aus und sind daher als sehr relevant zu betrachten. Aus den dokumentierten Beschwerden im Testbed zeigen sich Rückmeldungen zur Verfügbarkeit von Warmwasser über Nacht, sowie generell das Ausfallen von Verbindungen zum Server sowie fehlende Reaktion auf Schaltbefehl.

Motivation für TN und zukünftige KundInnen: Auch hier wurde rückgemeldet, dass der klare monetäre Anreiz, die verbesserte Komfortleistung des Boilers sowie auch ein sehr einfaches Modell zum Einstieg in das Flexibilitätsmodell in Zusammenarbeit mit einem Tarifmodell notwendig seien. Vertrauen in das Produkt, und einfach abschließbare Verträge in Zusammenarbeit mit dem Vertrag des EVUs sei wichtig. Auch gebe es teilweise Interesse an Umwelt- und Klimawirkung, diese seien jedoch zweitrangig. Die Mehrzahlungsbereitschaft alleinig für den Klimaschutz sei laut den Testbedverantwortlichen nicht gegeben. Zusätzliche Serviceangebote und erhöhter Komfort (beispielsweise im Vergleich zu Nachtstromspeicher) könnten Zusatzargumente für den Kauf darstellen, welche über den Preis

hinaus gehen. Bei mehr Aufladungen könnte sogar das Speichervolumen reduziert werden, eine „Boosterfunktion“ sei möglich. Zudem könnten online zusätzliche Angebote, wie etwa eine Ersatzteilliste und ein Handbuch zusätzliche zur Verfügung gestellt werden.

5.1.4 Wärmepumpen Pool

Testbed TN Akquise Herausforderungen: Die Akquise der TN erfolgte mittels E-Mail Ausschreibung an bestehende Kund:innen, der telefonische Kontakt erwies sich als erfolgreicher und war notwendig um eine ausreichende TN-Anzahl zu erreichen. Eine Nutzer:innenvereinbarung wurde erstellt, in der die Vergütung geregelt war und Teilnahmebedingungen erklärt wurden.

Nutzer:innenzufriedenheit: Wie in D12 dargestellt, gab es seitens der Testbed TN keine negative Veränderung hinsichtlich der Zufriedenheit der Nutzung der WP während des Forschungsprojektes. Die Zufriedenheit sei gleich geblieben oder habe sich sogar verbessert. 8 von 9 Befragten waren zufrieden mit dem Heizen, nur ein TN war sehr unzufrieden.

Technische Einbindung – Erfahrungen und Herausforderungen: Generell war die technische Umsetzung erfolgreich, die Qualität der Optimierungsergebnisse an stellte sich allerdings als verbesserungswürdig heraus. Das Nachrüsten von Komponenten (z.B. Temperatur-Fühler) war teilweise notwendig. Weitere im Gebäude angebrachte Temperatursensoren könnten die Ergebnisse weiter verbessern.

Nutzungseinschränkungen und Auswirkungen auf den Komfort: Während der Ansteuerung können Kund:innen keine eigenen Einstellungen vornehmen, die Anlage bzw. das Zielprogramm ist in der Bedienung der Komponenten-App gesperrt. Zwar wurde dadurch die Bedienung eingeschränkt, aber der Fahrplan und die angenommenen Komfortgrenzen konnten trotzdem eingehalten werden. Wenn der Komfort eingeschränkt war oder individuelle Einstellungen geändert wurden/ Störungen vom Fahrplan stattfanden, setzte ein Alternativfahrplan als „fall back“ Option ein. In der Testbedumfrage wurden Beschwerden erfasst und Einschränkungen abgefragt: Vereinzelte Beschwerden betrafen Themen wie das veränderte Verhalten der WP und häufigeres Takten, zu hohe oder niedrige Raumtemperaturen sowie Störungsmeldungen.

Motivation für TN und zukünftige KundInnen: Erfolgreiche Maßnahmen zur Motivation der TN stellte der direkte Kontakt dar sowie die Wahrung von Komfortgrenzen dar. Endkund:innen sollten außerdem Kosten einsparen. Laufende Kommunikation zum veränderten Verhalten der WP sei notwendig, sodass die Abweichung zum gewohnten Betrieb nachvollziehbar bleibe. Geschäfts- oder Tarifmodelle für die weitere Motivation, sowie die Kombination mit flexiblen Tarifen wurde hier nicht weiter analysiert.

5.1.5 Energiemanagement Pools

Testbed TN Akquise Herausforderungen: Im *Smart Home Pool* gab es keinen direkten Kund:innenkontakt, Akquise war nicht notwendig, da die Demo bei einem Projektpartner (Sonnenplatz Großschönau) durchgeführt wurde.

Für die zweite Demo wurde der Unternehmensstandort der *W.E.B.* genutzt, an dem 40 E-Autos am Standort für Mitarbeiter:innen (MA) zur Verfügung stehen. Im Grunde wurden

FLEX⁺

dadurch alle MAs indirekt eingebunden, jedoch war keine konkrete Akquise sowie Vergütung notwendig.

Nutzer:innenzufriedenheit aus Sicht der Testbed Koordinatoren: Im *Smart Home Pool* hat großteils alles funktioniert, es gab genügend Informationen aus Sicht des Kläranlagenwärts, es wurden keine unvorhergesehenen Ereignisse bzw. Störungen im direkten Austausch kommuniziert. Da es keine Endkund:innen gab, wurde die Nutzer:innenzufriedenheit nicht gemessen.

Im EMS der W.E.B gab es Feedback zum E-Auto (EV) Ladestand, wenn dieser nicht vollständig geladen war. Dennoch gab es keine aktiven Beschwerden der TN.

Technische Einbindung – Erfahrungen und Herausforderungen: *Smart Home Pool:* Alle Geräte, die im Testbed eingebunden wurden, hatten jeweils ein eigenes Verhalten und bestimmte Leistungsgrenzen, welche für die Smart Home Einbindung individuell angepasst werden mussten.

Ursprünglich wurden für alle Devices separate Regeln pro Gerät erstellt. Daraus ergibt sich ein komplexes System mit vielen Wechselwirkungen, was dementsprechend auch das Debugging komplex gestaltet. Die Menge an Regeln die sich aus der Optimierung von $\geq 24\text{h}$ ergab, haben die Menge des herkömmlichen Smart Home Use Cases übertroffen und das System an seine Grenzen gebracht. Dadurch wurden Optimierungsregeln von mehr als 24 Stunden zeitverzögert oder gar nicht ausgeführt. Als Lösung wurde daher die Regelerstellung angepasst, fortan gab es je Viertelstunde nur eine Regel für alle Devices. Außerdem wurde, wenn der Optimierungsalgorithmus innerhalb von 30 Minuten keine optimale Lösung gefunden hat, die Optimierung abgebrochen und keine (Intraday)Smart Home Rules erstellt. In diesem Fall wurde das Fallback-Szenario ausgeführt

Eine weitere Herausforderung betraf die Aufbereitung der Daten für die Simulation (Referenzszenario), da das Smart Home Gateway (wo die Optimierung ausgeführt wird) ein verzahntes Echtesystem ist, mit dem Zweck verschiedene Geräte zu steuern. Für Simulationen ist das Gateway nicht ausgelegt. Dies zeigt sich analog bei der Datenauswertung für die KPIs.

EMS W.E.B: Das Gesamtgebäude inklusive PV und Speicher wurde gesteuert, dadurch gab es Auswirkungen auf das Lademanagement der Ladesäulen für den EV Pool. Die Änderung der Ladeleistung wurde bei den EVs nicht durchgeführt, da die Informationseingabe für Fahrer:innen nicht sinnvoll umsetzbar war. Die App zur Erfassung von Nutzer:innen Einstellungen sei auch hier über den Rahmen des Projektumfangs hinaus gegangen.

Der Einfluss auf den Ladestand der Batterien resultierte aus einer reduzierten Ladung des Batteriespeichers auf Grund von fehlender PV Erzeugung (Speicher ist dann leer). In Lastkritischen Situationen könnte eine Nicht-Verfügbarkeit des Speichers zum Erhöhen der Ladeleistung der EVs führen. Die früheren Tagesstunden (z.B. 07:00 Uhr) waren meist ökonomisch interessant, doch konnte hier oft nur der Grundverbrauch des Gebäudes reduziert werden, da noch nicht genügen EVs am Standort angeschlossen waren.

Nutzungseinschränkungen und Auswirkungen auf den Komfort: *EMS W.E.B.:* Das Nutzungsverhalten der EV Fahrer:innen am Standort war nicht ideal im Timing mit der **FLEX+**

ökonomisch optimierter Nutzung. In lastkritischen Situationen fehlte der Speicher zum Erhöhen der Ladeleistung der EVs. Ein festgelegtes Ladestand-Ziel würde zwar die Ladung optimieren, jedoch die ökonomische Optimierung einschränken.

Motivation für TN und zukünftige KundInnen: *EMS W.E.B.*: Eine für alle Mitarbeiter:innen nutzbare Visualisierung des Fahrplans der Anlage könnte hilfreich zur Vermittlung des Konzepts sein, dies wurde erst am Ende des Projekts auf einem Monitor im Empfangsbereich des Standortes umgesetzt. Diese Darstellung war jedoch nicht für alle teilnehmenden Mitarbeiter:innen örtlich erreichbar.

6 Best Practices und Lessons Learned

In einem dreistufigen Reflektionsprozess wurden gemeinsam mit dem Projektkonsortium jene Methoden und Lösungen erarbeitet, die als „Best Practice“ im Projekt entwickelt wurden und als solche in zukünftige Projekte übernommen werden können. Der Reflektionsprozess umfasste hierbei zwei Workshops mit dem Projektkonsortium im Rahmen der Konsortialmeetings, sowie Reflexionsgespräche mit Vertreter:innen aller Demo Pools bzw. jenen Personen, die in Konzeption, Umsetzung und Durchführung der Demo Pools und Testwochen involviert waren.

„Best Practice“ bezeichnet hierbei Lösungen, die sich bewährt haben, optimale Abläufe und Lösungen generiert haben und dadurch weiterhin als Vorbild dienen können. Zudem wurden Verbesserungsvorschläge und „Lessons learned“ formuliert, die die Diskrepanz zwischen der Projekterfahrung und einer möglichen „Best Practice“ Lösung darstellen.

Thematisch wurden die Best Practice Lösungen in Bezug auf Use Cases (6.1) und deren Umsetzungen in den Testbeds beschrieben. Zudem wurden Best Practices pro Komponenten Pool (6.2) zusammengefasst, wie z.B. die Baseline und Forecasts, die Datenverfügbarkeit und Schnittstellen der Komponenten, Ansteuerung der Komponenten sowie die Kund:inneneinbindung, die FLEX+ Plattform (6.3), sowie allgemeine Best Practices und „Lessons Learned“ (6.4).

6.1 Use Cases

Hinsichtlich der Use Cases konnten in den Testbeds folgende Best Practices und „Lessons Learned“ zusammengefasst werden:

6.1.1 Day-Ahead (DA)

Der Day-Ahead Use Case wurde in allen Testpools umgesetzt:

- Der DA-UC hat eine vergleichsweise geringe Komplexität, daher zeigt sich hier eine gute Umsetzbarkeit
- Um die physikalischen Modelle im Zuge der Demo-Implementierung testen zu können, ist es empfehlenswert, ehestmöglich mit einem einfacheren UC (z.B. Day-Ahead-UC) zu beginnen und komplexere Nebenbedingungen erst nach und nach zu ergänzen.

- Das Erlöspotential hat sich als eher gering in allen Pools herausgestellt, dennoch ist ein funktionsfähiger und gut getester DA-UC eine gute Voraussetzung für die Implementierung von komplexeren UCs.
- Für Batteriespeicher Anwendungen wurde dieser UC als sehr relevant und einfach umsetzbar identifiziert.

6.1.2 Intraday (ID)

Der Intraday Use Case wurde für den Boiler Pool, das Energiemanagementsystem und den EMS umgesetzt:

- Wenn für die Pools ausschließlich eine DA-Optimierung durchgeführt wird, treten für manche Komponenten teilweise sehr starke Prognoseabweichungen auf. Der Intraday-Handel ist in diesem Fall sehr relevant, um diese Prognoseabweichungen abzufangen. Erfolgt dieser Schritt nicht, können bei großen Abweichungen teure Kosten für Ausgleichsenergie entstehen.
- Das zusätzliche Erlöspotential ist eher gering in allen Pools.
- Im Boiler Pool konnte die Fahrplanhaltung und Regulierung durch den Intraday-Handel technisch und wirtschaftlich effizient und gut umgesetzt werden.
- ID-Handel hat eine geringere Komplexität in ihrer Umsetzung als Handel an SRL-Märkten, aber eine höhere Komplexität als der reine DA Handel

6.1.3 Sekundärregelreserve (SRL)

Für Sekundärregelenergie wurden jeweils Testwochen für den Pool der Batteriespeicher, E-Autos, Wärmepumpen und E-Boiler durchgeführt:

- In den Simulationen ergab sich für diesen UC im Vergleich zu den anderen Use Cases das größte Ertragspotenzial (Konkret im Zeitraum von 2018-2019).
- Sowohl in der Optimierung als auch in der Umsetzung ergab sich eine verhältnismäßig hohe Komplexität. Dies ist auf die hohe Anzahl an zusätzlich benötigten Datenprozesse zur Flex+ Plattform und eine steigende Optimierungskomplexität zurückzuführen.
- Eine höhere Modellkomplexität im Vergleich zu den anderen UCs ergab längere Laufzeiten in der Lösungsfindung bei der Optimierung.
- Im SRL-UC wurde aufgrund der Poolgröße und der 4h Produkte der gesamte Pool in einem Optimierungsproblem behandelt. Dabei skaliert die Laufzeit aber nicht mehr linear mit der Poolgröße. Eine Optimierung auf Komponentenebene führt eventuell nicht zum globalen Optimum, kann aber in Hinsicht auf die Laufzeiten zu bevorzugen sein. Die Poolgröße ist in diesem Fall hinsichtlich der Laufzeit nicht mehr beschränkt.
- Die binäre Steuerung der Boiler erschwerte ebenfalls die Lösung des linearen Modells, wodurch sich sehr hohe Laufzeiten ergaben. In diesem Fall wurde eine Block Optimierung in 4h Produkten getestet, welche in iterativen Optimierungsschritten die Laufzeit sehr stark verringert, von über 10 Stunden, auf etwa 10 Minute. Daraus resultiert ein Trade-off zwischen dem globalen Optimum zugunsten der Lösbarkeit, das globale Optimum wird dabei möglicherweise nicht erreicht
- Ein starker Anreiz entsteht durch die reduzierten Netzentgelte, diese sollten daher bei Betrachtung der Wirtschaftlichkeit immer mitberücksichtigt werden.
- Um als Regelreserveanbieter anbieten zu können bedarf es einem großen Pool von mindestens 1MW Flexibilität. Zusätzlich braucht es Back-up/ Fallback Kapazitäten innerhalb des Pools.

- Kombinierte Use Cases bergen höhere Herausforderungen in der Umsetzung (z.B. beim E-Auto der Use Case DA + ID+ SRL). Die Wärmepumpen benötigen beispielsweise noch eine zweite parallele Schnittstelle für Regelenergie, zusätzlich zur Schnittstelle über welche der Fahrplan übergeben wird.

6.2 Komponentenpools

Die „Best Practices“ in Bezug zu Komponenten wurden auf Basis der Erfahrungen in den Testwochen in der realen Umsetzung erarbeitet und dementsprechend in den Unterkapiteln aufgegliedert:

6.2.1 Batteriespeicher

Best Practices:

- Im Rahmen des Projektes wurden sämtliche für die Präqualifikation des Batteriespeicher Pools notwendigen Unterlagen in Abstimmung mit der APG vorbereitet, was ein zentrales Best Practice darstellt.
- Der „Proof of concept“ für die Funktionsfähigkeit des Algorithmus und die Umsetzung der Optimierung wurde erfolgreich durchgeführt.
- Die gewählten Komponentenschnittstellen haben sich bewährt, dennoch mussten für die verschiedenen Komponenten jeweils andere individuelle Anpassungen aufgrund der technischen Voraussetzungen je Teilnehmer getätigt werden.
- Automatisiert gesteuerte Lasten müssen in das Konzept mit aufgenommen werden. Das Power to Heat Gerät „Ohmpilot“ o.ä. eigenverbrauchsoptimierende Komponenten könnte veranlassen, dass ins Netz einzuspeisende Energie konsumiert wird und dadurch RE Erbringung verhindern.

Verbesserungspotenzial:

- Bezuglich der Auswirkungen und der Einhaltung von TN Präferenzen im Realbetrieb gab es im Testbed noch gemischtes Feedback seitens der TN, da das „Proof of concept“ die Funktionsfähigkeit des Algorithmus bzw. die Umsetzung der Optimierung noch diverse technische Herausforderungen darbot.
- Teilweise wurden Work-arounds benötigt, z.B. bei der Datenauslesung beim Wechselrichter der älteren Generation, diese sollten bei neueren Generationen soweit wie möglich vermieden werden, indem die Anforderungen von Anfang an berücksichtigt werden.
- Vergütung im Testbed war noch nicht abhängig von der realen Nutzung, die Tarifierung im Realbetrieb bzw Endkund:innenprodukt muss dies allerdings berücksichtigen.

6.2.2 E-Auto

Best Practices:

- Verwendung eines linearer Optimierungsansatzes für die Optimierung der Ladevorgänge:

- Die Realisierung des Optimierungsansatzes konnte mit entsprechenden bestehenden Softwarebibliotheken und Kompetenzaufbau im Komponentenpool gut umgesetzt werden.
- Es besteht eine gute Performance für die aktuelle Anzahl an Ladepunkten im Komponentenpool, Skalierbarkeit für größeren Pool und Einhaltung der definierten Zeiten bei Prozessen der Flex+ Plattform wäre zu prüfen.
- Erstellen & Übergabe der Fahrpläne für die einzelnen Komponenten:
 - Funktionabler Ansatz durch verschiedene klar definierte Prozesse für den Datenaustausch mit der Flex+ Plattform.
 - Der Fahrplan im E-Mobilitätspool auf Komponentenebene wurde durch Optimierung erfolgreich aktualisiert und hat die Komponenten entsprechend gesteuert.
 - Umsetzung eines Offline-Modus: Dabei kann der zuletzt empfangene Fahrplan für die Komponente auch im Fall eines Internetausfalls weiter nachgefahren werden.
- Genügend großer Pool ist Voraussetzung für eine Regelenergie Teilnahme
 - Es wurden Reserve Ladepunkte für „Fallback“ vorgehalten: Verbundene E-Autos werden vorgehalten und kommen bei Ausfall von geplantem E-Auto zum Einsatz.
- App/User Interface
 - Es wurde eine einfache Bedienung umgesetzt, sodass der Ladevorgang bei Ankunft am Ladepunkt gestartet werden kann.
 - Aktuell wurde die App auch für die Eingabe des aktuellen Ladezustands des E-Autos bei Ankunft am Ladepunkt verwendet. Für zukünftige Lösungen die tatsächlich am Markt bestehen sollen ist es nötig, den Ladezustand automatisiert abfragen zu können (entsprechende Definitionen sind z.B. im ISO 15118 bereits vorhanden für AC Ladepunkte, Austausch von mehr Informationen zwischen Ladepunkt und E-Auto)

Verbesserungspotenzial:

- Vorhersagen für die Ansteckzeiten der E-Autos an Ladesäulen sollten noch weiter verbessert werden:
 - Aktuell wurden hier nur die historischen Ladevorgänge an einem Ladepunkt für ein entsprechendes E-Auto für den gleichen Tag der Vorwoche verwendet, bzw. dies noch mit einer längeren historischen Zeitreihe für Ladevorgänge für einen entsprechenden Ladepunkt und ein E-Auto ergänzt, sofern die Datenbasis das zugelassen hat
 - Hier könnte man sich alternative Vorhersagemodelle ansehen und dann mit dem aktuellen Modell vergleichen.
 - Zusätzlich sollte spontanes Verhalten der Teilnehmer noch besser abgebildet werden können.

- Testen der Optimierung bzw. der gesamten Lösung für den E-Mobilitätspool in einem größeren Maßstab mit mehr als den rund 6 Teilnehmer:innen in den aktuellen Demos.
- Für die Regelenergie Anwendungsfälle wäre eine noch größere Teilnehmerzahl sinnvoll bzw. könnte man sich auch im E-Mobilitätspool noch Fallback-Szenarien mit z.B. Batteriespeichern andenken und dazu auch die Optimierung und Aktivierung entsprechend erweitern.
- Erweiterung der App/UI z.B. um einen Kalender, in den der Teilnehmer/Kunde ganz einfach seine geplanten bzw. prognostizierten Zeiten am Ladepunkt adaptieren kann. Zusätzlich sollten hier weitere Informationen über das E-Auto gesammelt werden, die anschließend auch in der Optimierung wiederverwendet werden können (aktuell wurden die für den Rahmen des Projekts nur über eine interne nicht für den Kunden zugängliche Schnittstelle in den E-Mobilitätspool eingepflegt).

6.2.3 E-Boiler

Best Practise:

- Für die Boiler hat es sich bewährt, eine Zeitscheibe für Nachladung freizuhalten. Dies ergibt ein einfaches und robustes System welches gut skaliert werden kann. Weiter ist es mit kurzfristigen Märkten in Zukunft gut einsetzbar.
- Die Automatisierung von E-Boilern in Privathaushalten konnte technisch gut durchgeführt werden.
- Eine neue Schnittstelle wurde erarbeitet, bei neuem Flex+ „Plug’n’forget“ Boiler wird daher keine zusätzliche Installation von Hardware benötigt.
- Vor der Demo-Ansteuerung wurden alle Boiler gleichzeitig zur Aufladung angesteuert, daher stellte die optimierte Ansteuerung eine Verbesserung für das Netz dar, da die Gleichzeitigkeitsfaktoren verringert wurde. Die Koordination zwischen TSO und DSO/ Aggregator stellt daher in diesem Fall kein zusätzliches Hindernis dar.

Verbesserungspotenzial:

- Eine Vereinfachung von Modellen für größere Pools sollte in Betracht gezogen werden, da die größte Fehlerquelle ohnehin das Kund:innenverhalten darstellt, welches schwer prognostizierbar ist.
- Zum Vergleich sollten auch Rule based / statistical approach models anstelle von detaillierten physikalischen Modellen getestet und verglichen werden, mit dem Ziel die Lösungsgeschwindigkeit zu erhöhen.
- On/Off Boiler könnten beispielsweise erst als modulierend berechnet, und dann im Nachgang binär geschalten werden. Dies würde die Laufzeit (besonders im SRL Usecase) erheblich verkürzen.

6.2.4 Wärmepumpe

Best Practice:

- Die Übergabe vordefinierter Fahrpläne an die einzelnen Komponenten und die Umsetzung ist sehr robust (wenig Ausfälle, Backups/Fallbacks unerlässlich). Das Framework (Datenaufbereitung, Modellierung) wäre um beliebig viele Komponenten erweiterbar, d.h. es können jederzeit neue Wärmepumpen zum bestehenden Pool hinzugefügt werden, ohne Einbußen der Laufzeit für die Datenaufbereitung oder die Weiterleitung der Fahrpläne an die Wärmepumpen, insofern Server Kapazität gegeben ist.
- Das Abfahren der vorgegebenen Fahrpläne (WP folgen der Optimierung) funktioniert zuverlässig, außer die implementierten Fallbacks erkennen einen Komfortverlust, dann wird für die Dauer der Herstellung des eingestellten Komforts von den Fahrplänen abgewichen. Hierbei kann es sich sowohl um ein Über- als auch um ein Unterschreiten des gewünschten Komforts handeln. Diese Fallbacks können in Folgeprojekten verwendet/repliziert werden.
- Im Detail zeigt sich, dass einige Wärmepumpen den vorgegebenen Fahrplan ohne größere Probleme annehmen, bei einigen Anlagen bedarf es einer individuellen Anpassung bestimmter Parameter, z.B. Anpassung der maximalen Drehzahlen. Die Skalierbarkeit muss in Zukunft vorerst manuell durchgeführt werden, d.h. jede Anlage muss anfangs überprüft werden.

Verbesserungspotenzial:

- Die Prognosen der Verbrauchsprofile müssen noch verbessert werden. Dies trifft insbesondere auf den Wärmebedarf der Gebäude zu.
- Es gilt eine Balance zwischen einem effizienten, schnellen Optimierer und realitätsnähe/ besserer Optimierer durch realitätsnähe und Integration von Abhängigkeiten, Regler Verhalten und Limitationen zu finden.

6.3 Energiemanagementsysteme

Best Practices

- Der für die Lastprognose bei W.E.B. verwendete SARIMAX⁵ Ansatz kann die Prognose der nicht- flexiblen Lasten gut abbilden. Als Ersatzlösung für eine weniger aufwändige Prognoseerstellung haben aber auch die Tageweise berechnete Viertelstunden-Durchschnittswerte verhältnismäßig gute Ergebnisse geliefert, vorausgesetzt man behandelt Feier- und Wochenendetage extra.

⁵ Bestimmter Prognosealgorithmus, SARIMA steht für "Seasonal Auto-Regressive Integrated Moving Average with eXogenous factors"

- Als Solver wurde GLPK⁶ bei W.E.B. verwendet, was sich für LP („linear programming“) Probleme vollkommen ausreichend erwiesen hat, sowohl auf der Entwicklungsumgebung (mit Intel i5 Prozessor) als auch später auf dem Anwendungsserver. Es gab keine Laufzeitprobleme.
- Die Beschreibung des Problems als LP-Modell hat in der Optimierung gute Ergebnisse gebracht. Die daraus erwachsende Einschränkung bei der Beschreibung von nichtlinearem Verhalten bei hohen/niedrigen Ladezuständen führte aber zu Einschränkungen bei der Qualität der Modellierungen.
- Konflikte können sich zwischen verschiedenen Ansteuerungen ergeben, bzw. die Fragestellung welche gemeinschaftliche Optimierung findet hinter Netzzanschlusspunkt statt, welche Komponente (z.b. Fronius oder IDM) od. welches unabhängige Smart Home System/EMS übernimmt.
- Je weniger eingebaute Intelligenz im Gerät desto „direkter“ (einfacher) ist die Steuerung. Wenn Komponente einmal eingebunden ist, sehr tolles System auch um Aktivitäten der Komponente zu beobachten

Verbesserungspotenzial:

- Für die Optimierung wäre es interessant zusätzlich verschiedene Modellierungssätze in der Praxis zu vergleichen.
 - Ein MILP („mixed integer linear programming“) Ansatz hätte eine genauere Batterie Simulation/Optimierung ermöglicht, indem man die Lade- und Entladekurven stückweise linear modellieren hätte können. Die dadurch erhöhte Ausführungszeit der Optimierung wäre wahrscheinlich vertretbar gewesen, hätte aber unter Umständen negative Auswirkungen auf eine spätere Skalierbarkeit der Lösung auf mehrere simulierte Systeme gehabt.
- Eine weitere Herausforderung betraf die Aufbereitung der Daten für die Simulation (Referenzszenario), da das Smart Home Gateway (wo die Optimierung ausgeführt wird) ein verzahntes Echtesystem ist mit dem Zweck Geräte zu steuern. Für Simulationen ist das Gateway nicht ausgelegt. Dies zeigt sich analog bei der Datenauswertung für die KPIs.

6.4 FLEX+ Plattform

Best Practise:

- Die Plattform wurde für verschiedene Use Cases ausgelegt was es ermöglicht, sie erfolgreich parallel für mehrere Anwendungsfälle zu nutzen.
- Die Prozesse wurden erfolgreich implementiert.

⁶ Link zum Solver: <https://www.gnu.org/software/glpk/>

- Die Plattform stellt eine erfolgreiche Vorbereitung für die netzdienliche und strommarktdienliche Steuerung von Haushalts (Prosumer) Anlagen dar.

Verbesserungspotenzial:

- Es sollten Standardprozesse für Datenaustausch sowie für Live-Abrufe definiert werden.
- Weiters sind mehr Funktionen im Bereich Monitoring/Alerting nötig.
- Die KPI Auswertung könnte effizient über die Plattform abgewickelt werden. Methoden können standardisiert (als Prozess) für alle Pools einmal entwickelt werden, der Datenoutput und die Darstellung sind jedoch noch fehleranfällig.
- Die Plattform ist vom marktreifen Produkt noch entfernt, ein größerer Grad an Automatisierung ist notwendig.

7 Handlungsempfehlungen und Verwertungsstrategien

Die Testbedleiter:innen der Testbeds jeweils für den Wärmepumpen-, Boiler, Elektroauto sowie Batteriepool, sowie der beiden Testbeds des Energiemanagementsystems wurden jeweils zu den im Projekt aufgetretenen **Highlights, Barrieren und Hemmnissen, Datenschutz, sowie der Einbindung der Endkund:innen** befragt. Daraus wurden Handlungsempfehlungen und Verwertungsstrategien zu verschiedenen Themenkomplexen abgeleitet.

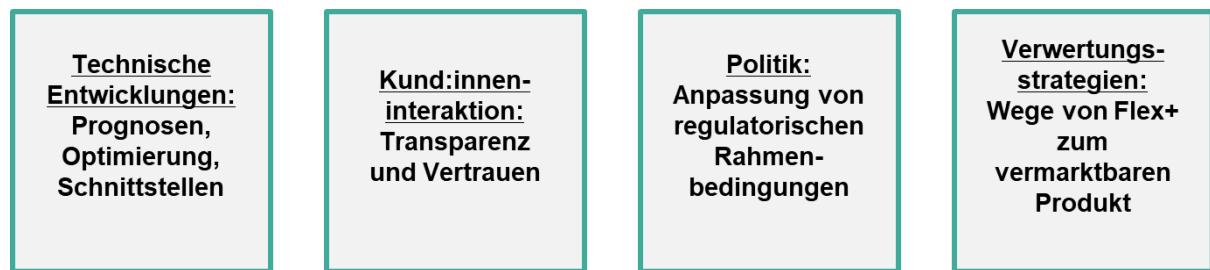


Abbildung 10 Übersicht über Themengebiete, zu denen Handlungsempfehlungen abgeleitet wurden

7.1 Handlungsempfehlungen für Entwickler (Prognosen, Optimierung, Schnittstellen)

- **Verbesserung von Prognosen der Start- und Endladezeitpunkte der EVs:** Die Prognose der Zeitpunkte, an denen das Elektroauto an der Ladestation angeschlossen wird, sollte weiter verbessert werden. Dabei muss auf das spontane und individuelle Verhalten der Teilnehmer:innen eingegangen werden, was innerhalb der Software für die Ladesäulen verbessert und optimiert werden könnte. Ein Ansatz, diese Prognosen zu verbessern, wäre die Entwicklung und Evaluierung von alternativen Vorhersage-Modellen. Wichtig ist für die Einbindung von Kund:innen außerdem eine einfache Bedienung, sodass der Ladevorgang einfach bei Ankunft am Ladepunkt gestartet werden kann. Daher empfiehlt es sich, Wert auf ein ansprechendes und funktionales User Interface zu legen.
- **Verbesserung der Prognose-/und Optimierungsmodelle des Wärmepumpenpools:** Da der Forecast des Kund:innenverhaltens sehr aufwendig und schwierig darzustellen ist (beispielsweise durch Heizen und Warmwasserbedarf) und weitere unbekannte Einflussgrößen den Forecast und damit die Fahrplanerstellung erschweren, wäre ein alternativer Ansatz, bei dem keine Einzelfahrpläne erstellt werden, geeigneter. Stattdessen könnte ein gemeinsamer Fahrplan für eine große (z.B. >100) Anzahl an Kund:innen erstellt werden, in dem sich Einzeleffekte besser ausgleichen. Verschiedene vereinfachte Modelle und Ansätze sollten getestet und verglichen werden.
- **Reduktion der Investitionskosten durch Nutzbarmachung von vorhandener Infrastruktur:** Die Fähigkeit der gegenwärtigen Zähler zu nutzen, auszulesen und Abrechnungen daraus zu erstellen, sind problematisch da für die Flexibilitätseinbin-

dung oftmals Investition und Installation in weitere Subzähler notwendig sind, die jedoch sich durch Einparungen nur langsam amortisieren. Ein Ansatz, der wenig bis keine Neuinstallationen benötigt, wäre daher zu bevorzugen.

- **Start der Implementierung mit vereinfachten Modellen, schrittweisen Steigerung der Komplexität:** Ein Verbesserungsvorschlag für zukünftige Projekte konnte hinsichtlich der Tatsache identifiziert werden, dass zu Beginn sehr detaillierte und mitunter auch komplizierte Anfangsmodelle entwickelt wurden. Nach Implementierung und Umsetzung im echten Demobetrieb gestaltete sich die Fehlersuche in diesen komplexen Modellen als äußerst schwierig und aufwendig. Die Implementierung eines anfänglich einfacheren Modells, das erst im Nachgang um weitere erforderliche Parameter und Eigenschaften ergänzt würde, könnte sich in dieser Hinsicht rückblickend als praktikabler erweisen. Beispielsweise kann der entstandene Entwicklungsaufwand für das Unternehmen iDM kann als relativ hoch, bzw. höher als erwartet bezeichnet werden. Der zusätzliche Mehraufwand hat sich aus einem zusätzlichen Entwicklungs- und Betreuungsaufwand ergeben.
- **Automatisierung der Schnittstellen für Regelenergie:** Für einen größeren Rollout würde es eine zentrale Plattform benötigen, um für Transparenz bei z.B. einem Lieferantenwechsel zu sorgen und Fehlerquellen im Datenkarussell der APG zu vermeiden, durch Verwechslungen bei den Zählpunkten. Dieser Prozess ist im Moment noch stark manuell ausgeführt und muss für jeden Zählpunkt separat angefordert werden. Dieser Prozess könnte zukünftig automatisiert und effizienter gestaltet werden. Ebenso braucht es eine zentrale Plattform, für eine schnellere Präqualifizierung von gleichartigen Anlagen bei der APG.
- **Vorantreiben von gemeinsamen Normen und Standards, offene Schnittstellen:** Was die Einbindung von Komponenten oder Flexibilitäten vereinfachen würde, sind gemeinsame Normen und Standards sowie auch offenen Schnittstellen.

7.2 Handlungsempfehlungen bezüglich Kund:inneninteraktion und Transparenz

- **Konzeptvermittlung und langsames Heranführen von Kund:innen an die Automatisierung:** Eine der größten Herausforderungen stellt noch immer die Vermittlung des Konzepts und des Nutzens an Endkund:innen dar. Dies liegt einerseits an den unklaren, schwer darstellbaren und hoch komplexen Zusammenhängen, dem unklaren direkten Nutzen sowie dem hohen persönlichen/hardware-lastigem Eingriffen in den Privatbesitz in Kontrast zum hohen Bedürfnis nach Kontrolle, Transparenz und Information der Endkund:innen. Dies könnte einerseits begegnet werden, in dem das Angebot der Flexibilitätseinbindung in ein größeres Gesamtpaket zusammengefasst wird. Andererseits geht es um ein iteratives Lernen und Heranführen an das Verständnis vom Wert von Flexibilität, anhand sehr simpler und vereinfachter Möglichkeiten. Dies kann durch Visualisierungen und zeitnahe Darstellungen und Tools erfolgen. Die Darstellung von Ergebnissen und Abläufen sollten möglichst vereinfacht werden. Im Idealfall kann die Flexibilitätseinbindung beispielsweise bei Wärmepumpe und E-Boiler

komplett unbemerkt stattfinden, sodass Eingriffe keinen Einfluss auf Nutzer:innenverhalten und Einschränkungen im Komfort zu spüren sind.

- **Einbindung von Endkund:innen durch Kommunikation:** Für das Boiler-Testbed konnten viele Teilnehmer:innen gewonnen werden, um deren Anlagen einzubinden und zu steuern. Erwähnenswert in diesem Zusammenhang ist speziell der Kontakt bzw. die Kommunikation mit den Endkund:innen. Durch ausführliche Vorgespräche konnten Prozesse und Abläufe möglichst Kund:innenorientiert in die überaus komplexe Flex+ - Kette eingebunden werden. Die Vermittlung des Konzepts stellt jedoch große Herausforderungen und Zweifel hinsichtlich der Nutzen für Privathaushalte dar, dementsprechend bedarf die Marketingstrategie für die Kund:innen eine klare aber vereinfachte Darstellung. Aus Gesprächen mit Endkund:innen konnte außerdem ebenfalls die Erkenntnis gewonnen werden, dass das Prinzip des Warmwasserspeichers mit wenig Emotionalität verbunden ist, und als einzige Voraussetzung für die Zufriedenstellung der Kund:innen die ständige Verfügbarkeit des Warmwassers garantiert sein sollte. Die Einbindung in ein flexibles System muss in diesem Fall für die Endkund:innen so einfach wie möglich sein.
- **Fokus auf Kund:innenkomfort und offene Kommunikation darüber:** Der Kund:innenkomfort sollte besonders für Heizsysteme immer die höchste Priorität haben, erst danach kann auf die vorgegebenen Fahrpläne eingegangen werden. Zu bedenken ist auch, dass es mitunter zu einem höheren Energiebedarf kommen kann. Der Grund dafür, muss für die Kund:innen anschaulich plausibilisiert werden. Es sollte festgehalten werden, dass Kund:innen darüber informiert werden müssen, dass sich ihre Wärmepumpe mitunter anders verhalten kann, als im autarken Betrieb (Betrieb zu ungewohnten Zeiten etc.). Vor allem gerade die technikaffineren Kund:innen haben ein ungewöhnliches Verhalten oft sehr schnell erkannt. Daher ist es besonders im Bereich der Wärmepumpe ratsam, offen und ausführlich mit den Endkund:innen zu kommunizieren.
- **Datenschutz und die Vermittlung von Vertrauenswürdigkeit:** Die Einhaltung von Datenschutz und die Vermittlung von Vertrauenswürdigkeit und Einhaltung der Regeln, ist generell ein wichtiges Thema. Kund:innen müssen vergleichsweise viele Informationen preisgeben, sodass die Optimierung ideal funktioniert und verbessert wird. Über den Projektverlauf gab es hier jedoch keine weiteren Erkenntnisse oder bzw. gibt es seitens der Unternehmen keine weiteren Empfehlungen, Anmerkungen oder Bedenken, insbesondere, da die Zustimmung der Steuerung von den Endkund:innen bereits davor bewilligt wurde. Manche Unternehmen, wie der Batteriepool, haben bereits andere Services angeboten, daher mussten auch im Rahmen des Projektes keine besonderen Themen beachtet werden.

7.3 Handlungsempfehlungen in Richtung Politik

- **Vollständige Umsetzung der EU-Direktiven:** Die im Rahmen des *Clean Energy for all Europeans Package* (CEP) geschaffenen Direktiven zielen in vielen Punkten auf die aktive Einbindung von Endkund*innen ab. Die auf EU-Ebene entwickelten Rahmenbedingungen müssen innerhalb eines Zeitrahmens von ein bis zwei Jahren in nationales

Recht umgesetzt werden. Für die Renewable Energy Directive endete die Umsetzungsfrist am 30. Juni 2021, für die Electricity Market Directive bereits am 31. Dezember 2020. Alleine die Umsetzung der Richtlinien zu Energiegemeinschaften hat gezeigt, dass die wenigsten Mitgliedsstaaten in der Lage sind, dieser Verpflichtung nachzukommen. Österreich ist hier eines der wenigen positiven Beispiele, die entsprechende Gesetze und Gesetzesanpassungen innerhalb der vorgegebenen Frist umsetzen konnten, um Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften zu ermöglichen. Jedoch ist auch hier die Umsetzung nicht lückenlos. Während in den EU-Direktiven an vielen Stellen auf die Inklusion von vulnerablen Konsument:innen – hinsichtlich Energiearmut -- verwiesen wird, finden diese vulnerablen Verbrauchergruppen im österreichischen Gesetz, zumindest in Bezug auf Energiegemeinschaften, keine spezielle Berücksichtigung. Zusätzlich bleiben Vorgaben der EU-Direktiven in Bezug auf Flexibilität und Aggregation derzeit noch weitestgehend nicht umgesetzt. Hier wird sich zeigen, ob das anvisierte Strommarktgesetz (2022) diese Lücken schließen kann. Zusammenfassend sind zwei Punkte als wesentlich hervorzuheben. Einerseits sollten Gesetze innerhalb kurzer Zeit umgesetzt werden können, um deren Wirkung nicht durch langwierige und bürokratische Umsetzungsprozesse zu schmälern. Andererseits ist es notwendig Gesetze lückenlos umzusetzen, um größtmögliche Wirkung zu erzielen.

- **Regelmäßige Gesetzesänderungen:** Ein signifikanter Unsicherheitsfaktor bei der aktiven Teilnahme von Endkund:innen am Energiemarkt oder an Energiegemeinschaften sind regelmäßige Gesetzesänderungen. Die allerwenigsten Endkund:innen sind Willens, sich regelmäßig mit geänderten regulatorischen Rahmenbedingungen auseinanderzusetzen. Außerdem ist die Planbarkeit von z.B. Förderungen essenziell, um eine breite Umsetzung zu forcieren. Aus diesem Grund wird empfohlen, Gesetze von Beginn an im Detail auszuarbeiten, um nach dem Inkrafttreten eines Gesetzes nur noch dringend nötige Änderungen durchzuführen. Im Bereich der Energiegemeinschaften wurde für das Ende des ersten Quartals 2024 eine Evaluierung angekündigt, ob Energiegemeinschaften ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligt sind. Sollte die Kosten-Nutzen-Analyse negativ ausfallen, ist es durchaus denkbar, dass die reduzierten Netztarife wieder abgeschafft werden. Dies führt schon heute zu Verunsicherung im Bereich der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, da somit nicht langfristig mit finanziellen Vorteilen kalkuliert werden kann.
- **Vereinfachung der Kund:inneneinbindung:** Wichtig ist es für die Etablierung von Energiegemeinschaften, vor allem auch in Verbindung mit aggregierten Pools, Standardisierung zu forcieren. Die Komplexität der Regelung der Erzeugung und des Verbrauchs, der Zuordnung der Zählpunkte, der Energieflüsse und der Abrechnung steigt schnell an und muss bewältigt werden. Eine weitere Verkomplizierung stellt die Notwendigkeit der freien Stromlieferantenwahl dar, da Energieflüsse nicht gebündelt einem Energieversorger übergeben werden bzw. von diesem Residualstrom eingekauft wird. Dieser Umstand wird verstärkt durch zusätzliche Anbietende von Aggregierungsdienstleistungen. Hier sollte hinsichtlich Beratung zur Gründung von Energiegemeinschaften die rasch ansteigende Komplexität hervorgehoben werden und etwaig ein Rechtsrahmen geschaffen werden, der Kund:innenbindung mitberücksichtigt, ohne diskriminierend in eine freie Lieferantenwahl einzutreten.

- **Energiegemeinschaften und die Flex+-Plattform:** Das derzeitige Flex+-Konzept sieht die Aggregierung und Vermarktung von Endkund:innen-Flexibilität über ihre Stromlieferanten (Energieversorgungsunternehmen) und für die Regelreserve Use Cases zusätzlich über Regelreserveanbieter vor. So wäre es auch denkbar, das Konzept der Energiegemeinschaft als zusätzliche Ebene einzubinden, welche Erzeugung, Handel und gemeinsamen Verbrauch von Strom innerhalb der Gemeinschaft ermöglicht. Die Komplexität erhöht sich jedoch enorm, sollten Flex+-Plattform bzw. Energiegemeinschafts-Teilnehmende unterschiedliche Stromlieferanten für ihren Rest- und Überschussstrom bzw. Regelreserveanbieter wählen, was jedoch durch die freie Stromlieferantenwahl immer möglich ist und auch gewährleistet sein muss. Hierbei ist zusätzlich zu der aufwändigen Mess- und Regelungsstrategie bei den Endkund:innen auch mit sehr komplexen Abrechnungen für die Lieferanten zu rechnen, deren Aufwand voraussichtlich auch monetär zu vergüten wäre. Sollte die Vermarktung der Flexibilität auf den Energiemarkten über die Energiegemeinschaft anhand der nach EAG ermöglichten „Aggregationsdienstleistungen“ erfolgen, müsste die Energiegemeinschaft nach jetzigem Stand einen Stromhändler-/Stromlieferantenstatus beantragen, was mit hohem administrativem Aufwand und mit der Übernahme von Ausgleichsenergieverantwortlichkeit (und somit signifikanten Kosten) verbunden wäre.

7.4 Verwertungsstrategien

Generell sind sich Projektpartner im Projekt einig, dass Flexibilität im Stromnetz der Zukunft einen Wert haben wird. Dieser werde auf Grund der gegenwärtigen Entwicklungen des Energiepreises, sowie der gesetzlichen Entwicklungen noch verstärkt werden. Dieser Wert kann auf unterschiedlichen Märkten gewinnbringend vermarktet werden bzw. in ein Geschäftsmodell umgewandelt werden. Damit kann ein Mehrwert für Bewohner:innen und Unternehmen im Vermarktungs- und Dienstleistungsbereich erbracht werden.

- **Weiterentwicklung der Produkte bei Forschungspartner:innen:** Die Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt werden bei den Partnern bereits in weiteren Forschungsprojekten weiterentwickelt, beispielsweise mit dem Fokus auf die Umsetzung und Weiterentwicklung des User Interfaces und der Datenvisualisierung für Endanwender:innen, sowie die Einbindung und Weiterentwicklung von Flexibilität im Themenbereich von Plus- Energiequartieren.
- **Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen und Themen:** Aufgrund der derzeitigen Energiesituation wird vor allem in der bestmöglichen Bewirtschaftung von Batterien ein großes Potential gesehen. Dabei wäre für Kund:innen ein „Rund um Sorglos“ – Paket sehr hilfreich, um in diese neuartige Thematik einzutauchen. Fronius beschäftigt bereits Expert:innen mit entsprechendem Know-how, das im Zuge des Projektes noch erweitert werden konnte. Die Weiterentwicklung und Konkretisierung von Flexibilitätsvermarktung mit Regelenergie Fokus wurde bereits in einem Forschungsprojekt begonnen. Großes Verwertungspotential wird weiters auch im Bereich der Energiegemeinschaften (sowie analoger Konzepte wie P2P Trading, Virtual Power Plants) gesehen. Im Falle einer flächendeckenden Ausrollung wird gerade dieses Themenfeld aus Sicht des Partners Fronius einen enormen wirtschaftlichen Anschub liefern. Der Vorschlag, dass Endkund:innen bei Komponentenanschaffung nur teilweise Anschaffungskosten tragen und daher (z.b. 50% Kundin, 25% Hersteller, 25% Förderung) und die

Teilnahme in Flexibilitätsplattform von Anfang an Bedingung für Förderung und Mitwirkung ist, aber auch nicht erst im Nachhinein kommuniziert wird.

- **Produktentwicklung in Zusammenarbeit mit relevanten Stakeholdern:** Die Produktweiterentwicklung beispielsweise des „Smarten Boilers“ zielt als hochwertiges Produkt eher in ein höherpreisiges Segment ab. Der neue Markt von smarten Geräten benötigt jedoch mögliche Partnerschaften mit EVUs und ein Tarifmodell, das Flexibilitätsvermarktung ermöglicht. Ein höchst interessanter Zielmarkt ist der mehrgeschossige Wohnbau, da hier häufig in allen Wohnungen standardmäßig Boiler verbaut werden. Verwertungsstrategien in Kombination mit übersichtlichen Informationen, beispielsweise für Mieter:innen in Wohnungen mit smarten Geräten und der Möglichkeit dies bei einem EVU anzumelden mit einem „smarten Tarif“ bedarf Kooperationen, und zudem strategisch platzierte, sehr anwender:innenfreundliche Informationen. „Added services“ könnten durch zusätzliche, digitale Anleitungen, Handbücher, Ersatzteillisten sowie digital abschließbare Verträge etc. ergänzt werden. In Kombination mit der vermehrten Nutzung von erneuerbarer Energie durch Windkraft und PV, könnte so auch zusätzlich der Direktnutzungsanteil erhöht werden.
- **Zukunftsrelevante Themen im Auge behalten:** Ein Blick sollte außerdem in die Zukunft gerichtet werden, und nicht nur das eigene Produkt betrachten, sondern auch andere/parallele Themen, Komponenten und Flexibilitäten mitdenken. Aus diesem Grund ist die Schnittstellenentwicklung essenziell. Weiters ist eine ständige Weiterentwicklung von firmeninternem Know-How anzuraten.

Referenzen

EAG-Novelle: Abänderungsantrag Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (AA-217 XXVII. GP), URL [abgerufen: 31.01.2022]: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/AA/AA_00217/index.shtml

EAG: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (BGBI. I Nr. 181/2021), URL [abgerufen: 24.01.2022]: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>

EAG: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (Beschluss des Nationalrates), URL [abgerufen: 24.01.2022]: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/BNR/BNR_00348/index.shtml

EIWOG (2010): Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, URL [abgerufen: 24.01.2022]: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>

EMD: Electricity Market Directive (Directive (EU) 2019/944), URL [abgerufen: 25.01.2022]: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>

EMR: Electricity Market Regulation (Regulation (EU) 2019/943), URL [abgerufen: 25.01.2022]: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=en>

RED (II): Renewable Energy Directive, recast (Directive (EU) 2018/2001), URL [abgerufen: 25.01.2022]: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

SNE-VO (2018): Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018, URL [abgerufen: 24.01.2022]: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107>

UFG: Umweltförderungsgesetz (BGBI. I Nr. 202/2021), URL [abgerufen: 31.01.2022]: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10010755>

[1] Österreichs Energie, 2022: E-Wirtschaft begrüßt Beschluss der EAG-Novelle, URL [abgerufen: 31.01.2022]: <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/presseinformationen/detailseite/e-wirtschaft-begruesst-beschluss-der-eag-novelle>

[2] Österreichs Energie, 2022: Energiewirtschaft verlängert freiwilligen Abschalteverzicht bis März, URL [abgerufen: 31.01.2022]: <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/presseinformationen/detailseite/energiewirtschaft-verlaengert-freiwilligen-abschalteverzicht-bis-maerz>

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Day-Ahead-, Intraday- und SRL-Marktpreise in den beiden Perioden, die im Projekt für die Simulationen der Komponentenpools berücksichtigt wurden.	1415 ⁰⁸ ₁₅ ⁰⁸ ₁₅
Abbildung 2: Stündliche Day-Ahead- und Intraday-Marktpreise für je drei Beispieltage aus den beiden Perioden, die für die Simulationen der Komponentenpools berücksichtigt wurden.	1516 ⁰⁸ ₁₆ ⁰⁸ ₁₆
Abbildung 3: Day-Ahead-Marktpreise und durchschnittliche Regelenergiepreise von Mai 2020 bis April 2022 in Österreich (Quelle: ENTSOE Transparency Platform, https://transparency.entsoe.eu)	1617 ⁰⁸ ₁₇ ⁰⁸ ₁₇
Abbildung 4: Benötigte Rechenzeit der Optimierungsprobleme für verschiedene Poolgrößen in den drei Setups	1718 ⁰⁸ ₁₈ ⁰⁸ ₁₈
Abbildung 5: Benötigte Rechenzeit der Optimierungsprobleme für verschiedene Poolgrößen in den zwei lokalen Setups	1819 ⁰⁸ ₁₉ ⁰⁸ ₁₉
Abbildung 6: Durchschnittliche tägliche Ersparnisse der gesamten Pools im Vergleich zum Referenzbetrieb für unterschiedliche Poolgrößen und die drei Setups.....	1919 ⁰⁸ ₁₉ ⁰⁸ ₁₉
Abbildung 7: Unterschied in den Gesamtkosten zum Referenzbetrieb für verschiedene Einspeisebeschränkungen in den betrachteten Perioden	2021 ⁰⁸ ₂₁ ⁰⁸ ₂₁
Abbildung 8: Angebotene Regelreserve der Batterie für verschiedene Einspeisebeschränkungen in den betrachteten Perioden	2021 ⁰⁸ ₂₁ ⁰⁸ ₂₁
Abbildung 9 Projektlaufzeit vs. Marktentwicklungen	3334 ⁰⁸ ₃₄ ⁰⁸ ₃₄
Abbildung 10 Übersicht über Themengebiete, zu denen Handlungsempfehlungen abgeleitet wurden	5959 ⁰⁸ ₅₉ ⁰⁸ ₅₉

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Spezifische Einsparungen in ct/kWh im DA Use Case im Vergleich zum Referenzszenario ohne Marktteilnahme für verschiedene Komponentenpools.	1011 ⁰⁸ ₁₁ ⁰⁸ ₁₁
Tabelle 2: Spezifische Einsparungen in ct/kWh im SRL+DA+ID Use Case im Vergleich zum Referenzszenario ohne Marktteilnahme für verschiedene Komponentenpools.	1112 ⁰⁸ ₁₂ ⁰⁸ ₁₂
Tabelle 3 Preismodelle und ihre Bewertung aus Sicht zu Projektende.....	2829 ⁰⁸ ₂₉ ⁰⁸ ₂₉
Tabelle 4 Regelenergiemarktänderungen seit Projektbeginn	3536 ⁰⁸ ₃₆ ⁰⁸ ₃₆

Kontakt



Hauptautor

Andrea Werner, MSc

FH Technikum Wien, Forschungsschwerpunkt Renewable Energy Systems

andrea.werner@technikum-wien.at

+43 680 3318985



Konsortialleitung

Regina Hemm, Dipl.Ing.

Center for Energy – AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Giefinggasse 4 | 1210 Vienna | Austria

T +43 50550-6352 | M +43 664 88335515

regina.hemm@ait.ac.at | www.ait.ac.at