

QUANTIFIZIERUNG VON GESCHÄFTSMODELLEN FÜR DEZENTRALE ENERGIEFLEXIBILITÄT

Camilla NEUMANN*¹, Andreas TUERK¹, Matej PEČJAK²

¹ Joanneum Research, Waagner-Biro Straße 100, 8020, Graz, +43 316 876-7657,
camilla.neumann@joanneum.at

² Laboratory of Energy Policy, University of Ljubljana, Tržaška cesta 25 1000 Ljubljana,
Slovenia, <https://lest.fe.uni-lj.si/staff/matej-pecjak-mag-el/>

Kurzfassung: Ziel der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie ist es, allen Kundengruppen den Zugang zu Elektrizitätsmärkten sowie die Vermarktung von Flexibilitäten zu ermöglichen. Bei der tatsächlichen Umsetzung dieser Vorgabe hinken die EU-Mitgliedsstaaten jedoch noch etwas hinterher. Dementsprechend gibt es auch noch wenig Analysen der quantitativen Vorteile von Flexibilitätservices. Dieser Konferenzbeitrag gibt einen Einblick über verschiedene Erlösströme von Flexibilitätservices sowie den dazugehörigen Kosten. Kosten-Nutzen-Rechnungen werden für 3 Fallbeispiele gerechnet. Die Datenbasis für diese Berechnungen stellt das EU 2020 Projekt X-FLEX. Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl eine interne (Eigenverbrauchsoptimierung, Stromkostenreduktion) als auch eine externe Optimierung (existierenden Strommärkten, zukünftigen lokalen Flexibilitätsmärkten) der Flexibilitäten wirtschaftlich ist, gerade wenn nur die Kosten für das technologische Upgrade und keine Investitionskosten zu tragen sind. Faktoren wie der variable Strompreis oder Änderungen in der Legislative stellen ein Risiko bezüglich möglicher Erlösströme dar. Weiters könnten hohe Investitionskosten sowie eine Integration von neuen Technologien/Steuerungselementen in existierende Systeme Barrieren für Geschäftsmodelle von Flexibilitätservices bedeuten.

Keywords: Energieflexibilität, Geschäftsmodelle, Erlösströme, Flexibilitätsmärkte

1 Ausgangslage

Der zunehmende Anteil dezentraler erneuerbarer Energiequellen im Energienetz ist ein Schlüssel für die Dekarbonisierung des europäischen Elektrizitätssystems und damit für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der EU. Die Variabilität und Ungewissheit dieser dezentralen Quellen stellen erhebliche Herausforderungen für die Stabilität und Sicherheit der europäischen, nationalen und lokalen Netze dar. Gleichzeitig eröffnen sie neue Möglichkeiten für die Energiewertschöpfungskette in der Batterien, Power-to-Heat/Cold, Vehicle-to-Grid und andere Speicherlösungen, ein großes Flexibilitätspotenzial für das Netz bieten. Als Teil der Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt wird hervorgehoben, dass alle Kundengruppen (Industrie, Gewerbe und Haushalte) Zugang zu den Elektrizitätsmärkten haben sollen und ihre flexible Kapazität und ihre selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können [1]. Im Moment hinken die EU-Mitgliedstaaten der tatsächlichen Umsetzung lokaler Flexibilitätsmärkte jedoch hinterher.

Frankreich, Finnland und Irland haben erste regulatorische Rahmenbedingungen eingeführt, jedoch werden nicht alle möglichen Flexibilitätsanbieter inkludiert. In Großbritannien, den Niederlanden sowie Norwegen ist die Initiative für lokale Flexibilitätsmärkte von den Netzbetreibern ausgegangen und wird anhand verschiedener Projekte getestet. [2] Dementsprechend gibt es momentan auch wenig Information zu der Ökonomie solcher Märkte, aber auch generell für Flexibilitätservices. Dieser Konferenzbeitrag zielt darauf ab, Einblicke in die Ökonomie von Flexibilitätservices unter der Beachtung verschiedener Erlösströme zu geben.

Folgende Fragestellungen sind dabei von Interesse:

- Welche Erlösströme für Flexibilitätservices gibt es?
- Welche Kosten sind mit Flexibilitätservices verbunden?
- Ist es ökonomisch gesehen sinnvoll Flexibilitätservices anzubieten?
- Welche Barrieren gibt es im Moment, die eine weitere Verbreitung von Flexibilitätservices limitieren?

Diese Fragen werden von diesem Konferenzbeitrag adressiert wobei dieser Einblicke in die Ökonomie von Flexibilitätservices, unter der Betrachtung verschiedener Erlösströme und Kosten liefert. Weiters werden nichtökonomische Faktoren und Barrieren diskutiert, welche momentan die weitere Verbreitung von Flexibilitätsströmen limitieren.

2 Methodik und Datengrundlage

Die Ökonomie verschiedener Flexibilitätservices wird anhand von Fallbeispielen diskutiert. Als Teil der Fallbeispiele wird sowohl eine interne als auch eine externe Vermarktung von Flexibilitäten berücksichtigt.

- Interne Optimierung (erhöhter Eigenverbrauch, Reduktion der Stromkosten)
- Externe Optimierung (existierende Strommärkte, zukünftige Flexibilitätsmärkte)

Datenbasis für die Analyse der Erlösströme sowie Kosten der Flexibilitätservices ist das H2020 Projekt X-FLEX [3], wobei mit Hilfe der nationalen Partner (Aggregatoren, Netzbetreiber) realistische Annahmen zur zukünftigen Häufigkeit der Aktivierungen in den jeweiligen Märkten getroffen wurden. Die Analyse basiert auf 3 verschiedenen technologischen Setups in 2 EU-Ländern (

Tabelle 1). Albena, ein Hotelresort in Bulgarien, verfügt über eine Batterie, eine Biogasanlage sowie Boiler, die alle flexible gesteuert werden können. Die Flexibilität der Boiler ist im Sommer höher, da alle Hotels geöffnet sind und mehr Boiler genutzt werden. Weiters ist PV verfügbar, wobei hervorzuheben ist, dass es im derzeitigen Setup nicht erlaubt ist in das Netz einzuspeisen und daher ein Fokus auf der Optimierung des Eigenverbrauches liegt. In Luče, einem kleinen Dorf in Slowenien in dem eine Energiegemeinschaft gegründet worden ist, wird eine Gemeinschaftsbatterie genutzt um Flexibilitäten am Markt anzubieten. In Ravne na Koroškem, einem Industriestandort in Slowenien wurde ein Boiler installiert, um Flexibilitäten am Markt anzubieten.

Tabelle 1 – Übersicht Fallbeispiele

Name	Land	Nutzung	Technologien
Albena	Bulgarien	Hotelresort	27 kWp PV 200 kWh Batterie 1 MW Biogasanlage 16 flexible Boiler
Luče	Slowenien	Energiegemeinschaft/Dorf	333 kWh Batterie
Ravne na Koroškem	Slowenien	Industrie	6 MW Boiler

Weiters wurden unterschiedliche Erlösströme sowie Kosten für die einzelnen Fallbeispiele untersucht. In Albena werden Flexibilitäten genutzt um den Verbrauch der PV Produktion zu maximieren, den Verbrauch in Stunden mit geringen Stromkosten zu legen, sowie Erlöse vom mFRR Markt zu generieren. In Luče wird die Flexibilität der Gemeinschaftsbatterie am aFRR Markt angeboten, sowie Einschätzungen zu den Erlösen auf einem zukünftigen lokalen Flexibilitätsmarkt getroffen. In Ravne na Koroškem wird Flexibilität am mFRR Markt angeboten. Kosten der Fallbeispiele inkludieren Investitionskosten der Technologien, Umstellungskosten für die smarte Steuerung, Betriebs und Wartungskosten sowie Lizenzkosten für die Steuerung.

Tabelle 2 – Erlösströme und Kosten der Fallbeispiele

Name	Erlösströme	Kosten
Albena	Eigenverbrauchsoptimierung Strompreisreduktion Erlöse von mFRR	Investitionskosten der Technologien Umstellungskosten für smarte Steuerung
Luče	Erlöse von aFRR Erlöse eines lokalen Flexibilitätsmarkt	Betriebs und Wartungskosten Lizenzkosten für die Steuerung
Ravne na Koroškem	Erlöse von mFRR	

Konkrete Annahmen bezüglich der Technologien, Kosten und Erlöse sind in Tabelle 3 zu finden.

Tabelle 3 – Konkrete Annahmen zu Technologien, Kosten und Erlösen

Albena	Lebensdauer	Boiler	15 Jahre
		Batterie	10 Jahre
		Biogasanlage	25 Jahre

	Umstellungskosten für smarte Steuerung	Boiler (16)	155 597 €
		Batterie	3 225 €
		Biogasanlage	13 700€
	Betriebs und Wartungskosten	Boiler (16)	4 800 €/Jahr
		Batterie	300 €/Jahr
		Biogasanlage	300 €/Jahr
	Investitionskosten	Batterie	933 €/Jahr
	Erlöse mFRR (Kapazität und Aktivierung)		91 911 €/Jahr
	Erlöse DAM Optimierung	Boiler (1)	6 767 €/Jahr
Erlöse Eigenverbrauchsoptimierung	Boiler (2), Batterie	31 901 €/Jahr	
Lizenzkosten		40 €/Anlage	
Luče	Investitionskosten	Gemeinschaftsbatterie	Niedrig: 400 €/kWh Hoch: 1 200 €/kWh
	Lebensdauer		10 Jahre
	Betriebs und Wartungskosten		2% vom CAPEX
	Lizenzkosten		aFRR: 40 € lokaler Flexibilitätsmarkt: 90€
	Erlöse aFRR (Kapazität und Aktivierung)		81 585 €/Jahr
	Erlöse lokaler Flexibilitätsmarkt (Kapazität und Aktivierung)		65 268 €/Jahr
Ravne na Koroškem	Investitionskosten	Boiler	1 005 000 €
	Lebensdauer		25 Jahre
	Betriebs und Wartungskosten		15 000 €/Jahr
	Lizenzkosten		2 000€
	Erlöse mFRR (Kapazität und Aktivierung)		213 884 €/Jahr

Für diese Fallbeispiele wird eine Kosten-Nutzen-Rechnung aufgestellt und der interne Zinsfuß sowie der Nettobarwert berechnet.

$$\text{Nettobarwert: } NBW = \frac{R_t}{(1+i)^t}$$

$$\text{Interner Zinsfuß: } 0 = NBW = \sum_{t=0}^T \frac{R_t}{(1+i)^t}$$

NBW = Nettobarwert,

R_t = Cash flow zur Zeit t ,

i = Zinssatz,

t = Zeitpunkt des cash flow,

T = Lebensdauer

Der Zinssatz liegt für jedes Fallbeispiel bei 5%.

3 Ergebnisse

Tabelle 4 zeigt einen Ausschnitt der Wirtschaftlichkeit verschiedener Flexibilitätservices für unterschiedliche Szenarien für Alben. Es zeigt sich, dass es für alle bis auf ein Szenario ökonomisch gesehen Sinn macht, Flexibilitäten am mFRR Markt anzubieten. Dies ist der Fall obwohl die Hälfte der Erlöse des mFRR Marktes an den Ausgleichsverantwortlichen gehen. Selbst wenn nur die Erlöse für die Kapazität beachtet werden, wird ein positiver interner Zinsfuß erreicht. Dies ist relevant, da die tatsächlichen Aktivierungen pro Jahr marktbasiert und daher schwer abzuschätzen sind. Allein die Installation einer Batterie nur für die Vermarktung von Flexibilitäten führt zu einem negativen Nettobarwert (NBW).

Ein weiterer Erlösstrom ist die interne Optimierung vorhandenen Flexibilitäten. Das inkludiert auf der einen Seite die Boiler anhand von Day-Ahead Marktpreise zu steuern und auf der anderen Seite die Abriegelung der Photovoltaik (PV) Anlage zu minimieren, da eine Einspeisung in das Netz nicht zugelassen ist. Die Ergebnisse zeigen auch hier die Wirtschaftlichkeit, selbst wenn Investitionskosten für Batterie/Boiler beachtet werden.

In diesem Fallbeispiel wird hervorgehoben, dass nicht immer Technologieinvestitionskosten zu tragen sind, da in diesem Fall die Technologien schon vorhanden sind und nur die Steuerung verbessert werden muss. Dies ist der Fall, da es nicht anzunehmen ist, dass in einen Boiler oder eine Biogasanlage investiert wird, rein mit dem Ziel Flexibilitäten anzubieten.

Tabelle 4 – Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten für Alvena

Szenarien	Einnahmen	Technologie	Kosten	NBW [€]	Interner Zinsfuß
S1 – externe Optimierung	Kapazität und Energie	Biogasanlage, Batterie, Boiler	Kosten für technologische Upgrades	986,638	50%
S1a – externe Optimierung	Kapazität und Energie	Boiler	Kosten für technologische Upgrades	465,946	38%
S2 - externe Optimierung	Kapazität und Energie	Batterie, (Investitionskosten)	Investitionskosten	-104,002	-9 %
S3 – DAM Optimierung	Stromkostenersparnis	Boiler	Kosten für technologische Upgrades	60,211	99%
S4 – DAM Optimierung	Stromkostenersparnis	Boiler	Investitionskosten	10,211	8%
S5 - Verringerte Abriegelung der PV	Eigenverbrauchs-optimierung	Boiler, Batterie	Kosten für technologische Upgrades	295,971	136%
S6 - Verringerte Abriegelung der PV	Eigenverbrauchs-optimierung	Boiler, Batterie	Investitionskosten (Batterie)	111,256	12%

Für Luče wurde die Wirtschaftlichkeit von Flexibilität aus einer Gemeinschaftsbatterie auf dem aFRR Markt sowie auf einem zukünftigen lokalen Flexibilitätsmarkt analysiert. Die Investitionskosten der Batterie wurden mit 400 €/kWh bzw. 1 200 €/kWh abhängig vom Szenario gerechnet. Die Erlösströme auf einem lokalen Markt werden erwartungsgemäß etwas unter dem des aFRR Marktes liegen. Es zeigt sich auch in diesem Fall, dass selbst für die höheren Investitionskosten und geringeren Erlösströme auf einem lokale Flexibilitätsmarkt Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Tabelle 5 - Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten für Luče

Szenarien	Batteriekosten	NBW [€]	IRR
S1 – aFRR: niedrige Investitionskosten	400 €/kWh	453,039	56%
S2 – aFRR: hohe Investitionskosten	1,200 €/kWh	168,354	13%
S3 – lokaler Flexibilitätsmarkt: niedrige Kosten	400 €/kWh	349,514	46%

S4 - lokaler Flexibilitätsmarkt: hohe Kosten	1,200 €/kWh	41,973	7%
--	-------------	--------	----

In der zweiten slowenischen Demo, Ravne na Koroškem, wird die Flexibilität eines Elektroboilers auf dem mFRR Markt angeboten. Obwohl hierfür hohe Investitionskosten fällig sind, ist der Nettobarwert auf Grund hoher Einnahmen positiv. Es wird von einer Aktivierung der Flexibilitäten von 16h pro Jahr ausgegangen, sollten die Aktivierungen steigen könnte die Vermarktung der Wärme das Geschäftsmodell weiter verbessern.

Tabelle 6 - Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten für Ravne na Koroškem

	NBW	Interner Zinsfuß
mFRR Erlöse	1,694,584	19%
mFRR Erlöse + Vermarktung von Wärme	1,804,742	20%

Die lokale Flexibilität könnte weiters auch (ökonomische) Vorteile den Bewohner von Ravne na Koroškem bringen, da das Netz gerade während Sommerspitzen entlastet werden kann und somit die Limitierungen für neue PV-Systeme reduziert/aufgehoben werden könnte. Dies würde zu Vorteilen auch für andere Firmen/Haushalte, welche nicht an der Investition beteiligt sind, führen.

Abbildung 1 präsentiert eine Übersicht der internen Zinsfüße verschiedener Erlösströme der Fallbeispiele. Es zeigt sich für die verschiedenen Fallbeispiele ein positiver interner Zinsfuß sowohl für eine interne als auch für eine externe Optimierung. Die Spannweite der einzelnen Erlösströme hängt mit den unterschiedlichen Annahmen bezüglich der Kosten zusammen. Es ist keine klare Tendenz zu erkennen welche Erlösströme höhere Einnahmen generieren, da es hierfür auch eine höhere Anzahl an Fallbeispielen benötigen würde.

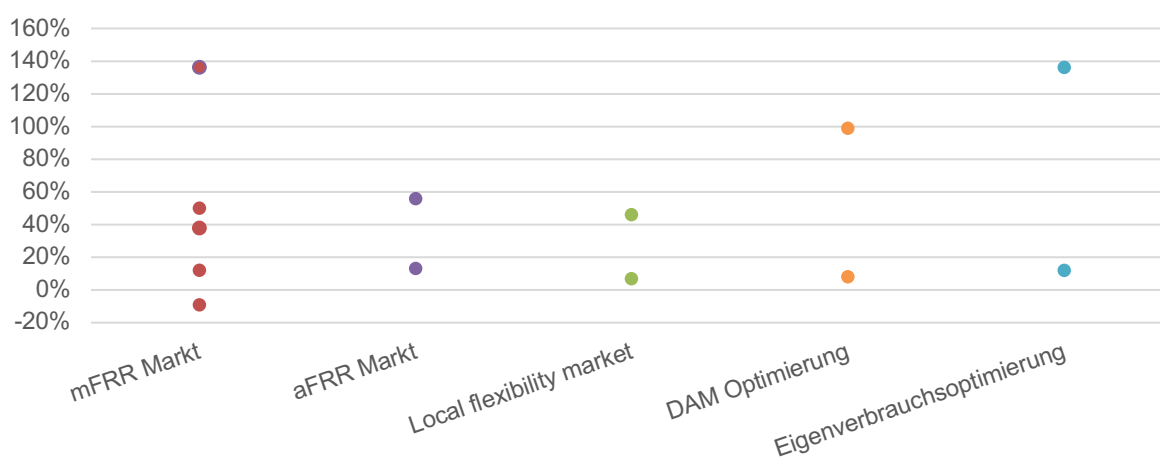


Abbildung 1 – Interner Zinsfuß verschiedener Erlösströme

4 Diskussion und Fazit

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl eine interne als auch eine externe Optimierung der Flexibilitäten wirtschaftlich ist, gerade wenn nur die Kosten für technologische Upgrades und keine Investitionskosten zu tragen sind. In den Berechnungen wird der Fokus jeweils auf einen Erlösstrom gerichtet. Eine Kombination verschiedener Erlösströme könnte die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätservices weiter erhöhen. Dies vergrößert vermutlich jedoch auch die Steuerungskosten sowie das verbundene Risiko eine Nichteinhaltung der Marktplanung, was mit finanziellen Strafen zusammenhängt. Dies ist in den jetzigen Berechnungen nicht inkludiert, könnte aber in weiteren Berechnungen beachtet werden.

Ökonomische Vorteile könnten nicht nur für die eigentlichen Unternehmen entstehen, sondern auch für BewohnerInnen, da das lokale Netz entlastet werden kann und es somit zu einer Aufhebung/Reduktion der Limitierung von PV Installation kommen könnte.

Für Batteriespeicher spielen die Investitionskosten eine entscheidende Rolle. Da es zu erwarten ist, dass diese in Zukunft weiter fallen, könnte auch die Option der Nutzung eines Speichers nur für marktbasierter Flexibilitätservices ökonomisch interessant werden. Es sollte weiters hervorgehoben werden, dass die initialen Investitionskosten ein Hindernis (für kleinere Unternehmen) für die Umsetzung des Geschäftsmodells darstellen könnten (z.B. Installation eines Boilers der Größe wie in Ravne na Koroškem). Weiters ist es mit Aufwand verbunden neue Technologien/Steuerungselemente zu einem bereits bestehenden System hinzuzufügen.

Die Fluktuation der Strompreise sowie die variablen Einnahmen für die Aktivierung von Flexibilitäten bringen eine gewisse Unsicherheit bezüglich der Erlöse mit sich, was das Risiko der Investition erhöht.

Die Ökonomie der Flexibilitätservices wird auch stark von den Entwicklungen der regulatorischen Rahmenbedingungen beeinträchtigt, da diese die Teilnahme von Flexibilitätsanbietern an Märkten stark einschränken können (minimale Kapazität, Aggregationsmöglichkeit) und somit die Einnahmemöglichkeiten limitieren. Lokale Flexibilitätsmärkte werden zwar von EU-Seite forciert, die Umsetzung dieser fehlt bzw. ist erst in der Anfangsphase in den meisten EU-Mitgliedsstaaten.

Die 3 Fallbeispiele unterstreichen die Wirtschaftlichkeit von mittelgroßen Flexibilitätsangeboten (200 kWh - 6MW), ob diese ebenfalls bei kleineren Flexibilitätsangeboten besteht könnte Teil weiterer Forschung sein, da davon auszugehen ist, dass sowohl die Investitionskosten als auch die Kosten der Steuerungselemente bei kleineren Anlagen vergleichsweise teurer sind.

Das Projekt X-FLEX wurde vom Forschungs- und Innovationsprogramm Horizon 2020 der Europäischen Union (Nr. 863927) gefördert.



5 Referenzen

- [1] Europäische Union, „RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU,“ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>, 2019.
- [2] smartEN, „Local Flexibility Markets,“ <https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/07/Spotlight-Local-Flexibility-Markets.pdf>, 2022.
- [3] X-FLEX Project, „D8.2 Economic impact assessment and business model's analysis report,“ <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5021b4e22&appld=PPGMS>, 2023.