

# Welchen Beitrag liefern Energiegemeinschaften zur Energiewende? Eine Kritische Diskussion

**Guntram Preßmair\*, Martin Mayr, Georg Benke**

e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11, 1020 Wien, +43-1-907 80 26-0,  
guntram.pressmair@e-sieben.at, www.e-sieben.at

**Kurzfassung:** Österreich hat mit der Schaffung einer rechtlichen Grundlage für Energiegemeinschaften im Jahr 2021 eine Vorreiterrolle in Europa eingenommen. Doch inwiefern ist dieses Modell tatsächlich zukunftsfähig und kann einen spürbaren Beitrag zur Energiewende leisten? Diese Frage haben sich die Partner des geförderten Forschungsprojektes „Energy Point“ gestellt und in einer systematischen Analyse untersucht. Als Resultat wurden fünf Forderungen zur Anpassung der Förderlandschaft und des Marktdesigns formuliert.

**Keywords:** Energiegemeinschaften, Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, Netztarife

## 1 Hintergrund und Ziel der Arbeit

Seit der Definition von Energiegemeinschaften im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, wurden in Österreich 675 Erneuerbare (EEG) und 28 Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) gegründet [1]. Das Forschungsprojekt Energy Point arbeitet seit 2021 am Aufbau einer Plattform, die es Endkunden ermöglichen soll, selbst darüber zu entscheiden, woher der verbrauchte Strom bezogen wird bzw. wie die eigene Überschusserzeugung vermarktet werden soll. In diesem Kontext wurden auch der rechtliche Rahmen von Energiegemeinschaften nach EAG und deren möglicher Nutzen für die Ziele der Energiewende intensiv untersucht und diskutiert. Die vorliegende Arbeit beinhaltet Auszüge aus einem im Rahmen des Projekts verfassten Positionspapier [2] und wirft einen kritischen Blick auf das Konzept der Energiegemeinschaften. Dabei werden zwei übergeordnete Fragestellungen diskutiert:

- Welche Unterstützung ist notwendig, damit Energiegemeinschaften in Österreich nicht nur großflächig ausgerollt werden, sondern dabei auch einen spürbaren Beitrag zur Energiewende leisten?
- Wie sollte das Konzept der Energiegemeinschaften in Zukunft weiterentwickelt werden, vor allem im Hinblick auf die Kosten-Nutzen Analyse 2024?

## 2 Methode: Erwartungen an zukünftige Energiegemeinschaften

In einem ersten Schritt wurden für jede der Ausgangsfragen eine Reihe an Thesen aufgestellt, welche dann in einem iterativen Prozess im Austausch mit Experten aus Energiewirtschaft und Forschung qualitativ untersucht wurden.

Der Erwartungshaltung gegenüber Energiegemeinschaften, einen Beitrag zur Energiewende zu leisten, wurde in folgenden Thesen zusammengefasst:

- Grundlage für mehr Energieflexibilität: Energiegemeinschaften bilden Strukturen, die es ermöglichen, lokal erzeugte Energie auch lokal zu verbrauchen. Damit könnten durch Einsatz von flexiblen Verbrauchern (z.B. Wärmepumpen) und Speichern (z.B. Batterien) möglicherweise mehr erneuerbare Erzeugungsanlagen in niedrigen Netzebenen angeschlossen werden, ohne das Verteilnetz zusätzlich zu belasten.
- Anreiz für gemeinsame Investitionen: Ebenso werden durch Energiegemeinschaften Strukturen geschaffen, die gemeinsame Investitionen der TeilnehmerInnen in erneuerbare Erzeugungsanlagen oder Speicher nahelegen.
- Akzeptanz für die Energiewende: Durch die aktive Beteiligung der Bevölkerung an Investitionen in Energieinfrastruktur können Vorbehalte in der Gesellschaft abgebaut werden und die Errichtung von PV und Windkraftanlagen somit beschleunigt werden.

Damit diese Erwartungen erfüllt werden, stellt sich einerseits die Frage, welche Rolle Echtzeitdaten bei der Nutzung von Energieflexibilität in Energiegemeinschaften spielen und andererseits welche Barrieren für Investitionen es aktuell gibt bzw. welche Anreize wünschenswert wären.

Weiters ist nach §79(3) EAG [3] im ersten Quartal 2024 eine Kosten-Nutzen-Analyse vorgesehen. Diese soll untersuchen, ob eine angemessene Beteiligung von Energiegemeinschaften an den Systemkosten sichergestellt ist. In diesem Zusammenhang wurden weitere zwei Thesen formuliert:

- Energiegemeinschaften führen zu weniger Umsatz und höheren Ausgleichsenergiekosten bei den Energielieferanten
- Energiegemeinschaften erschweren die Fahrplanerstellung für Energielieferanten

Abschließend wurde der aktuelle Diskussionstand für das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) thematisiert, in dem einige Neuerungen zu erwarten sind, die auch Energiegemeinschaften betreffen.

### **3 Die Rolle von Echtzeitdaten für energieflexible Energiegemeinschaften**

Ein übergeordnetes Ziel von Energiegemeinschaften (insbesondere EEGs) ist es, lokal erzeugte erneuerbare Energie auch lokal zu verbrauchen, sodass weniger Energie von außen bezogen werden muss. Aktuell besteht bei den allermeisten Energiegemeinschaften das „lokale Verbrauchen“ darin, dass die Überschussenergie einzelner PV-Prosumer im Nachhinein dem Verbrauch der übrigen TeilnehmerInnen gegengerechnet wird. Solange dabei keine aktive Lastverschiebung stattfindet, ändert sich jedoch physisch nichts an den Energieflüssen im System. Um nun als Gemeinschaft weniger Energie aus dem übergeordneten Stromnetz zu beziehen, müssen Flexibilitäten genutzt werden.

Flexibilitäten (d.h. flexible elektrische Lasten oder Speicher) können entweder durch individuelle Verhaltensänderung der TeilnehmerInnen oder automatisiert durch intelligente Steueralgorithmen genutzt werden. Beispielsweise könnte ein Elektroauto dann geladen werden, wenn die Sonne scheint und anzunehmen ist, dass PV-Überschuss anfällt. Solche zeitbasierten Steuerungen sind zwar einfach umzusetzen, verursachen aber einen gewissen

Aufwand bei den Benutzern und sind nur begrenzt wirksam. So kann es vorkommen, dass zu einem Zeitpunkt weniger Energie produziert wird als angenommen, bzw. andere TeilnehmerInnen in der Energiegemeinschaft zur gleichen Zeit viel Strom verbrauchen und so mehr Strom aus dem Netz verbraucht wird als gedacht. Es ist daher erstrebenswert, dass Informationen über den momentanen Energiehaushalt in einer Energiegemeinschaft allen Mitgliedern zur Verfügung stehen.

### **3.1 Sind Smart-Meter-Daten in Echtzeit notwendig?**

Bei Energiegemeinschaften werden Smart-Meter-Daten nachts von den jeweiligen Netzbetreibern ausgelesen und den berechtigten Verwaltern der Gemeinschaft zur Verfügung gestellt. Die Daten sind meist am Folgetag verfügbar und als 15-Minuten Durchschnittswerte formatiert. Neben dem Zweck der Verrechnung könnten diese auch verwendet werden, um aus den historischen Daten eine mögliche Nutzung von Flexibilitäten abzuleiten. Da sich die Erzeuger und Verbraucher in einer EEG nicht jeden Tag ganz gleich verhalten, ist eine „blinde“ Optimierung der Energieströme aufgrund historischer Daten nur begrenzt zielführend.

Für Steuerungen, die bspw. mit neuronalen Netzwerken arbeiten, welche genauer und in Echtzeit steuern können, werden Daten benötigt, die mit den gewünschten Regelgrößen in direkten Zusammenhang stehen (exogene Daten). Es handelt sich dabei um Umweltdaten, aufgrund derer momentane Zustände in der Energiegemeinschaft abgeschätzt werden können. Typische Daten sind: Tageszeit, Wochentag, Feiertag, Außentemperatur und Sonneneinstrahlung. Über diese vor Ort gemessenen, online verfügbaren oder fix eingestellten Datenpunkte, kann gemeinsam mit den historischen 15-Minuten Datensätzen ein Modell erstellt werden, über welches der momentane Energiehaushalt in einer EEG geschätzt wird. Datengetriebene Methoden funktionieren mit wachsender Teilnehmerzahl immer genauer, da zufälliges Einzelverhalten statistisch geglättet wird. Um Energieströme in kleinem Maßstab genau steuern zu können, sind Echtzeitdaten der momentanen Erzeugung und Verbrauch notwendig.

Für die Ladung von Elektroautos oder anderen flexiblen Lasten wie elektrischen Heizstäben oder Wärmepumpen sollte die zur Verfügung stehende Leistung bekannt sein. Diese Leistung berechnet sich aus dem Anteil der momentanen Erzeugung, der einem Zählpunkt zugewiesen wird, minus der Leistung, die an einem Zählpunkt von anderen Verbrauchern benötigt wird. Eine flexible Last sollte möglichst dann aktiviert werden, wenn überschüssige Energiemengen aus erneuerbarer Erzeugung vorhanden sind. Die momentane Leistung an den jeweiligen Zählpunkten kann entweder über zusätzliche Messgeräte oder durch die Nutzung der Kundenschnittstelle der Smart Meter ausgelesen werden. Da die Installation von zusätzlichen Messgeräten mit höherem Aufwand und entsprechenden Kosten verbunden ist, ist die Nutzung des Smart Meters die bevorzugte Variante.

Die Kundenschnittstelle von Smart Metern wird in Österreich durch die Intelligente Messgeräte Anforderungs-Verordnung 2011 (IMA-VO 2011) definiert. Über die Kundenschnittstelle können momentane Zählerstände, Leistungsmittelwerte oder Energieverbrauchswerte in zumindest 15-Minuten Intervallen ausgelesen werden. Die genaue Spezifikation der Schnittstelle wird in der Verordnung nicht definiert, wodurch unterschiedliche Ausführungen entwickelt wurden. Verschiedene Hersteller haben Adapter für einzelne Schnittstellen entwickelt. Erst seit kurzem wurde in Auftrag von Oesterreichs Energie als Verband der österreichischen

Elektrizitätswirtschaft ein Adapter für alle Smart Meter in Österreich entwickelt. Seit August 2023 ist die Konzipierung des Adapters abgeschlossen und dieser kann von Lizenznehmern gebaut und vermarktet werden. Der Adapter stellt die gemessenen Daten des Smart Meters via WLAN zur weiteren Verarbeitung bereit.

### **3.2 Wie kann ein Energiegemeinschafts-Lastmanagement umgesetzt werden?**

Die meisten Elektroautoladestationen sowie Wärmepumpenhersteller bieten Schnittstellen (APIs) zum Auslesen und Ansteuern ihrer Geräte an. Die Daten können nun entweder lokal oder online verarbeitet werden. Lokal kann über eine einfache Steuerlogik eine Priorisierung der Lasten vorgenommen werden, sodass beispielsweise erst ein Elektrofahrzeug und dann ein Heißwasser-Speicher beladen wird. Besteht eine aktive Internetverbindung, können auch zusätzlich andere Dienste für das lokale Lastmanagement in Anspruch genommen werden:

- Über Wettervorhersage-APIs, können zukünftige Erzeugung und Verbrauch abgeschätzt werden und Flexibilitäten entsprechend bewirtschaftet werden.
- Werden dynamische Stromtarife verwendet, können die jeweiligen Preise in einer lokalen Optimierung verwendet werden.

Ein einzelner Benutzer kann nun über Steuerlogiken, die von einigen Dienstleistern angeboten werden, seinen eigenen Energiehaushalt steuern.

Haushalte können jedoch einen sehr ungleichmäßigen Energiebedarf aufweisen. So werden kurzzeitig hohe Energiemengen, etwa zum Kochen oder Haare föhnen abgerufen, den Großteil der Zeit herrscht jedoch ein niedriger Energiebedarf. Um das Lastprofil einer ganzen Energiegemeinschaft zu optimieren ist es notwendig, ein liegenschaftsübergreifendes Lastmanagement zu betreiben. TeilnehmerInnen in Energiegemeinschaften haben in diesem Konzept die Möglichkeit, an einem gemeinschaftlichen Lastmanagement teilzunehmen. Über die erwähnte Online-Anbindung werden vorhandene Flexibilitäten einem webbasierten Algorithmus übermittelt. Flexibilitäten, veränderliche und fixe Größen werden gemeinschaftlich optimiert, um beispielsweise einen möglichst hohen Eigenverbrauchsgrad zu erreichen. Diese Größen sind beispielsweise momentane Energieerzeugung, momentaner Verbrauch der Haushalte, Temperaturen in einem Warmwassertank, Ladestatus eines Elektrofahrzeugs oder eines Batteriespeichers.

Die größten Hürden für integriertes Lastmanagement sind fehlende standardisierte Schnittstellen und hohe Anforderungen an den Datenschutz. Es kann ein Trend in Richtung Online-Schnittstellen für energierelevante Geräte beobachtet werden. Diese sogenannten „Smart Home“ Geräte, sind nicht einheitlich standardisiert und es gibt unterschiedliche proprietäre Lösungen mit begrenzter Kompatibilität. Für eine breitere Umsetzung von intelligentem Lastmanagement, müssen einheitliche Schnittstellen von Herstellern gefordert werden. Hier geht es vor allem um Output Schnittstellen, die einer Steuerung die momentan mögliche Leistung und Energiemenge einer Flexibilität übermitteln. Außerdem braucht es Möglichkeiten von externen Steuerungen, Steuersignale an die einzelnen Geräte zu senden. Bei Wärmepumpen gibt es für diese Steuersignale beispielsweise die „Smart Grid Ready“-Schnittstelle, mit 4 unterschiedlichen Betriebszuständen, die eine grundsätzliche Nutzung für Lastmanagement ermöglicht.

Ein weit entwickelter Industriestandard für die Kommunikation von Haushaltsgeräten ist „matter“ [4]. Er wurde gemeinsam von Unternehmen wie Amazon, Apple, Google und Samsung entwickelt und wird seit 2022 von vielen Unternehmen verwendet. Der offene Standard basiert auf dem Internet Protocol (IP), kann jedoch auch ohne Verbindung zum Internet verwendet werden. Er ist kompatibel zu vielen vorhergehenden Standards. Momentan ist der Standard in steuerbaren Steckdosen, Lichtschalter, einzelnen Glühbirnen, Jalousien, Klimaanlage und Türschlössern verfügbar. Nur mit einer weiteren Konsolidierung solcher Standards, ist eine weitverbreitete Anwendung von Energiegemeinschafts-Lastmanagementsystemen realistisch.

## **4 Anreize und Barrieren für gemeinsame Investitionen**

Um zu diskutieren, inwiefern Investitionen durch Energiegemeinschaften angereizt werden, muss betrachtet werden, wodurch sich in der Gemeinschaft ein wirtschaftlicher Vorteil ergeben kann, welche Investitionen in Frage kommen und wie es um die regulatorischen Rahmenbedingungen steht.

### **4.1 Finanzielle Einsparungen in Energiegemeinschaften**

In verschiedenen Arbeiten wurde von den Mitgliedern des Projektteams bereits die wirtschaftliche Situation von Energiegemeinschaften (Business Cases) untersucht. Dabei können mehrere Erlösströme, also Möglichkeiten zur Kosteneinsparung, festgehalten werden:

- Rechnerisches Aufteilen von Überschussenergie: Die Einspeisevergütung am Energiemarkt ist in der Regel niedriger als der Bezugspreis. Der Handel von Energiemengen innerhalb der Gemeinschaft ist somit für Prosumer und Konsumenten finanziell sinnvoll.
- Eigenverbrauchsoptimierung durch Lastverschiebung: Wird Energie verstärkt dann verbraucht, wann sie lokal erzeugt wird, werden Überschussmengen minimiert und somit Kosten gespart.
- Lokaler Netztarif: Erfolgt der Energieaustausch im Rahmen einer EEG, fallen Netzgebühren geringer aus.

Darüber hinaus würden sich weitere Business Cases ergeben, welche aber aufgrund des herrschenden Marktdesigns keine Anwendung finden:

- Spitzenlastreduktion (wenn Spitzenlasttarife verfügbar sind)
- Andere Flexibilitätsdienstleistungen an den Verteilnetzbetreiber (wenn entsprechende Marktplattformen verfügbar sind)

Eine bisherige Untersuchung anhand einfacher Berechnungsbeispiele [5] zeigt bei Haushalten ohne besonderem Flexibilitätspotential (d.h. ohne Wärmepumpe etc.) folgende Kosteneinsparungen durch eine Energiegemeinschaft. Die Berechnung bezieht sich auf einen typischen Tag in der Übergangszeit (April) und die berechneten Stromkosten berücksichtigen Energiekosten, Netzgebühren und sonstige Abgaben. Die rein rechnerische Aufteilung von Überschussenergie, welche sich dadurch ergibt, dass TeilnehmerInnen der Gemeinschaft für Überschussstrom einen höheren Preis als die Einspeisevergütung zahlen können, ergibt eine Ersparnis im Bereich von ca. 5% der Stromkosten im Vergleich zu einem Business-as-Usual

(BaU) Szenario ohne Energiegemeinschaft. Wenn auch ein reduzierter Netztarif in der Energiegemeinschaft genutzt werden kann (in diesem Fall Reduktion um 60%), werden in Summe 15% Kosteneinsparung erzielt. Passen sich NutzerInnen mit Ihrem Verbrauchsverhalten auch noch dem Angebot an Überschussstrom an (Optimierung Eigenverbrauch), was einen deutlich höheren Aufwand bedeutet (bewusste Verhaltensänderung oder Hard- und Softwarelösungen), erhöht sich die Ersparnis nur um weitere 2 Prozentpunkte (Abbildung 1). Ebenso würde auch das Anbieten von Regelenergie nur auf eine zusätzliche Einsparung von 2 Prozentpunkten führen. Diese Berechnungen zeigen deutlich, dass hauptsächlich der reduzierter Netztarif einen finanziellen Anreiz schaffen kann, der Nutzen der Lastverschiebung in diesem Beispiel aber vernachlässigbar ist. Das ist umso bemerkenswerter, da gerade für eine effektive Lastverschiebung erheblicher Aufwand zur Implementierung von automatisierten Steuerungen notwendig ist.

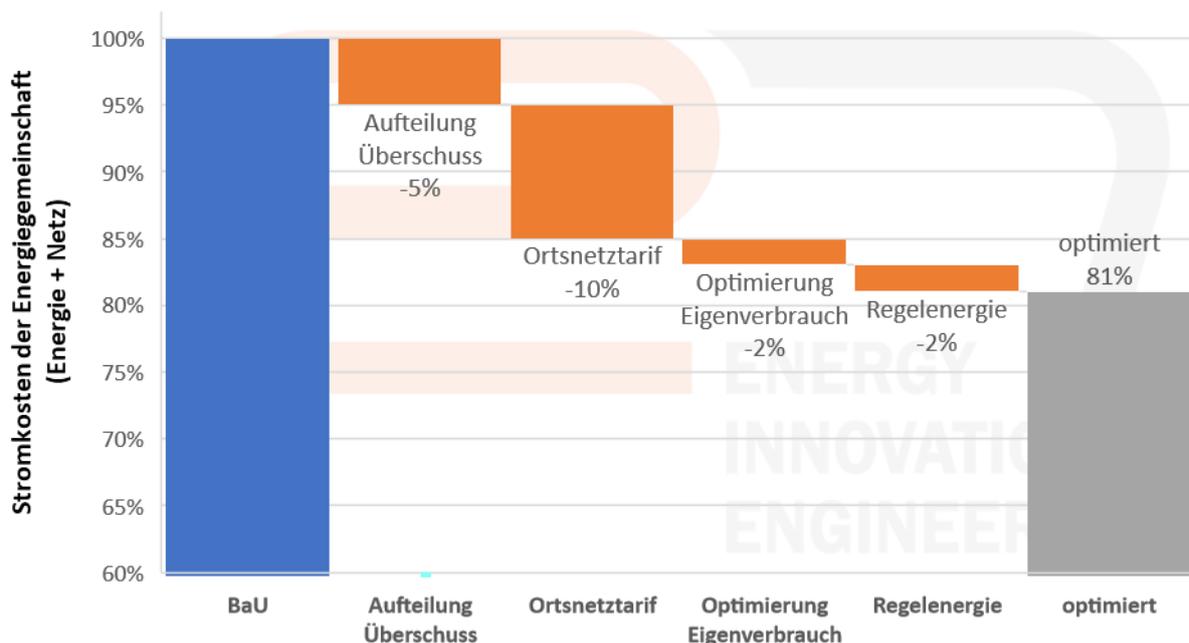


Abbildung 1: Ursprung der möglichen Stromkostensparnis (Energie + Netz) bei Energiegemeinschaften an einem ausgewählten Einzeltag nach Berechnungsbeispiel in [5]

Eine weitere Analyse [6] kommt ebenfalls zum Schluss, dass ein reduzierter Netztarif ein effektives Anreizinstrument für die Gründung von Energiegemeinschaften sein kann. Außerdem werden auch Spitzenlasttarife als verursachergerechter Anreiz zu netzdienlichem Verhalten empfohlen, wobei Energiegemeinschaften am besten durch ein gemeinschaftliches Energiemanagement gesteuert werden sollten, um die Spitzenlast optimal zu reduzieren.

Dieser Standpunkt wird weiters durch detaillierte Berechnungen auf Basis eines ganzen Kalenderjahres in [7] und [8] unterstützt. Hier wurde anhand einer Energiegemeinschaften mit hoher Durchdringung von flexiblen Wärmepumpen gezeigt, dass durch eine optimale Steuerung im lokalen Netz eine Spitzenlastreduktion von über 50% vor allem in den Wintermonaten möglich und somit wirtschaftlich optimal ist. Dies gilt jedoch nur, wenn ein tariflicher Anreiz auf Ebene der Gemeinschaft geschaffen wird. Wird die Spitzenlast auf Ebene des einzelnen Haushalts „bestraft“, so kann die Spitzenlast im lokalen Netz nur um ca. 20% gesenkt werden. Abbildung 4 zeigt diese mögliche Reduktion der Spitzenlast am gemeinsamen Trafo der Energiegemeinschaft. In diesem Beispiel sind alle Kunden in diesem

Netzgebiet Teil der Gemeinschaft. Es handelt sich um 18 Einfamilienhäuser, wobei in Summe 37 kWp PV vorhanden sind. In 12 Häuser werden Wärmepumpen eingesetzt und der Stromverbrauch je Gebäude reicht von ca. 3000 – 20000 kWh jährlich.

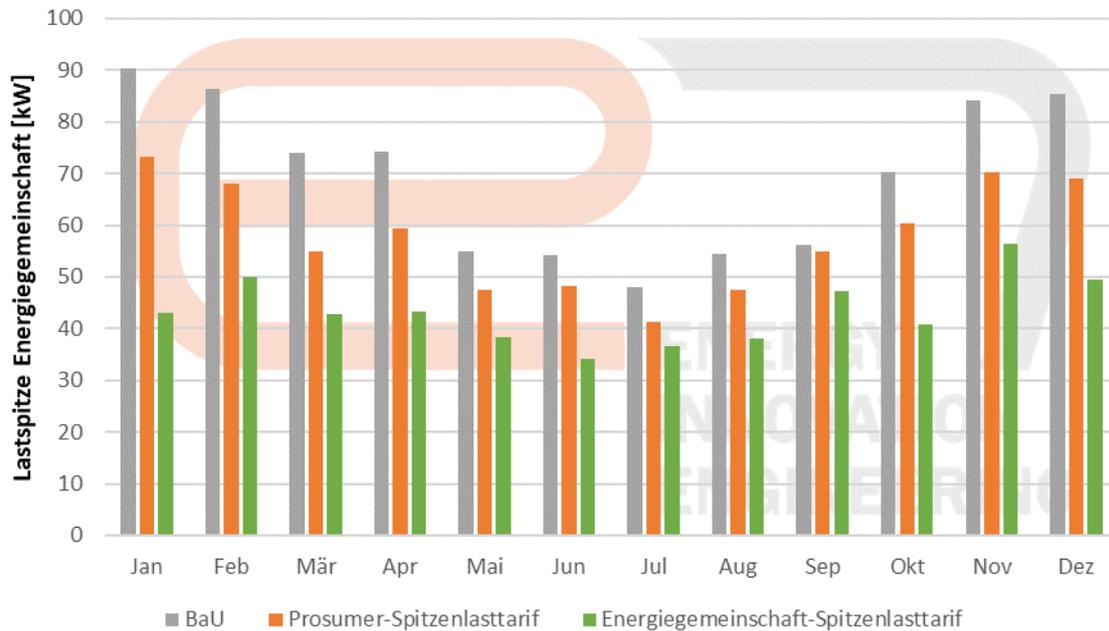


Abbildung 2: Mögliche Reduktion der Spitzenlast einer Energiegemeinschaft unter optimaler Steuerung von Wärmepumpen bei unterschiedlicher Ausgestaltung von Spitzenlasttarifen [7]

## 4.2 Investitionsmöglichkeiten der Gemeinschaft

Als gemeinschaftliche Investitionen einer Energiegemeinschaft kommen in erster Linie Ökostromanlagen und Energiespeichersysteme in Frage. Der Zusammenschluss als Gemeinschaft kann in diesem Kontext besonders aufgrund des Economy-of-Scales-Effekts interessant sein. Sowohl PV-Anlagen, als auch Batteriespeicher haben eine degressive Kostenkurve, d.h. je größer die installierte Kapazität einer Anlage, desto günstiger der Preis je kWp bzw. kWh (Abbildung 3). Somit kann es für die Energiegemeinschaft interessant sein, die Dachfläche einer TeilnehmerIn oder auch eines Gewerbebetriebs zu nutzen, um eine größere Anlage zu errichten, als für den einzelnen Nutzer eigentlich optimal wäre. Auch bei aktuell noch teuren Batterien, sind lokale Gemeinschaftsspeicher (für PV Überschuss oder netzdienliche Glättung der Lastkurve) grundsätzlich sinnvoll.

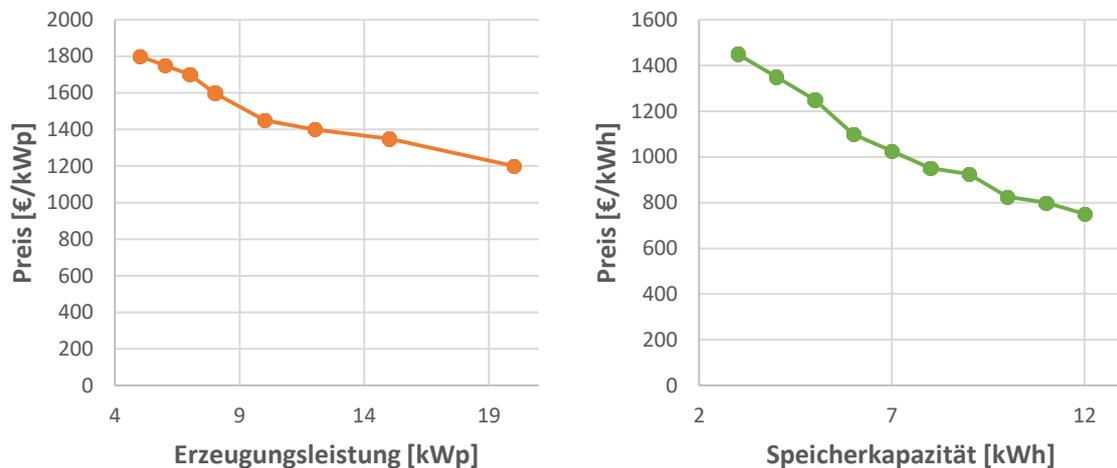


Abbildung 3: Kosten für PV und Batteriespeicher je nach installierter Kapazität (eigene Darstellung nach [9], [10])

Eine weitere interessante Investitionsmöglichkeit für Energiegemeinschaften könnten Windkraftanlagen sein. Aktuell liegen die Kosten für Kleinwindkraftanlagen in einer Größenordnung von ca. 3.000€ bis 6.000€ pro kW Leistung [11]. Bei größeren Anlagen steigen zwar die Gesamtkosten, jedoch pro kW installierte Leistung sinken die Kosten auch hier deutlich. Wenn eine Energiegemeinschaft als Ganzes als Investorin auftritt, sind solche großen Investitionen wirtschaftlich leichter umzusetzen bzw. können größer dimensioniert werden. Außerdem ist zu erwarten, dass bei einer gemeinschaftlichen Investition, die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung für Windkraftanlagen um ein Vielfaches höher ist, als wenn ein Energiekonzern am Standort investiert.

### 4.3 Regulatorischer Rahmen für Investitionen in Energiegemeinschaften

Der größte regulatorische Anreiz, um zusätzliche Investitionen im Rahmen einer Energiegemeinschaft zu tätigen ist derzeit der reduzierte Netztarif bei EEGs. Da außerdem viele Energiegemeinschaften als Verein organisiert sind, könnte sich diese Rechtsform in Zukunft als hilfreich für mehr gemeinschaftliche Investitionen herausstellen. Das liegt daran, dass Gewinne, die gegebenenfalls in einer Energiegemeinschaft erzielt werden, nur gemäß Vereinszweck wieder reinvestiert werden müssen.

Einer wesentlichen regulatorischen Barriere unterliegen derzeit Investitionen in Batteriespeicher. Wird in einer Energiegemeinschaft eine Gemeinschaftsbatterie errichtet und als zentraler Speicher (mit eigenem Zählpunkt) für den dezentralen Überschuss aller TeilnehmerInnen genutzt, fallen hierbei doppelte Netzgebühren an, d.h. jeweils beim Ein- und Ausspeichern der Energie. Um trotzdem einen solchen Gemeinschaftsspeicher zumindest kostendeckend zu betreiben, müsste der Arbeitspreis für den Strombezug vom Netz höher sein, als alle Netzgebühren und Abgaben. Folgendes Rechenbeispiel verdeutlicht diesen Zusammenhang: Nehmen wir an, sowohl der Arbeitspreis sowie der Netztarif (inkl. Abgaben) betragen jeweils 10 Cent pro kWh. Eine kWh Strombezug vom Netz würde somit 20 Cent kosten. Wird eine kWh PV-Strom in der Gemeinschaftsbatterie zwischengespeichert und anschließend verbraucht, fallen dafür in Summe 20 Cent Netzgebühren an. Somit kann der lokal gespeicherte Strom nur mit dem Netzstrom konkurrieren, wenn die Differenz zwischen Arbeitspreis und Netztarif ausreichend hoch ist, um auch die lokalen Gestehungskosten abzudecken. Die Begrenzung der Förderung auf Speichergrößen von 50kWh stellt ein

weiteres Hindernis für Investitionen in große Gemeinschaftsspeicher dar. Auch werden nur Speicher in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage gefördert.

Weiters muss in Zukunft der definierte Teilnehmerkreis für EEGs hinterfragt werden. Derzeit sind große Unternehmen kategorisch ausgeschlossen, da Energiegemeinschaften keine Geschäftsmodelle großer Investoren werden sollen. Problematisch ist diese Definition jedoch insbesondere in Bezug auf gemeinnützige Wohnbaugenossenschaften. Diese fallen meist in die Kategorie große Unternehmen, könnten aber ein großer Hebel zur Ausrollung von Energiegemeinschaften sein. Da sie per Definition keine Gewinne erwirtschaften, sollte eine Teilnahme aus Sicht des Projektkonsortiums ermöglicht werden.

## **5 Evaluierung Energiegemeinschaften: Ausblick auf die Kosten-Nutzen-Analyse 2024**

Im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, in dem der rechtliche Rahmen für Energiegemeinschaften festgelegt wurde, ist nach §79(3) EAG eine Kosten-Nutzen-Analyse vorgesehen. Diese ist von der e-Control im ersten Quartal 2024 zu veröffentlichen und soll untersuchen, ob eine angemessene Beteiligung von Energiegemeinschaften an den Systemkosten sichergestellt ist. Das betrifft einen fairen Beitrag einerseits zu den Netzkosten und andererseits zu den Ausgleichsenergiekosten. In den folgenden Abschnitten werden beide Aspekte genauer beleuchtet und die Einschätzungen des Projektteams zusammengefasst.

### **5.1 Reduzierter Netztarif für Erneuerbare Energiegemeinschaften**

Je nachdem, ob es sich um lokale oder regionale EEGs handelt, wird vom Netzbetreiber für den geteilten Strom ein unterschiedlich reduzierter Netztarif verrechnet. Generell sollten Netztarife verursachergerecht sein und die Kosten für den Ausbau und die Instandhaltung des Netzes decken. Daher stellt sich die Frage, inwiefern der reduzierte Netztarif für EEGs gerechtfertigt ist. Lokale Verteilnetze werden so dimensioniert, dass sie für die höchste Maximallast des Jahres ausgelegt sind. In Wohngebieten kann dies bspw. ein Abend in den Weihnachtsfeiertagen sein, an dem alle Verbraucher im Haushalt auf Hochtouren laufen. Durch das rechnerische Teilen von Überschussenergie in einer Energiegemeinschaft ändert sich daran im physischen Netz noch nichts. Ein netzdienliches Verhalten in der Gemeinschaft kann erst dann realisiert werden, wenn die TeilnehmerInnen ihre Energieflexibilität aktiv nutzen, d.h. große Lasten wie Wärmepumpen und e-Ladestationen so steuern, dass der Überschussstrom dann genutzt wird, wenn er lokal anfällt. Außerdem ist anzumerken, dass reduzierte Netzentgelte in EEGs generell zu erhöhten Netzentgelte für die Allgemeinheit führen, da (bisher) keine Investitionskosten im Netz eingespart werden.

Insofern vertritt das Projektteam die Meinung, dass die Kosten-Nutzen Analyse ein besonderes Augenmerk auf die Verursachergerechtigkeit bei den Netztarifen werfen sollte, da Energiegemeinschaften, wie sie derzeit zum Großteil ausgestaltet sind, über keine intelligente Steuerung verfügen und daher keinen Beitrag zur Netzdienlichkeit leisten. Dennoch muss respektiert werden, dass die reduzierten Netztarife einen wesentlichen finanziellen Anreiz für die Gründung von Energiegemeinschaften darstellen. Ein Förderinstrument für Energiegemeinschaften ist daher trotzdem unabdingbar. Fraglich ist jedoch, ob die Bindung der Kostenreduktion an die Netzebenen sinnvoll ist.

## 5.2 Auswirkungen von Energiegemeinschaften auf die Energielieferanten

Das österreichische bzw. europäische Strommarktdesign erfordert, dass Energielieferanten sogenannte Fahrpläne für ihre prognostizierten erzeugten Energiemengen sowie für den erwarteten Verbrauch ihrer Kunden erstellen. Dies passiert für eine zeitliche Auflösung von Viertelstunden. In der Regel kommt es in der Realität zu Abweichungen von diesen Fahrplänen, welche als Ausgleichsenergie bezeichnet werden. Für die verursachte Ausgleichsenergie hat der Energielieferant einen gewissen Preis zu zahlen. Da Energiegemeinschaften in Österreich nicht als Energielieferanten gelten, gilt diese Verpflichtung für sie nicht.

Zum Thema Auswirkungen von Energiegemeinschaften auf Energielieferanten, die als Reststromlieferanten nach wie vor gebraucht werden, wurde im Projektteam ein Workshop mit Fachexperten veranstaltet. Dabei wurden zwei Thesen eingehend diskutiert:

### **These 1: „Energiegemeinschaften führen zu weniger Umsatz und höheren Ausgleichsenergiekosten bei den Energielieferanten“**

Der geringere Umsatz eines Energielieferanten je Kunde beruht auf der Tatsache, dass in PV-dominierten Energiegemeinschaften der Reststromlieferant den Großteil der Energiemengen zur Morgen- und Abendspitze liefern muss, d.h. zu Zeiten in denen der Strompreis an der Börse tendenziell hoch ist. Umgekehrt liefert ein Reststromlieferant wenig in den Mittagsstunden, in denen die Börsenpreise niedriger sind, oder muss sogar in diesen Zeiten Strom abnehmen und vermarkten. Bietet der Lieferant also einen Vertrag mit fixen Preisen je kWh an, verringert sich der Umsatz je Kunde. Eine logische Folge zur Umgehung dieses Effekts wären Verträge mit dynamischen Preisverläufen je Tageszeit. Unter bestimmten Voraussetzungen kann dieser Effekt auch zu höheren Ausgleichsenergiekosten bei den Energielieferanten führen. Diese müssen ihre Prognosen an das geänderte Lastverhalten anpassen, das durch Teilen von Energiemengen in der Gemeinschaft entsteht. Gelingt das nicht, sind höhere Ausgleichsenergiekosten das Ergebnis. Das kann durch ein rasches „Lernen“ der Prognose vermieden werden, führt aber jedenfalls zu mehr Aufwand und damit Kosten (siehe These 2).

Auf Europäischer Ebene wurde dieser Standpunkt bereits in einem Report von CEER [12] aufgegriffen. Wenn der Reststromlieferant – wie in Österreich geregelt – bei der Teilnahme von Energiegemeinschaften nach wie vor die gesamte Bilanzverpflichtung des Kunden tragen muss, erhöht sich für den Lieferanten das Risiko für Ausgleichsenergiekosten. Wenn keine Diskriminierung einzelner Kunden erfolgt, die Teil einer Energiegemeinschaften sind, werden diese Kosten auf alle Kunden abgewälzt.

Aus diesem Grund wird in Deutschland, wo Energiegemeinschaften noch keine vergleichbare rechtliche Basis haben, künftig ein Modell angedacht, bei dem Energiegemeinschaften bilanzverpflichtet sind und somit ihre gesamten Ausgleichsenergiekosten selbst tragen müssen [13]. Dieser Ansatz verspricht höhere Verursachergerechtigkeit, jedoch sind die Hürden zur Gründung um ein Vielfaches höher und kommt hinsichtlich des administrativen Aufwands und der operativen Betreuung der Gründung eines Energielieferanten gleich. Damit ein Umlagen der damit verbundenen Kosten auf alle Kunden vermieden wird, wäre demnach eine verstärkte Beteiligung von Energiegemeinschaften an den anfallenden Ausgleichsenergiekosten sinnvoll, ähnlich dem deutschen Ansatz.

## **These 2: „Energiegemeinschaften erschweren die Fahrplanerstellung für Energielieferanten“**

Für die Erstellung von Fahrplänen, d.h. für die Prognose der erzeugten und verbrauchten Energiemengen, sind Energiegemeinschaften aktuell eine „Black Box“. Da noch nicht alle Verbraucher mit Smart Meter ausgestattet sind, erfolgt die Prognose der Verbrauchsdaten heute großteils noch mittels Standardlastprofile, welche nur sehr grob das Lastprofil bspw. eines typischen Haushalts abbilden. Verfügt ein Kunde über eine PV-Anlage, wird ebenso ein standardisiertes Erzeugungsprofil berücksichtigt. Ist ein Kunde nun TeilnehmerIn einer Energiegemeinschaft, ist es nach dieser Methode nicht nachvollziehbar, inwiefern das Lastprofil durch die gemeinschaftlich geteilten Energiemengen beeinflusst wird. Daher ist ein vollständiger Smart Meter Roll-Out unabdingbar, damit die tatsächlichen Viertelstundenwerte der Verbraucher zur Prognose- und Fahrplanerstellung herangezogen werden können. Zu erwähnen ist, dass aktuelle der Roll-Out bei ca. 70% liegt, mit lokalen starken Unterschieden je Bundesland [14]. Erschwerend kommt aktuell hinzu, dass Energielieferanten zwar in der Regel bereits am Folgetag die Verbrauchswerte ihrer Kunden übermittelt bekommen, jedoch die Netzbetreiber sich Änderungen an den Daten bis einen Monat später vorbehalten.

Generell scheint das Problem der erschwerten Fahrplanerstellung aber durchaus überwindbar, da zu erwarten ist, dass bis zu dem Zeitpunkt, an dem Energiegemeinschaften in Österreich eine kritische Masse erreichen, der Smart Meter Roll-Out weitgehend abgeschlossen ist. Somit wäre dann eine Bilanzierung mit realen Viertelstundenwerten möglich.

## **6 Fünf Forderungen für die Zukunft**

Als Ergebnis dieser Arbeit werden angesichts der aktuell bestehenden Barrieren fünf Forderungen formuliert. Aus Sicht der Autoren sind folgende Anpassungen beim Marktdesign notwendig, sodass Energiegemeinschaften tatsächlich einen Beitrag zur Energiewende leisten können:

1. Netzdienliche Tarifstrukturen: Um Netzdienlichkeit zu fördern, braucht es besonders für Energiegemeinschaften netztarifliche Anreize, z.B. Spitzenlasttarife.
2. Zielgenaue Förderungen für gemeinschaftliche Investitionen: Um Skaleneffekte zu nutzen, sollten Förderungen vor allem gemeinschaftliche Investitionen anreizen. Außerdem sollte auch intelligentes Energiemanagement förderbar sein.
3. Ende der doppelten Netzgebühren für Gemeinschaftsspeicher: Solange Netzgebühren sowohl für das Ein- und Ausspeichern anfallen, sind Batterien als effiziente Gemeinschaftsspeicher in Energiegemeinschaften unrentabel.
4. Ende der Diskriminierung bei Reduktion der Netzgebühren: Reduzierte Netztarife sollten unabhängig von der Stromlieferung bzw. der Teilnahme an einer bestimmten Rechtsperson gelten, sondern nur am tatsächlich netzdienlichen Verhalten gemessen werden.
5. Die anstehende Kosten-Nutzen-Analyse sollte als umfassende volkswirtschaftliche Bewertung von Energiegemeinschaften verstanden werden. In diesem Zusammenhang sollte einerseits der bisherige Beitrag von Energiegemeinschaften zur Netzentlastung und andererseits die Auswirkungen von Energiegemeinschaften auf die Ausgleichsenergiekosten von Energielieferanten beleuchtet werden.

## 7 Literatur

- [1] e-Control, „EAG-Monitoringbericht 2023“, 2023. Zugegriffen: 30. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-EAG-Monitoringbericht-2023.pdf/2104d8ca-4a61-d1da-3fde-d90ff7628b35?t=1696968629725>
- [2] G. Preßmair, M. Mayr, G. Benke, M. Maldet, und M. Katt, „Positionspapier Energiegemeinschaften, Projekt Energy Point“, Dez. 2023. Zugegriffen: 30. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.e-sieben.at/de/projekte/21021\\_Energy\\_Point.php](https://www.e-sieben.at/de/projekte/21021_Energy_Point.php)
- [3] *Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)*. Zugegriffen: 30. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/NormDokument.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619&Artikel=&Paragraf=0&Anlage=&Uebergangsrecht=>
- [4] DIGITAL-ROOM, „Matter“, FAQ – die häufigsten Fragen zu Matter. Zugegriffen: 1. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://matter-smarhome.de/>
- [5] G. Pressmair, E. Kapassa, D. Casado-Mansilla, C. E. Borges, und M. Themistocleous, „Overcoming barriers for the adoption of Local Energy and Flexibility Markets: A user-centric and hybrid model“, *Journal of Cleaner Production*, Bd. 317, S. 128323, Okt. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.128323.
- [6] M. Maldet u. a., „Trends in local electricity market design: Regulatory barriers and the role of grid tariffs“, *Journal of Cleaner Production*, Bd. 358, S. 131805, Juli 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.131805.
- [7] G. Preßmair, „Ein Business Case für Energiegemeinschaften? Wirtschaftliche Modellierung eines lokalen Energie und Flexibilitätsmarktes“, gehalten auf der 13. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Feb. 2023. Zugegriffen: 26. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/programme\\_text](https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/programme_text)
- [8] G. Pressmair u. a., „Report on Business Models' viability results plan“, Deliverable D10.2, Juli 2023. Zugegriffen: 26. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://parity-h2020.eu/end-user-questionnaires-interviews/>
- [9] A. Vöpel, „Kosten und Preise für Photovoltaik im Jahr 2023“. [Online]. Verfügbar unter: <https://gruenes.haus/solaranlage-kosten-was-kostet-photovoltaik/>
- [10] S. Fonseca, „Stromspeicher-Kosten: Preise für PV-Speicher in 2023“. [Online]. Verfügbar unter: <https://gruenes.haus/stromspeicher-kosten-preise-pv-speicher/>
- [11] kleine-windkraft.at, „Der österreichische Kleinwindkraftmarkt“. Zugegriffen: 26. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://wilderwind.at/?mdoc\\_id=1034049](https://wilderwind.at/?mdoc_id=1034049)
- [12] CEER, „Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities“. 25. Juni 2019. Zugegriffen: 26. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/8ee38e61-a802-bd6f-db27-4fb61aa6eb6a>
- [13] K. Habersbrunner, „Energiegemeinschaften Beschleuniger der dezentralen Energiewende Perspektiven aus Deutschland“, gehalten auf der Konferenz Energiegemeinschaften 2023, Wien, März 2023. Zugegriffen: 26. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/1\\_Katharina-Habersbrunner\\_Buendnis-Buergerenergie.pdf](https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/1_Katharina-Habersbrunner_Buendnis-Buergerenergie.pdf)
- [14] e-Control, „Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2023“, Wien, 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/SmartMeterMonitoringbericht2023\\_FINAL.pdf/6b1f3891-1137-3d65-cb13-67913d7be0b5?t=1696834071004](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/SmartMeterMonitoringbericht2023_FINAL.pdf/6b1f3891-1137-3d65-cb13-67913d7be0b5?t=1696834071004)



Das Projekt Energy Point wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der 7. Ausschreibung des Energieforschungsprogramms durchgeführt. Die Abwicklung erfolgt über die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG).