

Studie | Dezember 2024

Flexibilisierung des Stromsystems

Beitrag von Energy Sharing für Netz-, System- und
Marktdienlichkeit – neun Thesen zur Ausgestaltung



Von Dr. Erwan Taillanter, Louisa Wasmeier, Joachim Ferstl,
Dr.-Ing. Alexander Bogensperger, Lisa Würker, Patrick Vollmuth und Nora Amer

EWS-Policy Brief

Die Rolle von **Bürgerinnen und Bürgern in der Energiewende** weitet sich aus, sowohl bei der dezentralen **Stromerzeugung** als auch bei der Bereitstellung von **Flexibilität**. Aktuell findet eine Debatte statt, wie Erzeugung, Speicher und flexible Lasten das zukünftige Energiesystem entlasten können. **Energy Sharing** wird dabei von einigen Akteuren als relevantes Konzept gesehen. Es beschreibt die koordinierte Nutzung und Erzeugung von Strom, unabhängig von etablierten Marktrollen und bei Einbeziehung des öffentlichen Netzes. Das Konzept kombiniert positive Effekte bei Akzeptanz, Teilhabe und Ausbau Erneuerbarer. In dieser Studie wird sowohl **Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit** verschiedener Ausgestaltungsformen von Energy Sharing als auch die Auswirkungen auf Strompreise und Preissicherheit quantitativ und qualitativ untersucht.

In Deutschland steht die nationale Umsetzung der EU-Vorgaben für das Recht auf Energy Sharing noch aus. Ein wichtiger Impuls ist der **Gesetzentwurf zum § 42c EnWG** im Rahmen der laufenden Novelle des Energiewirtschaftsrechts. Zum Zeitpunkt der Studiererstellung ist unklar, ob dieser angesichts des Koalitionsbruchs von Anfang November 2024 planmäßig zum 1. Juni 2026 in Kraft treten kann.

Insbesondere folgende **Kernthesen** wurden im Rahmen der Studie definiert:

Netzdienlichkeit

- **Energy Sharing** setzt Anreize für **netzdienliches Verhalten**, wenn lokale Erzeugung und Verbrauch anteilig abgebildet werden, also wenn auch **KMU und reine Verbraucher** sich beteiligen können.
- Die Netzentlastung von Energy Sharing wird gesteigert, wenn es mit **zeitvariablen Netzentgelten kombiniert** wird, die an lokaler Erzeugung und Verbrauch in der Region ausgerichtet sind.
- Energy Sharing mit **Pooling** ermöglicht eine effizientere Verteilung des regionalen Stromüberschusses und einen höheren Eigenverbrauch in der Energy Sharing Community.
- Insbesondere für Netzdienlichkeit ist der entscheidendere Faktor, dass sich **ausreichend Teilnehmende** aus der Region beteiligen.

Flexibilität und Marktdienlichkeit

- Die Marktdienlichkeit von Energy Sharing nimmt zu, wenn es mit einem **dynamischen Reststromtarif** kombiniert wird, ohne dabei die Netzdienlichkeit zu beeinträchtigen.
- Energiegemeinschaften können Flexibilität bündeln und für netz-, system- und marktdienliche Zwecke bereitstellen. Hierfür ist eine **ausreichende intelligente Steuerung** erforderlich.

Preissicherheit und niedrigere Strompreise

- Energy Sharing mit Bürgerwindparks **senkt die Strompreise** für Verbraucherinnen und Verbraucher.
- Energy Sharing steigert **Akzeptanz und Teilhabe** und kann bei Bürgerinnen, Bürgern, vulnerablen Verbrauchern und Bürgerenergiegemeinschaften zu einer erhöhten Preissicherheit beitragen.
- Um die **Wirtschaftlichkeit** für Verbraucherinnen und Verbraucher zu sichern, sind Anreize wie Senkung der Netzentgelte und Stromsteuer oder ein Energy-Sharing-Bonus notwendig.

Basierend auf den Studienergebnissen und Blick auf den vorliegenden Gesetzentwurf zu Energy Sharing (§ 42c EnWG) wurden folgende **Handlungsempfehlungen** für eine netz-, markt- und systemdienliche Umsetzung von Energy Sharing erarbeitet:

- **Reine Verbraucher und KMUs** sollten ins Energy Sharing einbezogen werden, um die netzdienlichen Effekte von Energy Sharing zu stärken.
- Ein **stärkerer lokaler** Bezug stärkt die Netzdienlichkeit von Energy Sharing. Dies sollte mit einer Stromsteuerbefreiung nach § 9 StromStG kombiniert werden, um einen lokalen Anreiz zu schaffen.
- Prosumer sollten vollständig von **Lieferantenpflichten befreit** werden, um die Attraktivität des Konzepts zu steigern.
- Falls die **Installation von RLM-Zählern** weiterhin vorgegeben wird, droht die Unwirtschaftlichkeit von Energy Sharing und damit keine Umsetzung in der Praxis.
- Die **Entlastung des EEG-Kontos** durch Energy Sharing sollte an die Energy Sharing Gemeinschaft weitergegeben werden.
- Aufgrund der **netzentlastenden Effekte** sollte eine Netzentgeltreduktion für Energy Sharing wie bei KWK-Bestandsanlagen umgesetzt werden.

Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Projektpartner

EWS Elektrizitätswerke Schönau eG

Bitte zitieren als

FfE (2024): Flexibilisierung des Stromsystems: Beitrag von Energy Sharing für Netz-, System- und Marktdienlichkeit. Studie im Auftrag der: Elektrizitätswerke Schönau

Veröffentlicht am

24.01.2025

(Erstversion am 18.12.2024)

Der Begriff „Grundversorgung“ wurde in der zweiten Version durch „Vollversorgung“ ersetzt.

Bearbeiter:innen

Dr. Erwan Taillanter
Louisa Wasmeier
Joachim Ferstl
Dr.-Ing. Alexander Bogensperger
Lisa Würker
Patrick Vollmuth
Nora Amer

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	6
1 Kontext, Energiewende und Mechanismen zur Systemstabilität	9
1.1 Transformation des Energiesystems und der Rolle privater Akteure	9
1.2 Flexible Assets sind ein zentraler Bestandteil der Energiewende	9
1.2.1 Netzdienlichkeit	9
1.2.2 Marktdienlichkeit	9
1.2.3 Systemdienlichkeit	10
1.2.4 Synergien und Konflikte zwischen den Mechanismen	10
1.3 Potenzial von Energy Sharing und Ziele der Studie	10
2 Umsetzungsformen von Energy Sharing – Begriffsdefinitionen und Rechtslage	11
2.1 Europäischer Rechtsrahmen und Begriffsdefinition	11
2.2 Umsetzung von Energy Sharing in Deutschland	12
2.2.1 Grundlegende energiewirtschaftliche und regulatorische Fragestellungen	12
2.2.2 Rechtslage in Deutschland: Status Quo	14
2.2.3 Gesetzentwurf zur gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien	14
2.2.4 Weitere Energy Sharing Konzepte in Deutschland und im EU-Ausland	18
2.3 Erste Einordnung des Zusammenhangs zwischen Umsetzung von Energy Sharing und Rückwirkungen auf Netz, Markt und System	20
3 Simulation von Energy Sharing in exemplarischen deutschen Gemeinden	22
3.1 Methodik	22
3.1.1 Simulation von Gemeinden und Auswahl auf Basis von Clustering	22
3.1.2 Berechnung der Preise	23
3.1.3 Annahmen und Eingangsparameter	25
3.2 Kriterien zur vergleichenden Bewertung verschiedener Umsetzungsformen	26
3.2.1 Netzdienlichkeit	26
3.2.2 Marktdienlichkeit	27
3.2.3 Systemdienlichkeit	27
4 Einfluss von Energy Sharing auf Netz, Markt und System	28
5 Einordnung und Handlungsoptionen	37
5.1 Zusammenfassung und Kernergebnisse	37
5.2 Handlungsoptionen	39
5.3 Limitationen und weiterer Forschungsbedarf	41
6 Literaturverzeichnis	44
7 Abbildungsverzeichnis	47
8 Tabellenverzeichnis	48

Executive Summary

Das Energiesystem ist im Wandel und wird zunehmend erneuerbar und dezentral. Insbesondere wächst die Rolle von Privatpersonen, einerseits bei der Stromerzeugung, andererseits aber auch bei der Bereitstellung von Flexibilität aus steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, welche zur Aufrechterhaltung eines stabilen Energiesystems genutzt werden kann. Es werden aktuell vielfältige Mechanismen diskutiert und teilweise eingeführt, um den zielführenden Einsatz von flexiblen Lasten und Speichern in einem dezentralen Energiesystem zu ermöglichen.

Energy Sharing bezeichnet die koordinierte Nutzung und Erzeugung von Strom, unabhängig von etablierten Marktrollen, einschließlich der Einbeziehung einer oder mehrerer Spannungsebenen des öffentlichen Netzes. Es wird als vielversprechendes Konzept bewertet, da es intrinsisch mehrere positive Rückwirkungen kombiniert. Im Rahmen dieser Studie soll bewertet werden, welche Umsetzungsformen von Energy Sharing tatsächlich die richtigen Anreize setzen, um dessen netz-, system- und marktdienliches Potenzial zu heben.

Aktuell ist der Begriff Energy Sharing noch nicht eindeutig abgrenzbar definiert. Festlegungen des europäischen Rechtsrahmens bieten zwar eine Grundlage, lassen jedoch großen Spielraum offen bei der Umsetzung in nationales Recht. Während mehrere Länder die Vorgaben dieses Rechtsrahmens bereits in nationales Recht übertragen haben, befindet sich die vollständige Umsetzung in das deutsche Recht derzeit noch in der Ausarbeitung. Die Grundlage für Energy Sharing unter Nutzung des öffentlichen Netzes soll der Gesetzentwurf zum § 42c EnWG im Rahmen der laufenden Novelle des Energiewirtschaftsrechts liefern. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie ist allerdings unklar, ob dieser angesichts des Koalitionsbruchs von Anfang November 2024 noch planmäßig zum 1. Juni 2026 in Kraft treten wird.

Um eine sachliche öffentliche Debatte und einen konstruktiven Entscheidungsprozess zu unterstützen, werden in Kapitel 1 der Studie die Definitionen von Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit im Rahmen der Studie festgelegt, bevor in Kapitel 2 die verschiedenen Ausgestaltungsformen von Energy Sharing definiert, voneinander abgegrenzt und eingeordnet werden. Dabei unterscheiden sich die Umsetzungsformen von Energy Sharing zum Teil stark, sodass auch unterschiedliche systemische Rückwirkungen zu erwarten sind. Im Rahmen dieser Studie soll bewertet werden, welche Umsetzungsformen von Energy Sharing tatsächlich die richtigen Anreize setzen, um dessen netz-, system- und marktdienliches Potenzial zu heben.

Der zweite Teil der Studie (Kapitel 3 und 4) vergleicht zwei dieser Ausgestaltungsformen von Energy Sharing mit alternativen Mechanismen bezüglich ihrer Systemrückwirkungen. Dieser Vergleich basiert auf einer multikriteriellen Bewertung, die sowohl auf Ergebnisse aus der Literatur als auch eine im Rahmen dieser Studie durchgeführte Simulation zurückgreift. Kapitel 3 beschreibt die Methodik dieser Simulation und Kapitel 4 ist in Form von 9 Thesen zu Energy Sharing strukturiert:

Kernthesen

1

Energy Sharing setzt **Anreize für netzdienliches Verhalten (zur Entlastung höherliegender Netzebenen)**, wenn die **lokale Erzeugung und Verbrauch** anteilig abgebildet werden. Hierfür sollten auch **Bürgerwindparks vor Ort, reine Verbraucher und KMU** die Möglichkeit zur Beteiligung erhalten, was zusätzlich lokale Wertschöpfung schafft und vulnerable Gruppen einbezieht.

2

Wird Energy Sharing **mit zeitvariablen Netzentgelten kombiniert**, die an lokaler Erzeugung und Verbrauch in der Region ausgerichtet sind, werden **netzdienliche Effekte verstärkt**.

Kernthesen

3

Die **Marktdienlichkeit** von Energy Sharing nimmt zu, wenn dieses mit einem **dynamischen Reststromtarif kombiniert** wird, ohne die Netzdienlichkeit zu beeinträchtigen.

4

Energy Sharing mit Bürgerwindparks senkt die Strompreise für Verbraucherinnen und Verbraucher. Dieser Anreiz ist stärker ausgeprägt bei lokalen dynamischen Tarifen als bei statischen Energy Sharing Preisen.

5

Mit lokalen dynamischen Tarifen und statischen bilateralen Verträgen können **vergleichbar markt- und netzdienliche Preisanreize** gesetzt werden. Insbesondere für **Netzdienlichkeit ist der entscheidende Faktor**, dass sich **ausreichend Teilnehmende aus der Region** beteiligen.

6

Pooling im Rahmen von Energy Sharing ermöglicht eine **effizientere Verteilung des Stromüberschusses** in der Region und damit einen höheren Eigenverbrauch in der Energy Sharing Community.

7

Energiegemeinschaften könnten **Flexibilität bündeln und für netz-, system- und marktdienliche Zwecke** bereitstellen. Hierfür ist eine **ausreichende intelligente Steuerung erforderlich**.

8

Energy Sharing **steigert Akzeptanz und Teilhabe** und kann für private Akteure, einschließlich vulnerabler Verbraucher, zu einer **erhöhten Preissicherheit** beitragen.

9

Energy Sharing ermöglicht die **Kombination markt- und netzdienlicher Preisanreize** und kann somit zur **Netz- und Systemstabilität** beitragen. Um die Wirtschaftlichkeit für Verbraucherinnen und Verbraucher zu sichern, sind jedoch **zusätzliche Anreize notwendig**.

Die Simulationen zeigen keine größeren systematischen Unterschiede zwischen statischen und dynamischen Preisen hinsichtlich ihrer netz- und marktdienlichen Anreize. Für die Optimierung des Eigenverbrauchs sind lokale dynamische Tarife jedoch deutlich besser geeignet als statische bilaterale Verträge, wie aktuell vorgesehen im Gesetzentwurf zum § 42c EnWG, da mit lokalen dynamische Tarifen wegen der Bündelung von Erzeugung und Verbrauch Überschüsse effizienter in der Gemeinschaft verteilt werden können. Neben dem Preisbildungsmechanismus und der Bündelung von Erzeugung und Verbrauch ergeben sich aus der Simulation zudem weitere Rückschlüsse zur Ausgestaltung einer netz-, markt- und systemdienlichen Umsetzung von Energy Sharing, wie dargestellt in Abbildung 1.



Abbildung 1: Wichtigste Entscheidungsparameter zur Ausgestaltung einer netz-, markt- und systemdienlichen Umsetzung von Energy Sharing

Basierend auf den Ergebnissen liefert Kapitel 5 Handlungsoptionen, die nachfolgend in Tabelle 1 zusammengefasst werden:

Tabelle 1: Handlungsoptionen für eine netz-, markt- und systemdienliche Umsetzung von Energy Sharing

Bewertung des Gesetzentwurfs zu § 42c EnWG	Förderung von Energy Sharing	Langfristige Entwicklung von Energy Sharing
- Die geringen Anforderungen an den räumlichen Zusammenhang könnte die Netzdienlichkeit einschränken. - Die Möglichkeiten bei der Strom-Aufteilung sollten erweitert werden. - Eine vollständige Befreiung der Lieferantenpflichten könnte die Attraktivität für Prosumer deutlich erhöhen. - Neben RLM-Zählern sollten auch intelligente Messsysteme zur Umsetzung von Energy Sharing erlaubt sein.	- Die Entlastung des EEG-Kontos durch Energy Sharing sollte an Teilnehmende weitergeleitet werden - Eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 StromStG würde einen zusätzlichen lokalen Anreiz schaffen - Eine Netzentgeltreduktion für Energy Sharing sollte auf Basis einer Kosten-Nutzen-Analyse bewertet werden	- Energiegemeinschaften als Rechtspersonen, könnten helfen, das volle Potenzial von Energy Sharing auszuschöpfen - Alle Akteure des Energiesystems sollten sich mit den zahlreichen Geschäftsmodellen, die die Kombination von Energy Sharing mit weiteren Mechanismen bietet, auseinandersetzen.

1 Kontext, Energiewende und Mechanismen zur Systemstabilität

1.1 Transformation des Energiesystems und der Rolle privater Akteure

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 mindestens 80 % des verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen (Bundesregierung, 2024a). Der rasche Ausbau von erneuerbaren Anlagen hat Auswirkungen auf das gesamte Stromsystem. Die kleinteilige, dezentrale Erzeugung findet oft in der Nieder- oder Mittelspannung statt. Zusammen mit der Erhöhung des Verbrauchs, der insbesondere durch den Markthochlauf von Elektromobilität und Wärmepumpen getrieben ist (Bundesregierung, 2023), führt dies in allen Spannungsebenen zu einem erheblichen Netzausbaubedarf. So sind auf Verteilnetzebene Investitionsvorhaben in Höhe von 42 Mrd. € geplant (Bundesnetzagentur, 2023). Auf Übertragungsnetzebene werden rund 20.000 km Netzausbau geplant, für den ein Investitionsbedarf von bis zu 250 Mrd. € prognostiziert wird (McKinsey&Company, 2024).

Zudem müssen Mechanismen zur Sicherung der Systemstabilität an die neue Realität einer zunehmend dezentralen Stromerzeugung angepasst werden. Wo in der Vergangenheit wenige große Erzeugungsanlagen dynamisch auf die Nachfrage reagierten, muss in naher Zukunft eher der Verbrauch auf die Erzeugung reagieren können.

Mit der Dezentralisierung der Erzeugung verändert sich auch die Rolle von Privatpersonen im Energiesystem. Statt von einem Energielieferanten Strom zu kaufen und zu verbrauchen, werden sie zunehmend zu Prosumern, die eine Erzeugungsanlage (meistens PV) besitzen. Diese können sie einerseits zur Deckung ihres Eigenverbrauchs nutzen, jedoch auch den darüber hinaus erzeugten Überschussstrom vermarkten. Damit nehmen sie eine deutlich aktivere Rolle im Energiesystem ein.

1.2 Flexible Assets sind ein zentraler Bestandteil der Energiewende

Während der Hochlauf von Elektromobilität und Wärmepumpen auf der einen Seite den Verbrauch deutlich erhöht und zu Lastspitzen führt, können diese Verbrauchseinrichtungen ebenso wie private Hausspeicher auf der anderen Seite flexibel betrieben und so für

netz- oder systemdienliche Zwecke eingesetzt oder an der Börse vermarktet werden. Dies bedeutet einerseits zusätzliche Erlöspotenziale für Prosumer und flexible Verbraucher, erfordert aber auch einen grundlegenden Wandel der energiewirtschaftlichen Rollen und Prozesse, um diese dezentralen Flexibilitäten nutzbar zu machen. Netz-, markt- und systemdienliche Ziele können dabei Synergien aufweisen, jedoch auch in Konkurrenz zueinander stehen.

1.2.1 Netzdienlichkeit

Mechanismen, die dazu beitragen, **Kosten bei der Netzbetriebsführung** oder den **Bedarf für** Netzausbau zu verringern, werden als **netzdienlich** bezeichnet. Dies beinhaltet insbesondere Maßnahmen, die durch eine Glättung des Verbrauchs zu einer Reduzierung von Lastspitzen in den Netzen beitragen oder zu einer Verlagerung des Verbrauchs in Zeiten mit hoher lokaler Erzeugung führen.

Einerseits ermöglichen kurative Mechanismen wie die *Netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen* (§ 14a Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) es dem Netzbetreiber, bei kritischer Netzauslastung den Verbrauch flexibler Anlagen zu drosseln.

Andererseits können präventive Mechanismen, wie zeitvariable Netzentgelte oder andere Mechanismen zur Abbildung der lokalen Netzauslastung im Strompreis einen monetären Anreiz zur Anpassung des flexiblen Verbrauchs an die Netzauslastung schaffen.

1.2.2 Marktdienlichkeit

Die hohe Volatilität und Wetterabhängigkeit der Erzeugung aus erneuerbaren Quellen führt zu zunehmend volatilen Preisen am Strommarkt. Diese Preisschwankungen beinhalten zwar höhere Erlöspotenziale, jedoch auch erhöhte Risiken für alle Marktteilnehmer.

Marktdienliche Mechanismen tragen dazu bei, Schwankungen im Börsenpreis zu glätten. Besonders relevant ist dabei die Vermeidung von negativen Strompreisen oder extremen Preisausschlägen nach oben. Dynamische Stromtarife (§ 41a EnWG) sind ein Beispiel für einen marktdienlichen Mechanismus. Durch die Weitergabe der Börsenpreise an die Endkunden wird eine Verlagerung des Verbrauchs von Hochpreiszeiten in Niedrigpreiszeiten gefördert, was zu

einer Glättung der Börsenstrompreise und damit auch zu einer stärkeren Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen führt.

1.2.3 Systemdienlichkeit

Ein **systemdienliches** Verhalten trägt zur **Effizienz, Stabilität und Sicherheit des gesamten Energiesystems** bei. In der Regel wird dabei auch das Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene dem Ziel der Systemstabilität zugerechnet. Ein breites Spektrum an Mechanismen und Maßnahmen fällt unter den Begriff der Systemdienlichkeit:

- Verschiedene Mechanismen wie Regelleistung und Redispatch tragen der Erhaltung der **Systemstabilität** bei. Diese Mechanismen werden bereits weiterentwickelt, um neben großen Erzeugungsanlagen zunehmend auch die Steuerung dezentraler, flexibler Lasten zu ermöglichen.
- Maßnahmen, die zu einer **Zubausteigerung** erneuerbarer Energien führen: Dies können Maßnahmen sein, die zu einer erhöhten **Preissicherheit** führen und damit Investitionen fördern (z. B. die EEG-Vergütung, die EEG-Marktprämie (Bundesnetzagentur, 2024) oder KWK-Zuschlagzahlungen (BAFA, 2024)), aber auch Maßnahmen, die zu einer erhöhten **Teilhabe** von Privatpersonen an der Energiewende führen und damit auch die **Akzeptanz** der Energiewende stärken (Ritter et al., 2023).
- Maßnahmen, die dazu führen, dass der Strom aus erneuerbaren Quellen tatsächlich genutzt wird und die vermeiden, dass diese Anlagen in Zeiten hoher Netzauslastung abgeregelt werden müssen. Ein Beispiel ist § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“.

1.2.4 Synergien und Konflikte zwischen den Mechanismen

Da alle oben genannten Ziele zur effizienten Stromversorgung notwendig sind, müssen im Rahmen der Transformation des Energiesystems Mechanismen entwickelt werden, die auf alle Ziele gleichermaßen einzahlen. Während die Ziele jedoch teilweise Synergien aufweisen können, wie beispielsweise eine Glättung des Börsenstrompreises und die erhöhte Nutzung erneuerbarer Energien, gibt es häufig auch Konflikte bei der Nutzung von Flexibilitäten. Ein Beispiel hierfür stellt eine rein marktdienliche Optimierung von Flexibilitäten dar, die zu einer Erhöhung von Engpässen im Verteilnetz führen kann (Schulze et al., 2022a).

Ein weiteres Beispiel ist § 14a EnWG, der es Verteilnetzbetreibern ermöglicht, den Verbrauch zu drosseln. Diese netzdienliche Maßnahme steht unter Umständen

in direkter Konkurrenz mit marktdienlichen Verbrauchsstrategien der Endkunden.

Es ist entsprechend wichtig, die Mechanismen und ihre Kombination ausgewogen zu gestalten, so dass alle Ziele gleichermaßen erreicht werden. Dabei sollten sowohl Kosten als auch Komplexität der einzelnen Mechanismen und des damit einhergehenden Koordinationsaufwands möglichst gering gehalten werden.

1.3 Potenzial von Energy Sharing und Ziele der Studie

Energy Sharing bezeichnet die koordinierte Nutzung und Erzeugung von Strom, unabhängig von etablierten Marktrollen, einschließlich der Einbeziehung einer oder mehrerer Spannungsebenen des öffentlichen Netzes.

Es wird als vielversprechendes Konzept bewertet, da es intrinsisch mehrere positive Rückwirkungen kombinieren soll. In (Wiesenthal et al., 2022) wurde insbesondere gezeigt, dass Mitglieder einer Energy Sharing Community, die über gute Prognosen zur lokalen Erzeugung verfügen und ihren Verbrauch entsprechend anpassen, zu einer signifikanten Reduzierung der Netzauslastung führen. Darüber hinaus kann Energy Sharing zu einer verstärkten Teilhabe von Privatpersonen und Energiegenossenschaften an der Energiewende und damit zu einer verstärkten Akzeptanz und mehr lokalen Investitionen in erneuerbare Energien führen.

Im Rahmen dieser Studie soll bewertet werden, welche Umsetzungsformen von Energy Sharing tatsächlich die richtigen Anreize setzen, um dessen netz-, system- und marktdienliches Potenzial zu heben. Hierfür werden zunächst die wichtigsten Unterscheidungsparameter der verschiedenen Energy Sharing Konzepte in Bezug auf die Netz-, System- und Marktdienlichkeit abgegrenzt. Anschließend werden die Preise der identifizierten Umsetzungsformen über eine Simulation in exemplarischen deutschen Gemeinden abgebildet und die Abbildung der lokalen Netzauslastung und die Korrelation zu den Börsenstrompreisen bewertet. Zudem werden Rückschlüsse auf Anreize für lokalen Zubau getätigt und es wird der Einfluss von Energy Sharing auf Akzeptanz, Preissicherheit und die Hebung von Flexibilität qualitativ eingeordnet. Ziel ist dabei eine ganzheitliche Einordnung dazu, wie verschiedene Umsetzungsformen von Energy Sharing im Vergleich zu anderen Maßnahmen ins Energiesystem integriert werden können. Auf Basis dessen werden politische Handlungsoptionen abgeleitet.

2 Umsetzungsformen von Energy Sharing – Begriffsdefinitionen und Rechtslage

Energy Sharing und die damit assoziierten Konzepte und Begriffe sind aktuell noch stark in der Entwicklung und es besteht zum heutigen Stand kein Konsens über einheitliche Definitionen. Dieses Kapitel hat das Ziel, Begriffe, die bereits in einem rechtlichen Kontext definiert wurden, einzuführen. Darüber hinaus werden weitere, noch nicht rechtlich definierte Umsetzungsformen von Energy Sharing eingeführt, welche insbesondere für die Bewertung der Netz-, System- und Marktdienlichkeit relevant sind.

2.1 Europäischer Rechtsrahmen und Begriffsdefinition

Die Grundlagen für Energy Sharing wurden in der Europäischen Union (EU) durch zwei Richtlinien gesetzt:

- Richtlinie 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Renewable Energy Directive - RED II)
- Richtlinie 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Electricity Market Design - EMD III)

In der RED II Art. 2, Nr. 14, wird dabei ein **Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität** definiert als „Endkunde, der an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen [...] für seine Eigenversorgung erneuerbare Elektrizität erzeugt und eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität speichern oder verkaufen darf“. Diese Definition entspricht der gängigen Definition von **Prosumern**. Die Rolle des Prosumers wird durch EMD III Art. 2, Nr. 8 mit der Definition von **aktiven Kunden** erweitert. Insbesondere wird durch die Ausweitung einzelner Prosumer auf Gruppen gemeinsam handelnder Endkunden der Grundstein für den Zusammenschluss von Prosumern und Verbrauchern gelegt.

Zudem wird in EMD III, Art 2, Nr. 10a **Energy Sharing** (auf Deutsch als **gemeinsame Energienutzung** übersetzt) als „der Eigenverbrauch aktiver Kunden von Energie aus erneuerbaren Quellen, wobei diese Energie entweder außerhalb des Standorts oder an gemeinsamen Standorten von einer Anlage erzeugt oder gespeichert wird, die ganz oder teilweise in ihrem Eigentum steht oder von ihnen gepachtet oder gemietet wird,

oder ihnen das Recht auf diese Energie von einem anderen aktiven Kunden gegen eine Vergütung oder kostenlos übertragen wurde“ definiert. Art 15a der EMD III definiert das Recht auf gemeinsame Energienutzung und erlaubt explizit die Nutzung des öffentlichen Netzes.

Die RED II (Art 2, Nr. 15) definiert zudem **gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität** als „eine Gruppe von zumindest zwei gemeinsam handelnden Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität, die sich in demselben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden“. Dabei wird Mitgliedsstaaten jedoch auch die Möglichkeit gelassen, breitere Grenzen zu definieren und insbesondere auch die Nutzung des öffentlichen Netzes zu erlauben.

Schließlich werden in der RED II und der EMD III Energiegemeinschaften in zwei möglichen Formen definiert:

- Eine **Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG)** (Renewable Energy Community, REC) ist eine **juristische Person**, deren Energieerzeugungsanlage im gemeinschaftlichen Besitz ist. RECs dürfen nur EE-Anlagen betreiben und müssen sich in räumlicher Nähe zur Anlage befinden. Mitglieder der REC dürfen den Strom der gemeinschaftlichen Anlage direkt verbrauchen (RED II, Art 2, Nr. 16).
- Eine **Bürgerenergiegemeinschaft (BEG)** (Citizen Energy Community, CEC) ist eine **juristische Person**, die für ihre Teilnehmer Anlagen (auch nicht EE-Anlagen) betreibt und auch weitere Dienstleistungen anbieten kann. In diesem Fall ist kein räumlicher Bezug zur Anlage vorgeschrieben. Auch hier dürfen die Mitglieder der CEC den Strom aus der Anlage direkt verbrauchen (EMD III, Art 2, Nr. 11).

Argumente zur Umsetzung von Energy Sharing, die in von der EU zur Begründung der RED II und der EMD III genannt werden, sind dabei überwiegend die Stärkung der Akzeptanz für erneuerbare Energien und der Teilhabe von Bürger:innen an die Energiewende und den Zugang zu zusätzlichem Privatkapital vor Ort. Es ist zu betonen, dass diese Argumente zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der RED II und der EMD III auf Basis einer noch knappen wissenschaftlichen Literatur fundiert wurden, die EU aber dennoch das Potenzial von Energy Sharing als hoch eingeschätzt hat.

Die von der EU eingeführten Konzepte müssen im Nationalrecht der Mitgliedsstaaten verankert werden, wobei jedoch ein großer Spielraum bei der genauen nationalen Umsetzung besteht.

Im deutschen und europäischen Diskurs gibt es neben diesen regulatorischen Festlegungen zahlreiche, teils widersprüchliche Definitionen von Energy Sharing, die ein einheitliches Verständnis erschweren. So definiert die dena Energy Sharing als „den abgestimmten Verbrauch von in räumlicher Nähe gemeinschaftlich erzeugtem Strom unter Nutzung des öffentlichen Netzes“ (dena, 2024). Dies würde strenggenommen Konzepte wie Mieterstrom oder die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung - welche ohne Nutzung des öffentlichen Netzes stattfinden - ausschließen und widerspricht somit der Definition der EMD III.

Darüber hinaus definiert die dena in dieser Studie **Energy Sharing Communities** als „eine lokal zusammenhängende Gruppe, deren Mitglieder (Personen, kleine und mittlere Unternehmen, öffentliche

Einrichtungen) Strom mittels eigener Anlagen und unter Nutzung des öffentlichen Netzes gemeinschaftlich und nach bestimmten Optimierungsregeln¹ erzeugen, nutzen und gegebenenfalls speichern“. Diese Definition ist ein Beispiel für die aktuell herrschende Zweideutigkeit des Konzepts von Energiegemeinschaften (**Energy Community** auf Englisch). Im rechtlichen Kontext (EU und Deutschland) werden damit **immer Rechtspersonen** bezeichnet, während in der öffentlichen Debatte Energiegemeinschaften oftmals mit der **Summe ihrer Mitglieder** gleichgestellt werden.

Im Rahmen dieser Studie schlagen wir folgende Definitionen vor:

Energy Sharing umfasst diverse dezentrale Versorgungskonzepte, bei denen Privatpersonen, KMUs, deren Haupttätigkeit außerhalb des Stromsektors liegt, Gemeinden und Genossenschaften, eigenerzeugten Strom an Verbraucherinnen und Verbraucher, einschließlich der Nutzung des öffentlichen Netzes, liefern dürfen. Die Voraussetzung liegt dabei in einem **zeitlichen und räumlichen Zusammenhang** von Erzeugung und Verbrauch.

Wir bezeichnen mit dem Wort **Energiegemeinschaft** eine eigenständige Rechtsperson, welche optional auch eine Rolle in der energiewirtschaftlichen Organisation des Energy Sharing Konstrukts übernimmt. Diese Rolle kann vielfältig sein, doch Energiegemeinschaften können insbesondere den Betrieb von Erzeugungsanlagen, den Vertrieb des Stroms oder die umfassende Stromversorgung ihrer Mitglieder verantworten. Energiegemeinschaften könnten unter anderem einen natürlichen Entwicklungsschritt für bereits existierende Energiegenossenschaften darstellen.

Zur Bezeichnung der Summe der Teilnehmenden an Energy Sharing nutzen wir den von der dena eingeführten Begriff **Energy Sharing Community (ESC)**.

2.2 Umsetzung von Energy Sharing in Deutschland

2.2.1 Grundlegende energiewirtschaftliche und regulatorische Fragestellungen

Die Entscheidungsvariablen, die bei der Umsetzung von Energy Sharing in das nationale Recht festgelegt werden müssen, wurden bereits in verschiedenen Studien detailliert eingeführt (BVES e.V. & ODH e.V., 2024; dena, 2024; Ritter et al., 2023) und werden im Folgenden nur zusammengefasst dargestellt. Für jeden dieser Prozesse muss der Gesetzgeber die Anforderungen und die Aufteilung der Verantwortungen im Rahmen von Energy Sharing festlegen.

Messkonzept

Nach unserer Definition von Energy Sharing müssen Verbrauch und Erzeugung im zeitlichen Zusammenhang stattfinden. Entsprechend muss das Messkonzept eine granulare Verfolgung der erzeugten und verbrauchten Strommengen ermöglichen. Ein Messkonzept basierend auf modernen Messeinrichtungen und Smart Metern ist dazu unverzichtbar.

Der Gesetzgeber muss entscheiden, in welchem Zeitintervall die Strommengen gemessen und zugeordnet werden sollen (z. B. 15-Minuten oder Stundenintervalle) und welche Messdaten zur Umsetzung von Energy Sharing notwendig sind.

¹ Dabei können zum Beispiel wirtschaftliche, ökologische oder sozial-gemeinschaftliche Ziele verfolgt werden.

Perspektivische Notwendigkeit von Echtzeitdaten

Die erfolgreiche Umsetzung von Energy Sharing hängt auch von hochwertigen Prognosen ab. Dabei ist die Erzeugungsseite heute schon gut abbildbar, da sie auf lokalen Wetterprognosen und Stammdaten der teilnehmenden Anlagen beruht.

Soll in der Umsetzung von Energy Sharing auch der Verbrauch prognostiziert werden, so sind Echtzeitdaten, voraussichtlich in feinerer Granularität (zum Beispiel Minuten- oder Sekundentakt) und unter Umständen auch anlagenscharf notwendig.

Eine technische und regulatorische Weiterentwicklung der deutschen Smart-Meter Infrastruktur ist somit für eine optimale Umsetzung von Energy Sharing perspektivisch notwendig.

Lieferantenpflichten

Im aktuellen regulatorischen Rahmen sind Energielieferanten von zahlreichen Pflichten betroffen (Bogensperger & Regener, 2023). Insbesondere müssen sie die gesamte Versorgung ihrer Kunden verantworten. Es muss entschieden werden, ob Anlagenbetreibende, die im Rahmen von Energy Sharing ihren Strom verkaufen, auch von diesen Lieferantenpflichten betroffen sind. Sind sie insbesondere von der Vollversorgungspflicht befreit, so müssen Verbraucherinnen und Verbraucher einen zusätzlichen Reststromlieferanten beauftragen.

Bilanzierung

Strommengen, die im Rahmen von Energy Sharing geteilt werden, müssen einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Im Status quo sind Energielieferanten dazu verpflichtet, ihre Kunden einem Bilanzkreis zuzuordnen und diesen zu bilanzieren oder bilanzieren zu lassen. Der Gesetzgeber muss entscheiden, ob Anlagenbetreibende, die im Rahmen von Energy Sharing ihren Strom verkaufen, auch von dieser Pflicht betroffen sind. Alternativ können zum Beispiel der Netzbetreiber oder ein externer Dienstleister für die Bilanzierung der lokal geteilten Strommengen verantwortlich sein.

Abrechnung

Damit verbunden ist die Frage der Abrechnung der geteilten Strommengen sowie der entsprechenden Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten. Welcher der möglichen energiewirtschaftlichen Akteure, die in der Umsetzung von Energy Sharing involviert sind, diese Verantwortung tragen soll, muss durch den Gesetzgeber oder die zuständige Regulierungsbehörde definiert werden.

Lokalitätserfordernis

Wie bereits beschrieben, sind Energy Sharing und Energiegemeinschaft meistens mit dem Anspruch auf „räumliche Nähe“ definiert. Wie dieses Lokalitätserfordernis konkret umgesetzt wird, ist dem Gesetzgeber überlassen. Dabei sind sowohl geografische Grenzen (gleiche Postleitzahl, maximale Distanz zwischen Akteuren...) als auch netztopologische Grenzen (gleiches Bilanzierungsgebiet, gleiche Netzebene...) denkbar.

Konditionen zur Teilnahme

Der Gesetzgeber muss entscheiden, welche Anlagen an Energy Sharing teilnehmen dürfen. Dies betrifft insbesondere den Anlagentyp, die Anlagengröße oder die Behandlung von Neu- und Altanlagen. Bürgerenergiegemeinschaften nach der EMD III lassen außerdem die Möglichkeit offen, Energy Sharing auch für Strom aus nicht erneuerbaren Anlagen zu ermöglichen. Der Gesetzgeber muss entscheiden, für welche Erzeugungsanlagen eine Teilnahme an Energy Sharing erlaubt ist.

Zudem muss der Gesetzgeber festlegen, welche Akteure als Anlagenbetreiber und als Verbraucher an Energy Sharing teilnehmen dürfen. Diese Fragen betreffen vor allem die Möglichkeit der Teilnahme für Privatpersonen, KMUs, Genossenschaften oder Gemeinden.

Förderung und Privilegierung

Die EU gibt keine Vorgaben zur finanziellen Förderung von Energy Sharing, verbietet diese jedoch auch nicht. Gesetzgeber müssen entscheiden, ob gewisse monetäre Vorteile die Umsetzung von Energy Sharing anreizen sollen.

Vertragssituation

Darüber hinaus identifiziert die dena die **Vertragssituation** innerhalb des Energy Sharing Konstrukts als einen ausschlaggebenden Parameter, den der Gesetzgeber festlegen muss. Die dena identifiziert dabei grundlegend drei Umsetzungsformen (dena, 2024):

- **Zentraler Lieferant:** Alle Teilnehmer (Verbraucher und Anlagenbetreiber) handeln ihren Strom (Kauf oder Verkauf) nur mit einem zentralen Akteur und nie direkt untereinander.
- **Lieferbeziehungen mit Intermediär:** Teilnehmer handeln ihren Strom untereinander, mit Unterstützung eines Intermediärs, der die prozessuale Umsetzung von Energy Sharing übernimmt. Alle Teilnehmer haben somit mehrere Verträge (mit dem Intermediär und mit anderen Teilnehmern).
- **Lieferbeziehungen ohne Intermediär:** Teilnehmer handeln ihren Strom untereinander ohne Unterstützung und haben nur bilaterale Verträge.

Eng mit dieser Unterscheidung verbunden, schlagen wir eine Aufschlüsselung von Energy Sharing in **zentrale** und **dezentrale** Formen vor.

Im Folgenden bezeichnen wir Energy Sharing, dessen Organisation zentralisiert im Rahmen einer Energiegemeinschaft (als eigenständige Rechtsperson) stattfindet, als **zentrales Energy Sharing**. Energy Sharing entspricht in dieser Umsetzung einer **Vollbelieferung**.

Alternativ kann Energy Sharing jedoch auch **bilateral** stattfinden, wenn eine direkte Zuordnung der Strommengen einer Anlage auf einen Verbraucher stattfindet. Diese Lieferbeziehungen können sowohl mit als auch ohne Intermediär stattfinden und stellen eine **Teilbelieferung** dar.

Während die Unterscheidung der dena hauptsächlich auf die Vertragssituation und die Frage abzielt, ob es eine übergreifende Organisation gibt, liegt der Fokus unserer Unterscheidung vor allem auf der Frage, **ob die Erzeugung und der Verbrauch gebündelt werden, bevor sie geteilt werden**.

Schließlich sehen wir die Art der **Preisgestaltung** innerhalb des Energy Sharing Konstrukts als ein weiteres wichtiges Merkmal der Umsetzungsform. Aus unserer Sicht können Preisbildungsmechanismen grundsätzlich in zwei Kategorien unterschieden werden.

Einerseits kann für den geteilten Strom im Voraus ein **statischer Preis** festgelegt werden. Dies ist sowohl in einer zentralen als auch in einer dezentralen Umsetzung von Energy Sharing denkbar.

Andererseits kann der Preis des geteilten Stroms **dynamisch**, auf Basis der lokalen Erzeugung und Nachfrage, variieren. Dynamische Preise können sowohl im Rahmen dezentraler, bilateraler Verträge (Peer-to-Peer Handel an lokalen Strommärkten) als auch im Rahmen eines zentralisierten Energy Sharings, (in dem auf Basis der gepoolten Erzeugung und Nachfrage ein lokaler, dynamischer Preis gebildet wird), umgesetzt werden. Sowohl die Frage der Bündelung als auch die Frage der zulässigen Preisbildungsmechanismen müssen vom Gesetzgeber adressiert werden.

Abbildung 2 ordnet mögliche Umsetzungsformen von Energy Sharing nach diesen Kriterien ein.

Anschließend werden die aktuelle deutsche Rechtslage sowie weitere Umsetzungsformen beschrieben und anhand der hier festgelegten Fragestellungen dargestellt.

2.2.2 Rechtslage in Deutschland: Status Quo

Aktuell ist in Deutschland nur ein Teil der Vorschriften der Europäischen Union (EU) umgesetzt. Einerseits werden **Bürgerenergiegesellschaften** im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) §§ 3 und 22b beschrieben. Die Definition orientiert sich dabei stark an der europäischen **Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft** mit

dem wichtigen Unterschied, dass im Rahmen der Bürgerenergiegesellschaft kein Verbrauch des Stroms stattfinden darf. Mitglieder der Bürgerenergiegesellschaft profitieren nur von den Erlösen des gemeinsam produzierten Stroms, dürfen aber den Strom selbst nicht bevorzugt nutzen.

Zudem werden im §§ 42a und 42b EnWG **Mieterstromverträge** und die **Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung** definiert. Diese sind eine Umsetzung der von der EU definierten **gemeinsam handelnden Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität**. Mit diesen zwei Texten wird Energy Sharing ohne Nutzung des öffentlichen Netzes, innerhalb eines Gebäudes oder eines Quartiers erlaubt. Für den lokal geteilten Strom entfallen Abgaben, Umlagen und Stromsteuer. Zusätzlich werden Mieterstromverträge nach § 21 EEG mit einem Mieterstromzuschlag gefördert. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die relevantesten regulatorischen Festlegungen in der EU und in Deutschland zu Energy Sharing.

2.2.3 Gesetzentwurf zur gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Die Vorgabe der EU, Energy Sharing auch unter Einbeziehung des öffentlichen Netzes zu erlauben, muss somit in Deutschland noch umgesetzt werden. Ende August 2024 wurde hierfür ein Referentenentwurf des BMWK zur Novellierung des EnWG veröffentlicht. Dieser wurde am 13.11.2024 von dem Bundeskabinett in einen Gesetzentwurf weiterentwickelt (Bundesregierung, 2024b). Mit Bezug auf Energy Sharing soll insbesondere ein neuer § 42c „*Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien*“ eingeführt werden. Dieser Paragraph würde erlauben, dass Letztverbraucher, die eine Anlage betreiben, anderen („mitnutzenden“) Letztverbrauchern Strom aus der Anlage liefern.

Die Ausgestaltung orientiert sich dabei stark an den Festlegungen zur Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung. Erzeuger und Letztverbraucher schließen einen Vertrag ab, der dem Letztverbraucher für einen gegebenen Zeitraum Anspruch auf einen Anteil des von der Anlage erzeugten Stroms erteilt. Für Betreibende kleiner Anlagen entfällt dabei ein Teil der Lieferantenpflichten. Insbesondere sind sie nicht zu einer Vollversorgung der Verbraucher verpflichtet. Diese müssen zur Reststromlieferung einen zusätzlichen Vertrag mit einem Energielieferanten abschließen.

Energy Sharing nach § 42c EnWG erfolgt grundsätzlich dezentral, da nur bilaterale Verträge zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher erlaubt sind.

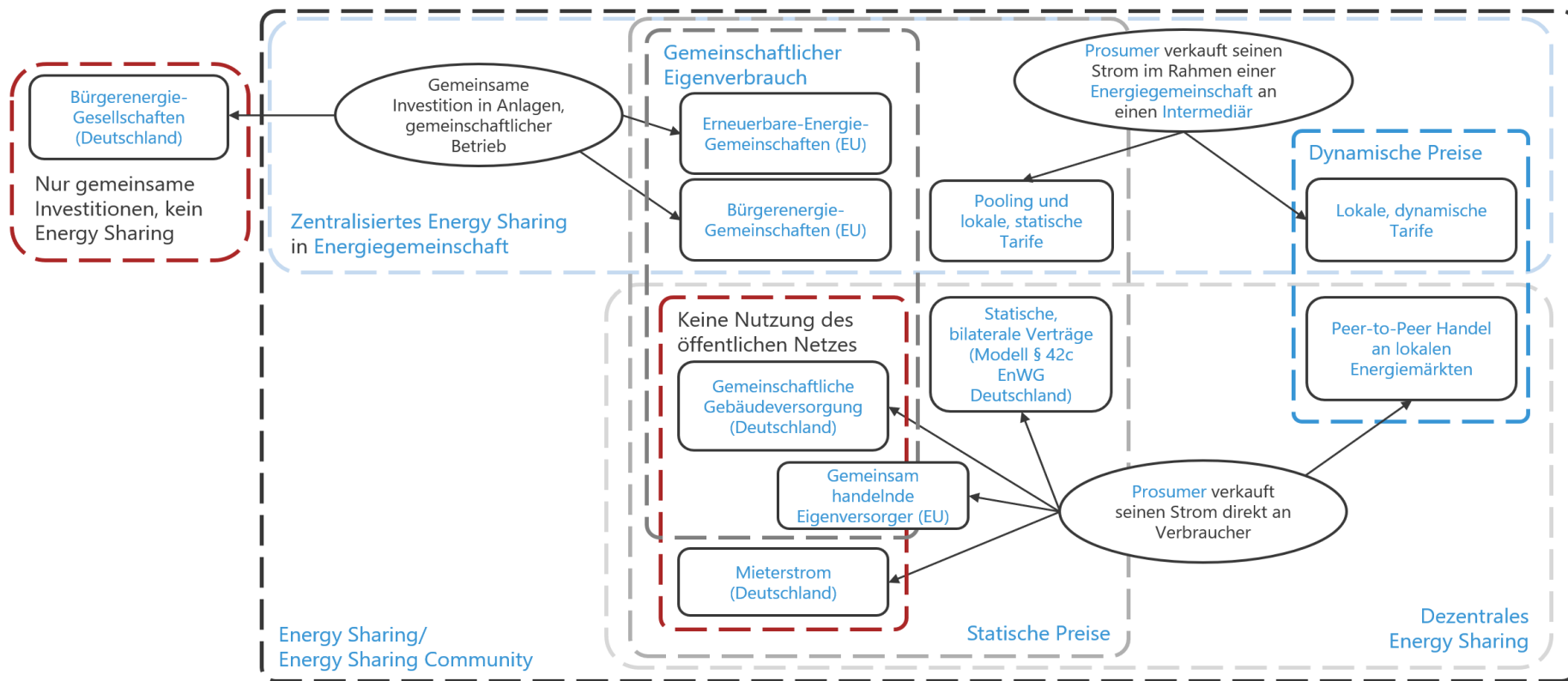


Abbildung 2: Einordnung der möglichen Umsetzungsformen von Energy Sharing nach den wichtigsten Parametern (Zentral/dezentral; statische/dynamische Preise; Nutzung des öffentlichen Netzes)

	Energy Sharing	Erneuerbare Energie Gemeinschaften (EEG)	Bürgerenergie-Gesellschaften (BEG)	Mieterstrom	Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung
Rahmen und Rechtsgrundlage	EU (EMD III), Art 2 und 15a, Umsetzung offen	EU (RED II) Art 2 und 22, Keine Umsetzung in Deutschland	Deutschland: §§ 3 und 22b EEG	Deutschland: § 42a EnWG, §§ 21, 48a, 49 EEG	Deutschland: § 42b EnWG. (Direkte Umsetzung von RED II art 2 Nr. 15)
Wer darf teilnehmen?	Aktive Kunden außerhalb des Energiesektors	Natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU	Mindestens 50 natürliche Personen. Zusätzlich KMUs erlaubt	Vermieter und Mieter als Endkunden. Wahlfreiheit Mieter bezüglich des Stromlieferanten	Eigentümer und Mieter, innerhalb eines Gebäudes (natürliche oder juristische Personen)
Nutzung öffentliches Netz	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein
Geografische Grenzen	Offen	Offen	50 km Umkreis um die Anlage angesiedelt sein.	Erzeugung auf oder unmittelbar am Gebäude	Erzeugung auf oder unmittelbar am Gebäude
Beteiligte Akteure	Aktive Kunden. Dritte als Anlagenbetreiber oder Organisator erlaubt.	Mitglieder EEG. EEG als selbstständige Rechtsperson.	Mitglieder der BEG. BEG als eigene Rechtsperson.	Vermieter und Mieter	Anlagenbetreiber. Reststromlieferanten.
Lieferantenpflichten	Sollen für kleine Erzeuger reduziert werden	Nicht relevant	Nicht relevant	Vermieter trägt Lieferantenpflicht, inkl. Vollversorgungspflicht	Nicht relevant. Letztverbraucher schließen eigenständigen Vertrag mit Reststromlieferant ab.
Preisgestaltung	Offen	Offen	Nicht relevant	Strompreis, min. 10 % günstiger als Grundversorgungstarif	Statischer Preis für den geteilten Strom
Förderung	Offen	Offen	Von Bürgerenergiegesellschaften projektierte EE-Projekte bevorzugt	Mieterstromzuschlag, Entfall Stromsteuer, Umlagen und Abgaben für lokalen Verbrauch	Entfall Stromsteuer, Umlagen und Abgaben für lokalen Verbrauch
Messkonzept	Offen	Offen	Nicht relevant	Verantwortung des Vermieters	15-minütige Messung und Bilanzierung gefordert

Tabelle 2: Überblick der regulatorischen Verankerung von Energy Sharing in der EU und in Deutschland

Deep-Dive Gesetzentwurf Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (§ 42c EnWG)

Kontext und Rechtsrahmen

Erstmals im Referentenentwurf am 27.08.2024 eingeführt. Wurde nach einem Konsultationsverfahren im Kabinettsbeschluss (13.11.2024) überarbeitet. Aktuell ist vorgesehen, dass dieses Gesetz am 1. Juni 2026 in Kraft treten soll.

Wer darf teilnehmen?

Im Gesetzentwurf dürfen Anlagenbetreiber den erzeugten Strom mit anderen („mitnutzenden“) Letztverbrauchern gemeinsam nutzen. Anlagenbetreiber dürfen dabei natürliche Personen, juristische Personen des öffentlichen Rechts und KMUs, deren Haupttätigkeit sich außerhalb des Energiesektors befindet, sein, sowie Gesellschaften und Genossenschaften von Letztverbrauchern außerhalb des Energiesektors.

Mitnutzende Letztverbraucher dürfen alle Letztverbraucher nach §3, Nr. 64 EnWG sein, mit Ausnahme von Unternehmen, die keine KMUs sind.

Nutzung des öffentlichen Netzes und geografische Grenzen

Die Belieferung darf unter Nutzung des öffentlichen Netzes stattfinden. Verträge zur gemeinsamen Nutzung des Stroms dürfen zwischen Anlagenbetreibern und Letztverbrauchern, die sich im selben Bilanzierungsgebiet befinden, abgeschlossen werden. Ab dem 1. Juni 2028 sollen auch Verträge zwischen Akteuren in direkt angrenzenden Bilanzierungsgebieten erlaubt werden.

Beteiligte Akteure und Verantwortung für energiewirtschaftliche Prozesse

Anlagenbetreiber, die im Rahmen von § 42c Strom liefern, sind von einem Teil der Lieferantenpflichten befreit, wenn die betriebene Anlage eine Leistung von 30 kW nicht übersteigt (100 kW für gemeinsam betriebene Anlagen in Mehrparteiengebäuden).

Im Detail entfallen die Anzeigepflicht (§ 5 EnWG), die Richtlinien zur Stromrechnungsstellung (§ 40 EnWG), sowie die Stromkennzeichnungspflicht (§ 42 EnWG). Im Gegensatz zum Mieterstrommodell besteht keine Vollversorgungspflicht. Verbraucher haben einen zusätzlichen Vertrag mit einem Energielieferanten ihrer Wahl abzuschließen, um ihre Stromversorgung zu decken.

Pflichten nach § 20 EnWG zum Zugang zu Elektrizitätsverteilnetzen (und insbesondere die Bilanzierung der geteilten Strommengen) sind jedoch im aktuellen Gesetzentwurf Verantwortung der Anlagenbetreiber.

Diese dürfen zur Abwicklung dieser Prozesse Dritte beauftragen. Zusätzlich dürfen Dritte auch für Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Abschluss von Verträgen, der Abrechnung, dem Betrieb der Anlagen oder dem Angebot von Flexibilitätsdienstleistungen (z.B. virtuelles Kraftwerk) beauftragt werden.

Messkonzept

Im Referentenentwurf war eine Messung über intelligente Messsysteme erforderlich. Im aktuellen Gesetzentwurf ist eine registrierende Lastgangmessung (RLM) der erzeugten und verbrauchten Strommengen im 15-Minuten Takt erforderlich, wobei in der Begründung des Gesetzentwurfs auch intelligente Messsysteme als mögliche Lösung erwähnt werden.

Aufteilungsschlüssel und Preisgestaltung

Der Vertrag zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher muss einen Aufteilungsschlüssel enthalten, der Regeln zum Anspruch des Verbrauchers auf den erzeugten Strom festlegt. Zwei Möglichkeiten sind hier anwendbar:

- Mit einem statischen Aufteilungsschlüssel wird dem Verbraucher zu jedem Zeitpunkt ein Anteil des erzeugten Stroms zugeordnet.
- Mit einem dynamischen Aufteilungsschlüssel wird der Strom zu jedem Zeitpunkt auf alle Verbraucher, die mit dem Anlagenbetreiber einen Vertrag abgeschlossen haben, proportional zu ihrem momentanen Verbrauch aufgeteilt.

Der Preis für den geteilten Strom wird bilateral zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher verhandelt. Seine Höhe in ct/kWh muss vertraglich festgelegt werden und ist somit über die Dauer des Vertrags statisch.

Förderung

Im Gesetzentwurf ist keine Förderung der gemeinsamen Nutzung von Strom vorgesehen. Der Anlagenbetreiber behält jedoch für seine Überschussmengen (d. h. nach Teilen des Stroms) nach § 21b EEG Anspruch auf die Marktprämie (§ 20 EEG). **Somit wird das Risiko bei einer Teilnahme an der gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie für Anlagenbetreiber reduziert.** Der Anspruch auf die Einspeisevergütung nach § 21 EEG entfällt dagegen.

2.2.4 Weitere Energy Sharing Konzepte in Deutschland und im EU-Ausland

Zusätzlich zu den regulatorisch verankerten und diskutierten Umsetzungen von Energy Sharing wurden in Deutschland im Rahmen zahlreicher Studien weitere Konzepte zur Umsetzung vorgeschlagen. Dazu zählen insbesondere:

1. Das gemeinsame Positionspapier des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE), des Bündnisses Bürgerenergie (BBEn) und der Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften (DGRV), der eine Weiterentwicklung von Bürgerenergiegesellschaften hin zu einem gemeinschaftlichen Eigenverbrauch vorschlägt (BEE, 2023).
2. Das Impulspapier von Energy Brainpool im Auftrag des Bündnisses Bürgerenergie, welches einen

Vorschlag zur Umsetzung von Erneuerbare Energiegemeinschaften in Deutschland liefert (Huneke & Nitzsche, 2020).

3. Das Impulspapier des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (bne), welches ein Modell zur Umsetzung mittels bilateraler Energy Sharing Verträgen vorschlägt und nah an der Umsetzung nach § 42c EnWG liegt (Krehan, 2023).
4. Das Pilotprojekt WUNergy durch die dena und die Stadtwerke Wunsiedel, in welchem die technisch-ökonomische Umsetzung von Energiegemeinschaften erprobt wird.

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die relevantesten Konzepte, die in Deutschland diskutiert werden und die als Grundlage für den Gesetzentwurf § 42c EnWG gedient haben.

Tabelle 3: Überblick über die in Deutschland diskutierten Umsetzungskonzepte (dena, 2024)

	Energy Sharing nach BEE/BBEn/DGRV (1)	Energy Sharing nach Energy Brainpool (2)	Energy Sharing nach bne (3)	Energiegemeinschaft ESC-Wunsiedel (4)
Wer darf teilnehmen?	Mitglieder einer Bürgerenergiegesellschaft (BEG)	Offen (bilaterale Verträge)	Offen (bilaterale Verträge)	Mitglieder einer Energiegemeinschaft
Räumlicher Bezug	PLZ-Gebiet im 50 km Radius	Gleiche 7. Netzebene	Ja. Netztopologische Konditionen, nach Anlagengröße aufgeschlüsselt	Offen
Beteiligte Akteure	BEG betreibt Anlage und beliefert die Mitglieder mit lokalem Strom.	Vertragspartner	Vertragspartner	Energiegemeinschaft selbst und Mitglieder
Lieferantenpflichten	BEG bietet ein Gesamtprodukt (inkl. Reststrom) an, kann aber Pflichten an Dritte auslagern.	Kein Anspruch auf Vollversorgung	Kein Anspruch auf Vollversorgung	Energiegemeinschaft für Vollversorgung verantwortlich
Preisgestaltung	Offen	Offen	Offen	Dynamischer Tarif, der die Netzauslastung abbildet
Förderung	Energy Sharing Prämie vorgesehen, aber nicht definiert	Reduzierte Umlagen, da Reduktion von EEG-Konto	Reduktion der Netzentgelte um 25 % und der Stromsteuer	Offen
Messkonzept und Bilanzierung	Viertelstündlich	Viertelstündlich	Statische oder dynamische Aufteilung mit 15-Minuten Bilanzierung	Viertelstündlich. Pooling der Strommengen

Andere EU-Länder sind zudem bei der Umsetzung des EU-Rechts zu Energy Sharing fortgeschrittener als Deutschland. Empirische Erkenntnisse aus diesen Ländern, insbesondere bezüglich der Netz-, Markt- und Systemrückwirkungen, können eine wertvolle Grundlage bilden, um den deutschen regulatorischen Rahmen zielführend weiterzuentwickeln.

Tabelle 4 liefert einen Überblick über die Umsetzung von Energy Sharing in Österreich, Italien und in Dänemark. Erfahrungen aus diesen Ländern fließen anschließend in unsere Bewertung der Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit von Energy Sharing ein.

Tabelle 4: Überblick der Umsetzung von Energy Sharing in anderen EU-Ländern (dena, 2024)

	Österreich	Italien	Dänemark
Rahmen und Rechtsgrundlage	EEG und BEG rechtlich umgesetzt (Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) und erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG))	EEG und BEG rechtlich umgesetzt (Gazzetta Ufficiale Della repubblica Italiana, 2021; Rödl&Partner, 2021; Tatti et al., 2023)	EEG und BEG rechtlich umgesetzt (VE-loven, 2019; REScoop, 2024; Technopolis, 2023)
Wer darf teilnehmen?	Natürliche Personen, KMU, Gemeinden, juristische Personen des öffentlichen Rechts	Die meisten natürlichen und rechtlichen Personen, mit Ausnahme von großen Unternehmen	Vereine, Genossenschaften, Personen- und Kapitalgesellschaften
Räumlicher Bezug	Lokale EE-Gemeinschaft: alle Mitglieder am gleichen Niederspannungsumspannwerk Regionale EE-Gemeinschaft: alle Mitglieder am gleichen Mittelspannungsumspannwerk BE-Gemeinschaft: keine Einschränkung	EE-Gemeinschaften: Am gleichen Mittelspannungsumspannwerk angeschlossen BE-Gemeinschaften: keine Einschränkung	Nicht definiert
Beteiligte Akteure	Vertragspartner, Reststromlieferant, VNB für Bilanzierung verantwortlich	Energiegemeinschaften als eigenständige Rechtspersonen und Mitglieder	Energiegemeinschaften als eigenständige Rechtspersonen und Mitglieder
Lieferantenpflichten	Kein Anspruch auf Vollversorgung	Kein Anspruch auf Vollversorgung	Vollversorgung durch EEG. Zusammenarbeit mit EVU
Preisgestaltung	Statischer Preis für geteilten Strom, bilateral festgelegt	Offen	Offen
Förderung	Reduzierte Netzentgelte auf Arbeitspreisanteil, reduzierte Abgaben auf Energy-Sharing Strommengen. Marktpremie für Überschussstrom (max. 50% der Erzeugung)	Unterschiedliche Formen von Energy Sharing Prämien (insgesamt ca. 10 ct/kWh für 20 Jahre). Förderung von maximal 40 Prozent der Gesamtinvestitionen von EE-Gemeinschaften	Verteilnetzbetreiber berechtigt zum Entwurf individueller Tarife für EE-Gemeinschaften abhängig von Netzentlastungsnutzen.
Messkonzept und Bilanzierung	Viertelstündlich	Stündlich	Stündlich

2.3 Erste Einordnung des Zusammenhangs zwischen Umsetzung von Energy Sharing und Rückwirkungen auf Netz, Markt und System

Die in 2.2.1 aufgelisteten Fragen müssen von dem Gesetzgeber zur regulatorischen Umsetzung von Energy Sharing beantwortet werden. Mit Blick auf die Möglichkeit, durch Energy Sharing netz-, markt- oder systemdienliches Verhalten anzureizen, kann jedoch davon ausgegangen werden, dass nicht alle Parameter diese gleichermaßen beeinflussen.

Tabelle 5 gibt eine qualitative Einordnung des Einflusses einzelner Parameter auf die Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit von Energy Sharing.

Zusätzlich zu diesen regulatorischen und energiewirtschaftlichen Parametern ist die Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit von Energy Sharing aus unserer Sicht auch von der Gestaltung des Geschäftsmodells beeinflusst. Aus Sicht des Verbrauchers sind Energy Sharing und die damit verbundenen Parameter nur ein Teil des verbrauchten Stroms und somit der Stromrechnung. Neben der lokalen Preisbildung sind auch Variationen bei dem Reststromtarif (der statisch oder dynamisch sein kann) und bei den Netzentgelten (statisch oder

zeitvariabel) zu betrachten. Darüber hinaus kann zusätzlich zu Energy Sharing auch eine Vermarktung der Flexibilitäten im Rahmen weiterer Mechanismen stattfinden. Energiegemeinschaften können zum Beispiel gleichzeitig als Aggregatoren und Vermarkter der lokalen Flexibilitäten agieren.

Es ist zu erwarten, dass unterschiedliche Kombinationen zu unterschiedlichen Netz-, Markt- und Systemrückwirkungen führen. Diese Studie verfolgt das Ziel, den Einfluss der Umsetzungsform von Energy Sharing auf Netz-, Markt und Systemdienlichkeit zu ermitteln. Dabei liegt der Fokus insbesondere auf der Bündelung von Erzeugung und Verbrauch, dem Preisbildungsmechanismus, der Kombination mit unterschiedlichen Reststromtarifen und Netzentgelten sowie auf den Konditionen zur Teilnahme an Energy Sharing (siehe Tabelle 5).

Durch diese Kombinationen entstehen zudem für zahlreiche Akteure neue Geschäftsmodelle im Bereich Energy Sharing. So bietet Energy Sharing für Stromlieferanten neue Möglichkeiten bei der Reststromlieferung, für Energy Service Anbieter bei der Begleitung der prozessualen Umsetzung und der Aggregation von lokalen Flexibilitäten und für Netzbetreiber die Möglichkeit eines vereinfachten Zugriffs auf gebündelte, lokale Flexibilitäten.

Tabelle 5: Qualitative Einordnung des Einflusses der Parameter der Energy Sharing Umsetzung auf deren Netz-, Markt- und Systemrückwirkungen

Parameter	Kommentar/Einordnung	Fokus dieser Studie
Messkonzept, bzw. Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch	Hochwertige Messdaten zur Abrechnung und zur Prognose sollten gegeben sein und sind somit aus unserer Sicht kein ausschlaggebender Parameter.	Nein
Verantwortungen bei der prozessualen Umsetzung	Insbesondere die Frage der Lieferantenpflichten beeinflusst die Attraktivität von Energy Sharing für Prosumer stark.	Nein
Lokalitätserfordernis	Die lokale Optimierung im Rahmen von Energy Sharing verfolgt primär das Ziel, lokale Erzeugung und lokalen Verbrauch in Einklang zu bringen. Hierdurch können höherliegende Netzebenen entlastet werden, da bei einem erhöhten Anteil lokalen Stroms am Verbrauch weniger Strom aus darüberliegenden Netzebenen bezogen werden muss, bzw. eingespeist wird. In den Netzebenen, die für das Teilen vom Strom genutzt werden kann hingegen nicht von einer Reduktion der Netzauslastung durch Energy Sharing ausgegangen werden. Somit ist dieser Parameter ausschlaggebend für die Netzdienlichkeit: ohne Lokalitätserfordernis entfällt das netzdienliche Potenzial von Energy Sharing	Teils
Konditionen zur Teilnahme	Welche Akteure als Anlagenbetreiber und als Verbraucher teilnehmen dürfen, ist ein grundlegender Parameter des Energy Sharing Konstrukts, von dem zu erwarten ist, dass er Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit stark beeinflusst.	Ja
Förderung	Die Förderung von Energy Sharing beeinflusst seine Wirtschaftlichkeit und somit die Wahrscheinlichkeit einer breiten Teilhabe an Energy Sharing. Der Einfluss auf Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit ist jedoch voraussichtlich gering.	Teils
Bündelung von Erzeugung und Verbrauch	Die Bündelung von Erzeugung und Verbrauch kann dazu beitragen, die Eigenverbrauchsquote im Energy Sharing Konstrukt zu erhöhen und kann somit ebenfalls für Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit ausschlaggebend sein.	Ja
Preisbildungsmechanismus	Da die Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit von Energy Sharing auf finanzielle Anreize, die dem lokalen Netzzustand entsprechen, zurückzuführen sind, ist der Preisbildungsmechanismus ein zentraler Parameter der Umsetzung von Energy Sharing.	Ja
Kombination mit unterschiedlichen Reststromtarifen und Netzentgelten	Reststromtarife und Netzentgelte beeinflussen den Strompreis für Verbraucher und somit die Anreize, die durch Energy Sharing gesetzt werden und unter Umständen die Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit.	Ja

3 Simulation von Energy Sharing in exemplarischen deutschen Gemeinden

3.1 Methodik

Um die Auswirkungen von Energy Sharing auf das deutsche Energiesystem einzuordnen, simulieren wir die Strompreise in verschiedenen Gemeinden, die sich an Energy Sharing beteiligen. Wir gehen dabei davon aus, dass alle Teilnehmer Interesse an einer Teilnahme an Energy Sharing haben. Aufgrund der Simulation lokaler Gemeinden gehen wir in unserer Bewertung dabei immer von Energy Sharing mit einem starken Ortsbezug aus. Auf Basis der somit abgeleiteten Erzeugungs- und Verbrauchsprofile leiten wir Preiszeitreihen für unterschiedliche Preismechanismen ab. Diese bewerten wir dann hinsichtlich der Anreize, die sie schaffen, den Verbrauch zu verschieben. Wir vergleichen sie mit statischen Haushaltsstrompreisen sowie börsenbasierten dynamischen Tarifen als Referenz. Der Vergleich verschiedener Umsetzungsformen ermöglicht Rückschlüsse auf ihre Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit.

3.1.1 Simulation von Gemeinden und Auswahl auf Basis von Clustering

Es werden drei Gemeinden basierend auf Realdaten abgebildet. Die Methodik hierfür wurde im Rahmen des Projekts InDEED (Bogensperger et al., 2020) entwickelt und wird zum Beispiel in (Bogensperger et al., 2021) detailliert vorgestellt.

- Wir gehen davon aus, dass alle Einwohner der Gemeinde auch an der Energy Sharing Community teilnehmen, bzw. teilnehmen möchten.

- Auf Basis des Marktstammdatenregisters (MaStR) werden den Haushalten zufällig PV-Anlagen zugeordnet.
- Auf Basis der Wetterdaten und mit der Hypothese eines Standardlastprofils werden die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten der Anlagen simuliert. Hierbei werden privat betriebene solare Dachanlagen und in separaten Szenarien zudem PV-Freiflächen und Wind-Onshore-Anlagen abgebildet. Es wird davon ausgegangen, dass die Haushalte ihren Verbrauch nicht nach den simulierten Preisen optimieren. Es werden insbesondere Batteriespeicher und Elektromobilität simuliert, jedoch nicht auf die verschiedenen Preiszeitreihen hin optimiert. Der Batteriespeicher lädt dabei immer direkt bei Erzeugungsüberschuss und entlädt im Anschluss direkt zur Verbrauchsdeckung. Ebenso laden Elektrofahrzeuge direkt bei Ankunft mit voller Leistung und ohne intelligente Ladesteuerung.
- Prosumer verbrauchen priorisiert ihren eigenen Strom, speisen ihren Überschuss ins Netz und kaufen Reststrom ein, wenn es notwendig ist. So können die Lastgänge am Netzanschlusspunkt für alle Haushalte abgeleitet werden.

In (Bogensperger and Fabel, 2021) wurden aus den somit erstellten synthetischen Abbildern aller deutschen Gemeinden mittels unsupervised machine learning Repräsentanten ausgewählt, die einen bestimmten Anteil der deutschen Gemeinden abbilden.

Tabelle 6: Auswahl der Repräsentanten der in (Bogensperger & Fabel, 2021) gebildeten Gemeindecluster und ihr Anteil an den deutschen Gemeinden (anhand der absoluten Anzahl, nicht der Einwohnerzahl)

Clusterrepräsentant	Anteil	Beschreibung
Hofgeismar	7.3 %	876 große und bevölkerungsreiche mittelgroße Städte und Gemeinden mit Photovoltaik auf dem Dach und hohem Verbrauch
Sosa	21,7 %	2.598 mittel- und ostdeutsche, kleine ländliche Regionen mit geringer Bevölkerung, niedrigster jährlicher Erzeugung erneuerbarer Energie und geringem EE-Potenzial
Rettenbach	13,5 %	1.621 überwiegend südliche Gemeinden mit einem hohen Anteil an Neubauten und durchschnittlicher PV-Kapazität

Wir simulieren die verschiedenen Energy Sharing Szenarien dabei für eine Auswahl dieser Repräsentanten, wie in Tabelle 6 dargestellt. Der Fokus bei der Auswahl lag dabei darauf, Cluster zu wählen, die sowohl einen hohen Anteil der deutschen Gemeinden repräsentieren und sich zudem in ihrer Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur deutlich voneinander unterscheiden.

Zudem simulieren wir den Zubau einer zusätzlichen Windenergieanlage, beziehungsweise einer PV-Freiflächenanlage mit gleicher Erzeugungskapazität, um zukünftige Entwicklungen abzubilden. Da in der Gemeinde Rettenbach keine geeigneten Standorte für den Zubau einer Windenergieanlage ausgewiesen werden, simulieren wir den Zubau nur in den Gemeinden Hofgeismar und Sosa. Obwohl die zugebauten Anlagen dabei stets eine nominelle Leistung von 4 MW aufweisen, hat der Zubau unterschiedliche

Auswirkungen auf den Anteil des Verbrauchs, der durch lokale Erzeugung gedeckt wird. Grund hierfür ist, dass die kleinere Gemeinde Sosa einen deutlich geringeren Verbrauch als Hofgeismar aufweist. Daraus ergeben sich Gemeinden mit einer hohen Diversität in Bezug auf den Anteil des Verbrauchs, der durch lokale Produktion gedeckt wird, wie in Abbildung 3 dargestellt. Aufgrund der höheren jährlichen Erzeugung der Windenergieanlage gegenüber der PV Freiflächenanlagen wird durch den Windzubau dieser Anteil deutlich stärker erhöht.

In Gemeinden mit reinen Erzeugern (Wind und PV) werden Szenarien mit und ohne Teilnahme dieser Erzeuger am Energy Sharing getrennt analysiert. So kann insbesondere der Einfluss einer Teilnahme von Energiegenossenschaften an Energy Sharing analysiert werden.

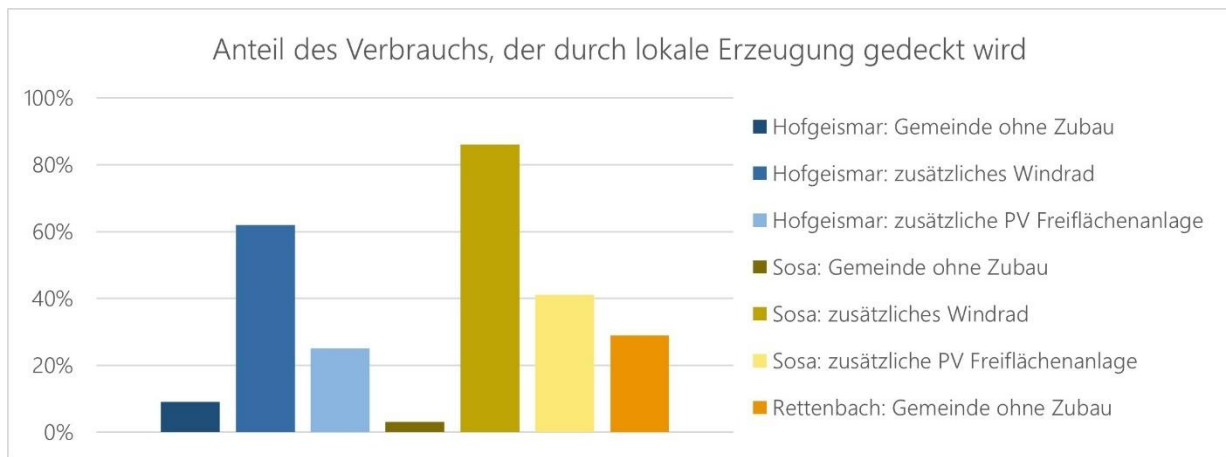


Abbildung 3: Anteil des Verbrauchs in den Gemeinden, der durch lokale Erzeugung gedeckt wird

3.1.2 Berechnung der Preise

Innerhalb der Gemeinden werden Preise für Energy Sharing simuliert und mit statischen Haushaltsstrompreisen und dynamischen Tarifen als Referenz verglichen. Dabei wird sowohl der dezentrale Handel mit statischen Preisen gemäß dem Gesetzesentwurf zum § 42c EnWG simuliert als auch ein zentraler Handel in der Energy Sharing Community, bei dem sich dynamisch ein Preis aus Angebot und Nachfrage bildet. Darüber hinaus werden für beide Preismechanismen statische und zeitvariable Netzentgelte sowie statische und dynamische Reststromtarife verglichen.

Preisbildung lokaler dynamischer Tarife anhand des Supply-Demand-Ratios als Umsetzungsbeispiel

Um innerhalb der Energy Sharing Community einen dynamischen Einheitspreis zu bilden, bilden wir die Preise abhängig von Angebot und Nachfrage gemäß des „Supply-Demand-Ratios“ (SDR), welches durch (Liu et al., 2017) definiert und in (Bogensperger et al., 2021)

für die Preisbestimmung in einer Energy Sharing Community verwendet wird. Dieses stellt dabei nur einen möglichen Preismechanismus zur Bildung eines dynamischen Einheitspreises in einer Energy Sharing Community dar. Das SDR bezeichnet dabei das Verhältnis aus Angebot und Nachfrage in der Gemeinschaft zu dem Zeitpunkt t , wie dargestellt in Formel 1.

$$SDR_t = \frac{Erzeugung_t}{Verbrauch_t} \quad (1)$$

Auf Basis dieses Verhältnisses wird der Preis innerhalb der Gemeinschaft gebildet wie in Formel 2 beschrieben. Ist das SDR gleich Null, d. h. gibt es keine Erzeugung innerhalb der Gemeinschaft, so muss der gesamte Strom aus dem Netz bezogen werden und der Preis steigt an auf den Haushaltsstrompreis. Ist das SDR größer oder gleich Eins, gibt es also mehr Erzeugung als Verbrauch in der Gemeinschaft, so sinkt der Preis auf die Vergütung der Anlagenbetreiber bei Netzeinspeisung (Exportpreis) auf den minimalen Betrag, zu dem

die Anlagenbetreiber bereit sind, ihren Strom abzugeben. Gilt $0 \leq SDR_t \leq 1$, so sinkt der Preis bei einem hohen Angebot in der Gemeinschaft und steigt bei einem geringen Angebot. Um Komplexität zu reduzieren,

setzen wir den Einkaufspreis gleich dem Verkaufspreis, abweichend von (Liu et al., 2017) und (Bogensperger et al., 2021), bei denen der Kaufpreis bei einem SDR zwischen Null und Eins leicht über dem Verkaufspreis liegt.

$$p_t^{Einkauf} = p_t^{Verkauf} = \begin{cases} \frac{p_t^{export} \times p_t^{HH}}{(p_t^{HH} - p_t^{export}) \times SDR_t + p_t^{export}} & 0 \leq SDR_t \leq 1 \\ p_t^{export} & SDR_t > 1 \end{cases} \quad (2)$$

Während (Liu et al., 2017) und (Bogensperger et al., 2021) stets von statischen Haushaltsstrompreisen und Reststromtarif p_t^{HH} ausgehen, simulieren wir auch Szenarien mit dynamischem Reststromtarif, welcher sich an den Börsenpreisen orientiert. In diesen Fällen kann es dazu kommen, dass der Haushaltsstrompreis unter die Vergütung der Anlagenbetreiber fällt. In diesen Fällen variieren wir zwei Ausgestaltungsvarianten der

Preise wie beschrieben in Formel 3 und 4. Einmal stellt die Vergütung der Anlagen eine Untergrenze für die Preise dar, die Anlagenbetreiber sind also nicht bereit ihren Strom zu einem geringeren Preis abzugeben (Variante 1). In der anderen Variante (Variante 2) orientieren Haushalte in diesen Fällen ihre maximale Zahlungsbereitschaft an dem Reststromtarif und der Preis fällt unter die feste Vergütung der Anlagenbetreiber.

Variante 1:
$$p_t^{Einkauf} = p_t^{Verkauf} = \begin{cases} \text{wie definiert in (2)} & p_t^{export} \leq p_t^{HH} \\ p_t^{export} & p_t^{export} > p_t^{HH} \end{cases} \quad (3)$$

Variante 2:
$$p_t^{Einkauf} = p_t^{Verkauf} = \begin{cases} \text{wie definiert in (2)} & p_t^{export} \leq p_t^{HH} \\ p_t^{HH} & p_t^{export} > p_t^{HH} \end{cases} \quad (4)$$

Energy Sharing im Rahmen statischer bilateraler Verträge

In dieser Umsetzungsform von Energy Sharing schließen Anlagenbetreiber (reine Erzeuger oder Prosumer) mit Verbrauchern bilaterale Verträge ab. Effektiv geben diese Verträge dem Verbraucher Anspruch auf einen Teil des von der Anlage erzeugten Stroms, auf den der Erzeuger oder Prosumer somit vorerst verzichtet.

Im ersten Schritt der Simulation werden Anlagenbetreiber und Verbraucher durch einen Matching-Algorithmus zufällig miteinander gematcht, wobei folgende Regeln berücksichtigt werden:

- Prosumer möchten primär ihren Eigenverbrauch decken. Entsprechend schließen sie nur Energy Sharing Verträge ab, die **höchstens 50 % ihrer Erzeugung** betreffen. Reine Erzeuger verkaufen dagegen bis zu 100 % ihrer Erzeugung im Rahmen von Energy Sharing.
- Für jeden Verbraucher wird zufällig gewählt, welche Strommenge er über Energy Sharing Verträge decken möchte. Diese Menge liegt zwischen 25 % und 100 % seines Jahresverbrauchs. Dieser

Verbraucher kann somit nur mit Anlagenbetreibern gematcht werden, deren noch verfügbare Kapazität den gewünschten Bedarf auch decken kann.

- Verbraucher schließen maximal einen Energy Sharing Vertrag ab. Anlagenbetreiber können dagegen beliebig viele Verträge abschließen.
- Wir gehen davon aus, dass alle Verbraucher Interesse an einem Energy Sharing Vertrag haben. Der Matching-Algorithmus endet, wenn keine Verbraucher übrig sind, deren Wunschkapazität noch durch einen Anlagenbetreiber gedeckt werden könnte.

Nach diesem Schritt sind somit bilaterale Verträge zwischen Anlagenbetreibern und Verbrauchern abgeschlossen. Diese Verträge geben Verbrauchern zu jedem Zeitpunkt Anspruch auf einen gewissen Anteil des von der Anlage erzeugten Stroms².

Verbraucher zahlen für den lokal geteilten Strom einen vertraglich festgelegten, statischen Preis.

Im zweiten Schritt des Algorithmus wird die Zuordnung des Stroms innerhalb der Gemeinde simuliert.

² Hinweis: in unseren Simulationen betrachten wir nur die Umsetzung von statischen bilateralen Verträgen mit statischem Verteilschlüssel.

Der in Kapitel 3.1.1 beschriebene Algorithmus wird dazu folgend angepasst:

- Verbraucher verbrauchen priorisiert den lokalen Strom, für den sie einen Anspruch erworben haben. Den Reststrom beziehen sie über einen separaten Reststromvertrag.
- Kommt es bei Verbrauchern zu **Stromüberschüssen**, so steht dieser Strom weiterhin dem **Anlagenbetreiber** zur Verfügung, der diesen priorisiert für seinen Eigenverbrauch nutzt und sonst in das Netz einspeist.
- So kann zusätzlich zu den Lastgängen an allen Netzanschlusspunkten auch die Zusammensetzung des von den Verbrauchern verbrauchten Stroms abgeleitet werden.

Der Preis, den Verbraucher für ihren Strom zahlen, kann dann als der gewichtete Mittelwert zwischen dem Preis des lokalen Stroms und des Reststroms ermittelt werden.

3.1.3 Annahmen und Eingangsparameter

Nachfolgend werden die wichtigsten Annahmen der Preissimulation aufgeführt.

Betrachtungshorizont

Aufgrund mangelnder Verfügbarkeit aktueller Wetterdaten erfolgen die Simulationen für das Wetterjahr 2019. Um Inkonsistenzen zu den auf Basis der lokalen Erzeugung simulierten Energy Sharing Preisen zu vermeiden, werden deshalb auch die Börsenpreise und weiteren Preisbestandteile dieses Jahres verwendet. Da sich jedoch seit 2019 die Preise sowohl im Mittel wie auch hinsichtlich der Volatilität deutlich verändert haben, berechnen wir insbesondere zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit, zusätzlich auch die Preisverläufe mit den Preisen des Jahres 2024.

Vergütung der Anlagen

Es wird angenommen, dass die Erneuerbaren Anlagen bei Einspeisung eine konstante Vergütung in Höhe des Jahresmarktwertes Solar des jeweiligen Betrachtungsjahres erhalten (Netztransparenz.de) abzüglich einer Vermarktungspauschale von 0,4 ct/kWh. Dies entspricht den aktuellen Regelungen der EEG Novelle 2021, nach denen der Anschlussnetzbetreiber Post EEG Anlagen kleiner 100 kW ihren eingespeisten Strom abnehmen und zu diesen Werten vergüten muss (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien-Gesetz - EEG 2021, 2024). Da vor 2019 nur Monatsmarktwerte gebildet wurden und auch für das laufende Jahr noch kein Jahresmarktwert vorliegt, wird

hierfür der mengengewichtete Durchschnitt der monatlichen Marktwerte gebildet. Um einen einheitlichen Exportpreis zu erhalten, werden dabei in der Simulation alle Anlagen, auch große Solaranlagen und Windenergieanlagen, mit diesem Preis vergütet.

Auch in der Simulation von statischen bilateralen Verträgen treffen wir diese vereinfachende Annahme. Theoretisch könnte für jeden bilateralen Vertrag ein individueller Strompreis festgelegt werden. Wir gehen jedoch davon aus, dass der lokale Strom immer zum Opportunitätspreis des Jahresmarktwertes Solar (abzüglich 0,4 ct/kWh) verkauft wird.

Haushaltsstrompreise, Netzentgelte, Abgaben und Umlagen

Die Annahmen zu Haushaltsstrompreisen, statischen Netzentgelten und Abgaben und Umlagen für die Jahre 2019 und 2024 basieren auf der Strompreisanalyse 2024 des BDEW (BDEW, 2024) und sind dargestellt in Tabelle 7. Die EEG-Umlage, welche 2019 noch in Kraft war, wird dabei nicht in den Strompreis mit einbezogen, genauso wie die Umlage für abschaltbare Lasten, um eine Vergleichbarkeit zu den Annahmen von 2024 zu erhalten.

Als dynamischer Haushaltsstrompreis wird der EPEX Day Ahead Strompreis des jeweiligen Jahres herangezogen (EPEX SPOT, o. D.), zuzüglich einer festen Vermarktungs- und Dienstleistungspauschale von 2,5 ct/kWh. Der so gebildete statische und dynamische Haushaltsstrompreis stellt auch den Reststromtarif für Teilnehmende der Energy Sharing Community dar. Es werden also keine zusätzlichen Preisaufschläge des Reststromlieferanten angenommen.

Für die Ausgestaltung zeitvariabler Netzentgelte gemäß dem Model 3 des §14a EnWG werden die aktuellen Tarifausgestaltungen verschiedener Netzbetreiber herangezogen. Für die Gemeinde Hofgeismar wird dabei der Tarif der EAM Netz verwendet, dem tatsächlichen Netzbetreiber der Gemeinde Hofgeismar (EAM Netz, 2024).

Für die Gemeinden Sosa und Rettenbach wird auf die Tarife der Netzbetreiber naheliegender Regionen zurückgegriffen. Für Sosa wird dabei der Tarif der Thüringer Energienetze verwendet (Thüringer Energienetze, 2024), für Rettenbach der Tarif der Bayernwerk Netz GmbH (Bayernwerk Netz, 2024). Für das Jahr 2019 wird das Preisniveau auf Basis des Verhältnisses der durchschnittlichen Netzentgelte der Jahre 2019 und 2024 des BDEW angepasst.

Tabelle 7: Annahmen zu Haushaltsstrompreisen, Netzentgelten und Abgaben und Umlagen

Preisbestandteil	2019 (in ct/kWh)	2024 (in ct/kWh)
Statischer Haushaltsstrompreis und Reststromtarif	7,09	17,94
Dynamischer Haushaltsstrompreis und Reststromtarif	Day Ahead Preis zuzüglich Service Fee von 2,5	
Zeitvariable Netzentgelte	Hofgeismar: Tarif der EAM Netz Sosa: Tarif der Thüringer Energienetze Rettenbach: Tarif des Bayernwerkes	
Stromsteuer	2,05	2,05
Weitere Umlagen	1,01	1,58
EEG- und AbLaV-Umlage	Keine Berücksichtigung	ausgesetzt
Vergütung bei Einspeisung (Jahresmarktwert Solar inklusive Vermarktungspauschale)	3,44	4,22

3.2 Kriterien zur vergleichenden Bewertung verschiedener Umsetzungsformen

Die für die Gemeinden simulierten Preise werden zur Bewertung der Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit der lokalen Netzauslastung sowie dem Börsenstrompreis gegenübergestellt. Zudem wird die Wirtschaftlichkeit auf Basis des durchschnittlichen Strompreises verglichen. Ausgewertet werden dabei insbesondere die Strompreise der Verbraucher. Diese entsprechen dem jeweiligen Beschaffungspreis, wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben, zuzüglich Steuern, Umlagen, Netzentgelten und den Kosten für den Reststrombezug gemäß den Annahmen in Kapitel 3.1.3.

3.2.1 Netzdienlichkeit

Wie in Kapitel 1.3 beschrieben, gilt eine Entlastung höherliegender Netzebenen durch die Anreize für den Verbrauch lokaler EE-Überschüsse als eines der wichtigsten Potenziale von Energy Sharing. Um diese Anreize in den verschiedenen Umsetzungsformen zu bestimmen, werten wir aus, wie sich die Preise innerhalb der Gemeinde im Verhältnis zur Residuallast als Kennwert der lokalen Netzauslastung (bzw. der Auslastung

des lokalen Umspannwerks oder Ortsnetztransformators) entwickeln. Hierfür wird die normierte Korrelation (Bravais-Pearson Korrelationskoeffizient) zwischen Preisen und Residuallast gebildet. Dabei wird bewertet, inwieweit flexible Verbraucher einen Anreiz haben, ihren Verbrauch in Zeiten geringer Erzeugung und hohen Verbrauchs (hoher Leistungsbezug aus dem Netz) zu reduzieren und in Zeiten überschüssiger Erzeugung (Einspeisung in das Netz) zu verlagern. Dies ist beispielsweise dargestellt für die Gemeinde Hofgeismar in Abbildung 4.

Der lokale dynamische Tarif (blaue Linie) steigt dabei an, wenn die Netzauslastung als Differenz lokaler Erzeugung und Verbrauch (durchgezogene gelbe Linie) steigt und sinkt gleichermaßen bei sinkender Netzauslastung, bleibt jedoch zwischen der Obergrenze des statischen Reststromtarifes (gestrichelte graue Linie) und der festen Vergütung für Erzeugungsanlagen als Untergrenze. Der dynamische Stromtarif (durchgezogene graue Linie) verläuft zwar teilweise ähnlich zu der lokalen Last, weicht jedoch zu anderen Zeitabschnitten wie beispielsweise zum 30. September auch deutlich vom Verlauf ab.

Preise, Verbrauch und Erzeugung in der Gemeinde Hofgeismar

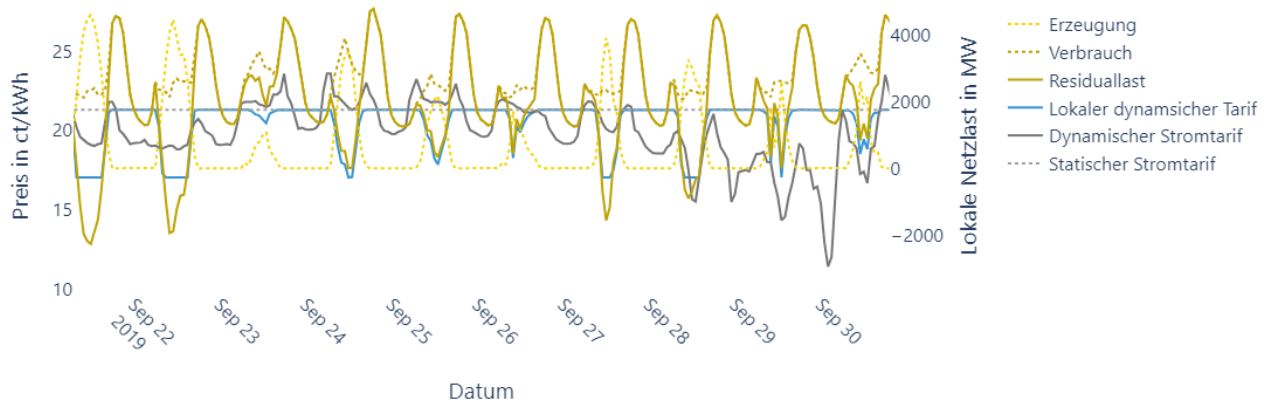


Abbildung 4: Verlauf der Preise (lokaler dynamischer Tarife mit statischen Netzentgelten und statischem Reststromtarif) und Residuallast für die Gemeinde Hofgeismar für einen exemplarischen Zeitabschnitt

3.2.2 Marktdienlichkeit

Als Metrik der Marktdienlichkeit der Energy Sharing Preise, wie beschrieben in Kapitel 1.2.3, nutzen wir die normierte Korrelation der Verbraucherpreise zum Börsenstrompreis. Analog zu der Ausgestaltung börsenbasierter dynamischer Tarife wird hierfür der Day Ahead Strompreis der EPEX des jeweiligen Bezugsjahres verwendet. In dem Fall börsenbasierter dynamischer Tarife liegt deshalb die Marktdienlichkeit stets bei dem maximalen Wert von Eins, insofern der Tarif mit einem statischen Netzentgelt kombiniert wird.

3.2.3 Systemdienlichkeit

In Kapitel 1.2.3 definieren wir als systemdienliche Maßnahmen Mechanismen wie Regelleistung und Redispatch, Maßnahmen zur Zubausteigerung sowie Maßnahmen, die dazu führen, dass der Strom aus erneuerbaren Quellen tatsächlich genutzt wird. Aus den Simulationsergebnissen lassen sich insbesondere Rückschlüsse auf die Anreize zum Zubau und zur Nutzung erneuerbarer Energien ziehen. Die Anreize zum Zubau Erneuerbarer Energien leiten wir insbesondere aus der Wirtschaftlichkeit verschiedener Umsetzungsformen in den unterschiedlichen Gemeinden ab. Neben Anreizen für lokalen Zubau im Allgemeinen

evaluieren wir auch, inwiefern Anreize für eine Diversifizierung der Erzeugung, beispielsweise durch den Zubau von Windenergieanlagen, gesetzt werden. Dies bewerten wir insbesondere auf Basis der durchschnittlichen jährlichen Preise in den verschiedenen Szenarien. Zudem bewerten wir qualitativ auch die Aspekte Preissicherheit und Akzeptanz, welche ebenfalls auf den Zubau Erneuerbarer Energien einzahlen.

Zusätzlich ergeben sich aus unserer Bewertung der Netz- und Marktdienlichkeit zugleich die Anreize zur Nutzung von Überschüssen aus erneuerbaren Quellen. Durch die Korrelation der lokalen Netzauslastung können diese Rückschlüsse auf lokaler Ebene getroffen werden und durch die Korrelation der Börsenpreise innerhalb der deutschen Gebotszone.

Die Simulation liefert somit eine vergleichende Bewertung der Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit verschiedener Umsetzungsformen von Energy Sharing. Zusätzlich erfolgt eine Bewertung auf Basis bestehender Literatur. Insgesamt leiten wir im folgenden Kapitel hieraus Thesen ab und fassen abschließend die Ergebnisse aus Simulation und Literatur in einer Gesamtbeurteilung zusammen.

4 Einfluss von Energy Sharing auf Netz, Markt und System

Nachfolgend formulieren wir Thesen zur Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit von Energy Sharing. Diese Thesen basieren sowohl auf der in Kapitel 3 beschriebenen Simulation als auch auf bestehender Literatur und den Erfahrungen aus den in Kapitel 2 beschriebenen Pilotprojekten und Umsetzungen im EU-Ausland.

Kernthesen

- 1** Energy Sharing setzt **Anreize für netzdienliches Verhalten (zur Entlastung höherliegender Netzebenen)**, wenn die **lokale Erzeugung und Verbrauch** anteilig abgebildet werden. Hierfür sollten auch **Bürgerwindparks vor Ort, reine Verbraucher und KMU** die Möglichkeit zur Beteiligung erhalten, was zusätzlich lokale Wertschöpfung schafft und vulnerable Gruppen einbezieht.
- 2** Wird Energy Sharing **mit zeitvariablen Netzentgelten kombiniert**, die an lokaler Erzeugung und Verbrauch in der Region ausgerichtet sind, werden **netzdienliche Effekte verstärkt**.
- 3** Die **Marktdienlichkeit** von Energy Sharing nimmt zu, wenn dieses mit einem **dynamischen Reststromtarif kombiniert** wird, ohne die Netzdienlichkeit zu beeinträchtigen.
- 4** **Energy Sharing mit Bürgerwindparks senkt die Strompreise** für Verbraucherinnen und Verbraucher. Dieser Anreiz ist stärker ausgeprägt bei lokalen dynamischen Tarifen als bei statischen Energy Sharing Preisen.
- 5** Mit lokalen dynamischen Tarifen und statischen bilateralen Verträgen können **vergleichbar markt- und netzdienliche Preisanreize** gesetzt werden. Insbesondere für **Netzdienlichkeit ist der entscheidende Faktor**, dass sich **ausreichend Teilnehmende aus der Region** beteiligen.
- 6** **Pooling im Rahmen von Energy Sharing** ermöglicht eine **effizientere Verteilung des Stromüberschusses** in der Region und damit einen höheren Eigenverbrauch in der Energy Sharing Community.
- 7** Energiegemeinschaften könnten **Flexibilität bündeln und für netz-, system- und marktdienliche Zwecke** bereitstellen. Hierfür ist eine **ausreichende intelligente Steuerung erforderlich**.
- 8** Energy Sharing **steigert Akzeptanz und Teilhabe** und kann für private Akteure, einschließlich vulnerabler Verbraucher, zu einer **erhöhten Preissicherheit** beitragen.
- 9** Energy Sharing ermöglicht die **Kombination markt- und netzdienlicher Preisanreize** und kann somit zur **Netz- und Systemstabilität** beitragen. Um die Wirtschaftlichkeit für Verbraucherinnen und Verbraucher zu sichern, sind jedoch **zusätzliche Anreize notwendig**.

These 1

Energy Sharing setzt Anreize für netzdienliches Verhalten (zur Entlastung höherliegender Netzebenen), wenn die lokale Erzeugung und Verbrauch anteilig abgebildet werden. Hierfür sollten auch Bürgerwindparks vor Ort, reine Verbraucher und KMU die Möglichkeit zur Beteiligung erhalten, was zusätzlich lokale Wertschöpfung schafft und vulnerable Gruppen einbezieht.

Abbildung 5 zeigt, wie gut die unterschiedlichen Preismechanismen die lokalen Netzauslastung abbilden. Dies ist dargestellt für die Gemeinde Hofgeismar ohne zusätzliche Anlagen, sowie bei dem Zubau einer zusätzlichen Windenergieanlage und PV Freiflächenanlage. Diese Anlagen sind in einem Szenario Mitglied der Energy Sharing Community und beeinflussen somit die lokalen Preise. In einem anderen Szenario beeinflussen sie hingegen nur die lokale Netzauslastung.

Dargestellt sind die Ergebnisse vergleichend für die beiden Preisszenarien statische bilaterale Verträge (Mitte), lokale dynamische Tarife (rechts) und börsennotierte dynamische Tarife als Benchmark³ (links).

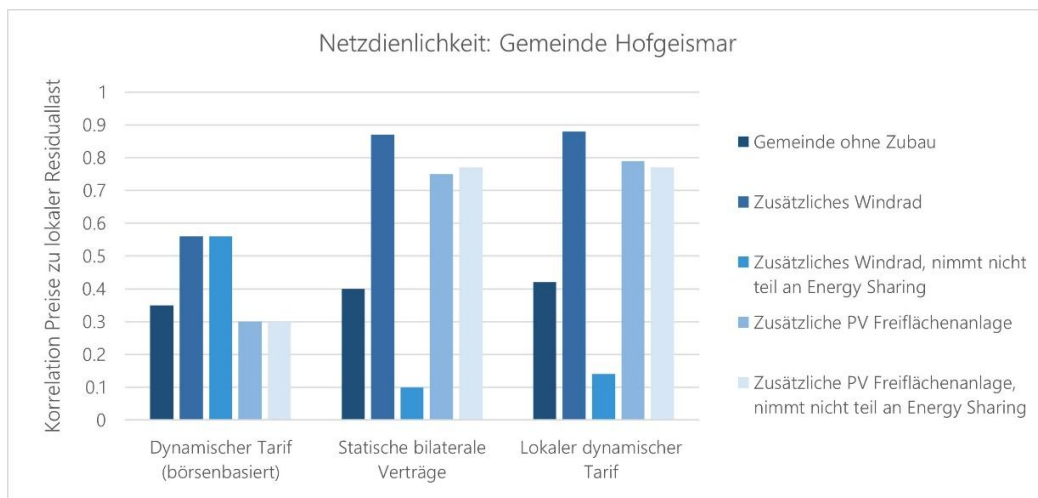


Abbildung 5: Korrelation börsenbasierter dynamischer Tarife (links), statischer bilateraler Verträge (Mitte) und lokaler dynamischer Tarife (rechts) zur lokalen Netzauslastung für die Gemeinde Hofgeismar für das Jahr 2019 (statische Netzentgelte und statischer Reststromtarif bei Energy Sharing Preisen)

Die Ergebnisse werden gestützt durch die Ergebnisse von (Wiesenthal et al., 2022), die eine lokale Netzentlastung durch Lastverschiebungen aufzeigen, angeleitet durch Energy Sharing. Als Limitation nennen die Autoren dabei, dass in der von ihnen simulierten Energy Sharing Community keine Integration großer

In den dargestellten Szenarien wird durchgehend von statischen Netzentgelten und einem statischen Reststromtarif ausgegangen. Die simulierten Preise zeigen eine positive Korrelation der Preise zu der lokalen Netzauslastung sowohl für statische bilaterale Verträge als auch für lokale dynamische Tarife. Diese ist auch für alle Szenarien höher oder ähnlich hoch wie die Korrelation zum Benchmark, dem dynamischen Haushaltsstrompreis. Die einzige Ausnahme hiervon bildet das Szenario, in dem ein zusätzliches Windrad zugebaut wird, sich jedoch nicht an der Energy Sharing Community beteiligt. In diesem Fall sinkt die Netzdienlichkeit stark ab und liegt sogar deutlich unter der Abbildung der lokalen Netzauslastung durch börsennotierte dynamische Tarife.

Anders verhält es sich bei dem Zubau einer zusätzlichen PV Freiflächenanlage. Hier hat es keinen erkennbaren Einfluss, ob diese an der Energy Sharing Community teilnimmt oder nicht, da die lokale PV-Erzeugung bereits in ausreichendem Maß durch die Erzeugung der Dachanlagen der Prosumer abgebildet wird.

Erzeugungsanlagen abgebildet wurden, sondern ein ausgeglichenes Erzeugungs- und Verbrauchsprofil gewählt wurde. Mit unserer Simulation des Zubaus zusätzlicher Anlagen konnten wir die These auch für Szenarien mit deutlichem Überschuss bestätigen.

³ Statische Haushaltsstrompreise verändern sich über das Jahr hinweg nicht, weshalb ihre Korrelation zur lokalen Netzauslastung und

Börsenstrompreisen bei Null liegt. Aus diesem Grund werden sie in den folgenden Abbildungen nicht separat aufgeführt.

Die Erkenntnisse zur Teilnahme lokaler Erzeuger stimmen zudem überein mit den Analysen von (Urbansky & Schürmann, 2024), welche die Auswirkung von Energy Sharing mittels bilateraler Verträge auf die Verteilnetzentlastung untersuchen und sich dabei an der Umsetzung von Energy Sharing in Österreich orientieren. Sie zeigen ebenfalls eine Netzentlastung aufgrund einer Residuallastminderung, jedoch nur, wenn die Leistungsbilanz der übrigen Netzteilnehmenden das gleiche Vorzeichen hat wie die Leistungsbilanz der Energy Sharing Community, wenn also der Energy Sharing Preis regionale Erzeugung und regionalen Verbrauch abbildet.

Entgegengesetzte Leistungsbilanzen können jedoch insbesondere auftreten, wenn große Anlagen mit einem deutlich anderen Erzeugungsprofil, wie z. B. große Windenergieanlagen, sich im gleichen Netzgebiet befinden und dabei nicht an der Energy Sharing Community partizipieren, wie es durch uns simuliert wurde. Ein weiterer Grund könnte sein, dass insbesondere nur Prosumer, aber nur wenige Verbraucher Teil einer Energy Sharing Community sind und so der Verbrauch innerhalb der Gemeinschaft stark von dem Verbrauch der übrigen Anschlussnehmer abweicht. Daraus lässt sich schließen, dass es für den netzentlastenden Effekt von Energy Sharing von großer Bedeutung ist, dass die Teilnehmer der Gemeinschaft möglichst ein Abbild der lokalen Erzeugungs- und Verbrauchsmuster sind. Es sollten somit gleichermaßen Anreize zur Teilhabe für alle möglichen Teilnehmer geschaffen werden, also beispielsweise für Prosumer, Bürgerenergiegemeinschaften (z.B. Genossenschaften) und private Verbraucher sowie Gewerbekunden.

These 2

Wird Energy Sharing mit zeitvariablen Netzentgelten kombiniert, die an lokaler Erzeugung und Verbrauch in der Region ausgerichtet sind, werden netzdienliche Effekte verstärkt.

Neben den Preisen selbst wurden auch die Auswirkungen der Kombination von Energy Sharing mit zeitvariablen Netzentgelten in der Simulation bewertet. Hierfür wurden die Preise der zwei verglichenen Energy Sharing Mechanismen sowie der Benchmark börsenbasierter dynamischer Tarife mit zeitvariablen Netzentgelten kombiniert, basierend auf den Tarifen von Netzbetreibern aus der Region, wie beschrieben in Tabelle 7.

Die Korrelation der so gebildeten Preise zur lokalen Netzauslastung ist dargestellt in Abbildung 6 für die Gemeinden Hofgeismar, Sosa und Rettenbach sowie

ausgewählte Zubau-szenarien in Hofgeismar und Sosa. Dabei wird die Abbildung der lokalen Netzauslastung durch einen börsenbasierten dynamischen Tarif (grau), statische bilaterale Verträge (blau) und einen lokalen dynamischen Tarif (gelb) abgebildet, jeweils mit statischem und zeitvariablem Netzentgelt.

Zusätzlich wird in Grün die Korrelation des ausgewählten zeitvariablen Netzentgeltes selbst zur lokalen Netzauslastung angezeigt, was der Abhängigkeit statischer Haushaltsstrompreise in Kombination mit zeitvariablen Netzentgelten entspricht. Die Korrelation der zeitvariablen Netzentgelte zu der simulierten lokalen Netzauslastung variiert dabei stark und fällt insbesondere in den Zubauszenarien teils sehr gering aus.

Bei der Kombination der Energy Sharing Tarife mit einem zeitvariablen Netzentgelt addieren sich die positiven Effekte des zeitvariablen Netzentgeltes und der Energy Sharing Preise, insofern das Netzentgelt selbst die lokale Netzauslastung ausreichend abbildet. Insbesondere groß ist dieser Effekt in der Gemeinde Sosa (ohne zusätzliche Erzeugungsanlagen), mit einem relativ geringen Eigenverbrauch. Hier hat die Kombination der Preise mit zeitvariablen Netzentgelten einen klar erkennbaren positiven Effekt auf die Abbildung der lokalen Netzauslastung in den Preisen. Entsprechen die zeitvariablen Netzentgelte jedoch nicht lokaler Erzeugung und Verbrauch, so kann ebenso der gegenteilige Effekt auftreten, wie beispielsweise in Sosa bei Zubau eines zusätzlichen Windrades. Während der lokale dynamische Tarif die hierdurch sehr hohe lokale Erzeugung direkt wiedergibt, kann das zeitvariable Netzentgelt in seiner aktuellen Ausgestaltung für eine Region mit geringer eigener Erzeugung die veränderte Netzauslastung nicht mehr abbilden. Die Kombination des Energy Sharing Tarifes mit zeitvariablen Netzentgelten mindert deshalb auch die Anreize für netzdienliches Verhalten. Dieser Zusammenhang gilt ebenso für die Kombination des zeitvariablen Netzentgeltes mit börsenbasierten dynamischen Tarifen, auch hier addieren sich die Effekte auf.

In der Realität könnten Netzbetreiber bei dem Zubau großer Erzeugungsanlagen die Netzentgeltgestaltung an die neuen Gegebenheiten anpassen, sodass sie die veränderte Netzsituation widerspiegeln. Dies ist jedoch mit zusätzlichem Aufwand und zeitlicher Verzögerung verbunden, während die Energy Sharing Preise die Netzauslastung direkt wiedergeben.

Zudem können Netzbetreiber nach § 21 EnWG nur eine Tarifausgestaltung für ihr gesamtes Bilanzierungsgebiet festlegen, was es insbesondere bei großen Bilanzierungsgebieten herausfordernd macht, verschiedene

regional unterschiedliche Erzeugungs- und Verbrauchsmuster mit einzubeziehen. Auch Energy Sharing in der Ausgestaltung des aktuellen Gesetzesentwurfes ist räumlich nur begrenzt auf den Radius des Bilanzierungsgebietes eines Netzbetreibers (Bundesregierung, 2024b). Energy Sharing Communities mit

stärkerem lokalem Bezug und hoher regionaler Beteiligung könnten durch die Berücksichtigung der Gegebenheiten der jeweiligen Region ein netzdienliches Verhalten besser anreizen als zeitvariable Netzentgelte in ihrer aktuellen Ausgestaltung.

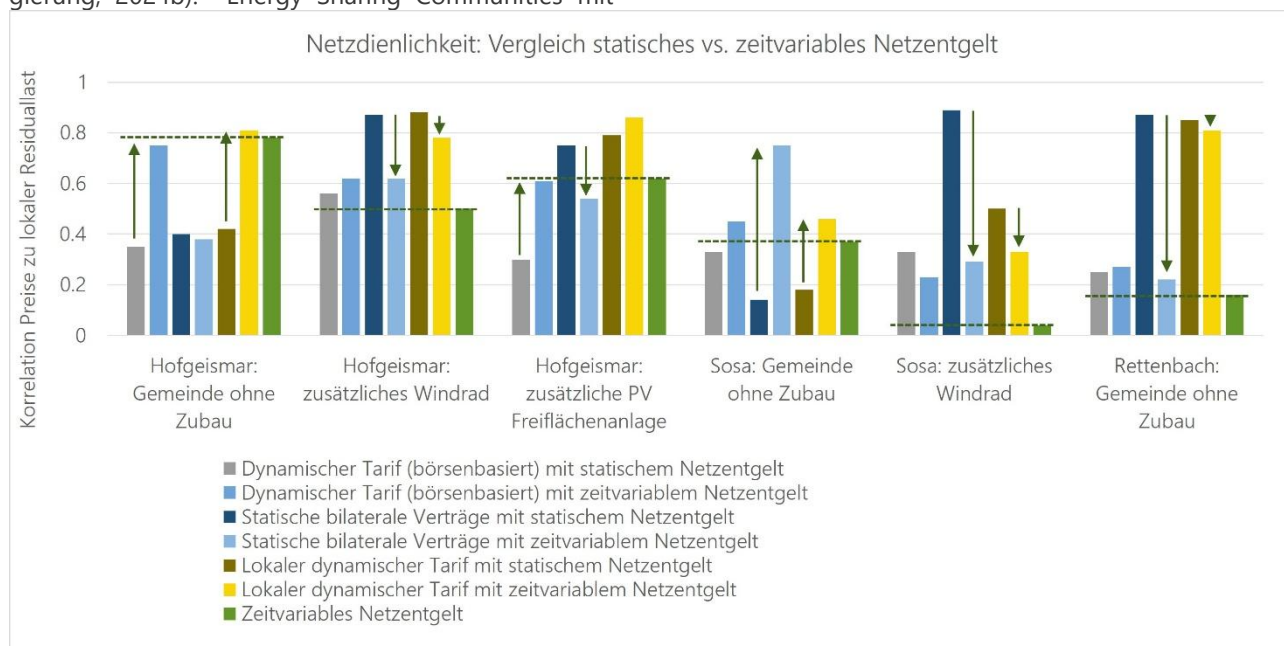


Abbildung 6: Korrelation börsenbasierter dynamischer Tarife, statischer bilateraler Verträge und lokaler dynamischer Tarife zur lokalen Residuallast jeweils mit statischem und zeitvariablem Netzentgelt für das Jahr 2019 (statischer Reststromtarif).

These 3

Die Marktdienlichkeit von Energy Sharing nimmt zu, wenn dieses mit einem dynamischen Reststromtarif kombiniert wird, ohne die Netzdienlichkeit zu beeinträchtigen.

Abbildung 7 zeigt die Korrelation von statischen bilateralen Verträgen und lokalen dynamischen Tarifen mit dem Börsenstrompreis, jeweils mit statischem und dynamischem Residualstromtarif sowie einem börsenbasierten dynamischen Tarif als Benchmark.

Die Marktdienlichkeit des Benchmarks liegt dabei stets bei Eins, da der Börsenstrompreis den einzigen variablen Anteil darstellt, der Verbraucherstrompreis also parallel zum Börsenstrompreis verläuft. Anders verhielte es sich, wenn der Tarif mit einem zeitvariablen Netzentgelt kombiniert würde. In diesem Fall bilden die Preise zwar besser die lokale Netzauslastung ab, wie es aus Abbildung 6 entnommen werden kann. Jedoch nimmt die Marktdienlichkeit ab, da die Börsenpreise nicht mehr direkt an Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben, sondern zum Teil durch andere Preissignale überlagert werden.

Die Marktdienlichkeit der Energy Sharing Preise kann stark beeinflusst werden durch die Ausgestaltung des Reststromtarifes.

Während sowohl statische bilaterale Verträge wie auch lokale dynamische Tarife mit statischem Reststromtarif eine geringe Marktdienlichkeit aufweisen, steigt die Korrelation zum Börsenstrompreis durch die Wahl eines dynamischen Reststromtarifes deutlich an. Besonders stark ausgeprägt ist der Unterschied in Gemeinden mit geringerem Eigenverbrauch, in denen Verbraucherinnen und Verbraucher häufig Strom zum Reststromtarif beziehen, wie in Hofgeismar und Sosa ohne den Zubau zusätzlicher Anlagen. In Gemeinden mit hohem Eigenverbrauch wie in Sosa mit dem Zubau eines Windrades ist der Unterschied weniger deutlich, da hier häufiger lokale Preise greifen. Jedoch können dynamische Reststromtarife auch hier die Marktdienlichkeit erhöhen. Fallen die Börsenstrompreise unter die Vergütung der Erzeuger, so werden bei lokalen dynamischen Tarifen zwei Varianten dargestellt, wie beschrieben in Kapitel 3.1.2. Werden die geringen Preise an Erzeuger und Verbraucher weitergegeben, so steigt die Marktdienlichkeit noch einmal leicht an. Insbesondere in Hofgeismar (ohne Zubau) ist dabei noch einmal ein deutlicher Unterschied zu erkennen, während in den anderen Gemeinden die Abbildung der Börsenpreise beinahe äquivalent ausfällt.

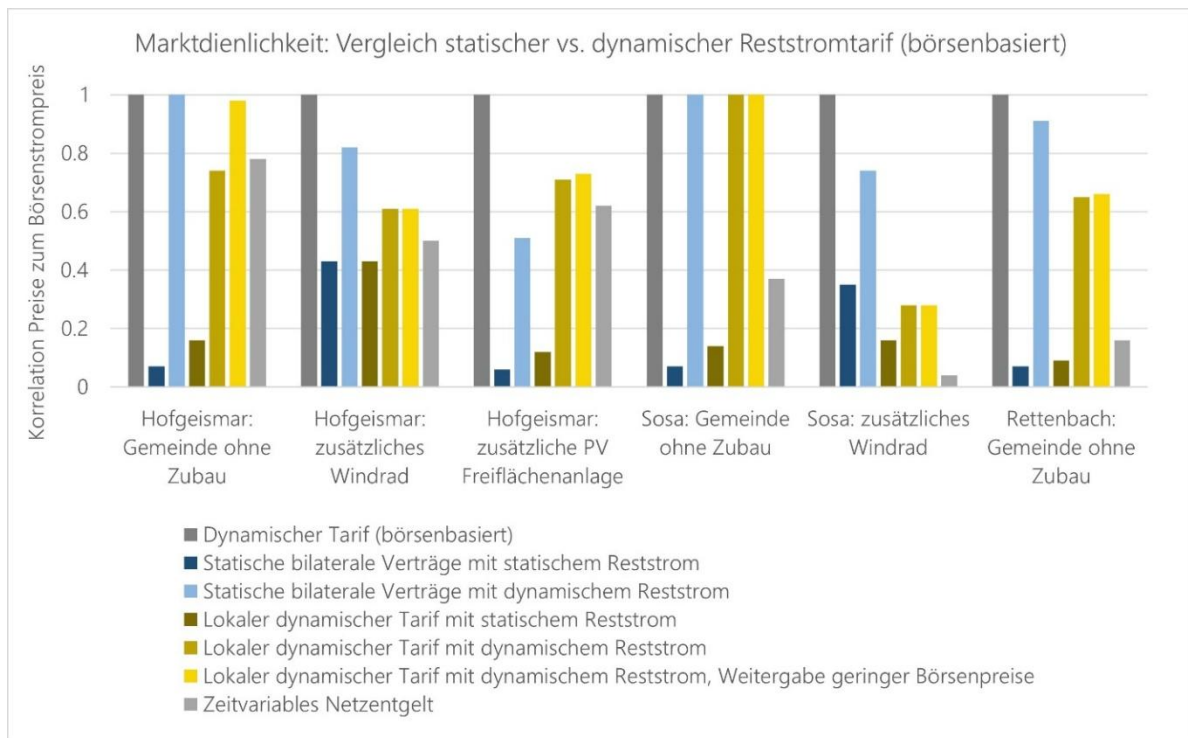


Abbildung 7: Korrelation börsenbasierter dynamischer Tarife, statischer bilateraler Verträge und lokaler dynamischer Tarife zum Börsenstrompreis, jeweils mit statischem und dynamischem Reststromtarif für das Jahr 2019 (statische Netzentgelte).

Die verbesserte Marktdienlichkeit durch dynamische Reststromtarife kann dabei erreicht werden, ohne die Abbildung der lokalen Netzauslastung durch die Energy Sharing Preise systematisch zu beeinträchtigen. Abbildung 8 zeigt die Korrelation der Preise zur lokalen Netzauslastung. Ein dynamischer Reststromtarif führt

dabei in manchen Gemeinden, wie in Sosa mit zusätzlichem Windrad oder in Rettenbach, zu einer etwas schlechteren Abbildung der lokalen Netzauslastung, in anderen Gemeinden, wie in Sosa ohne zusätzlichen Zubau, zu einer leicht verbesserten Abbildung. Insgesamt fallen die Unterschiede gering aus.

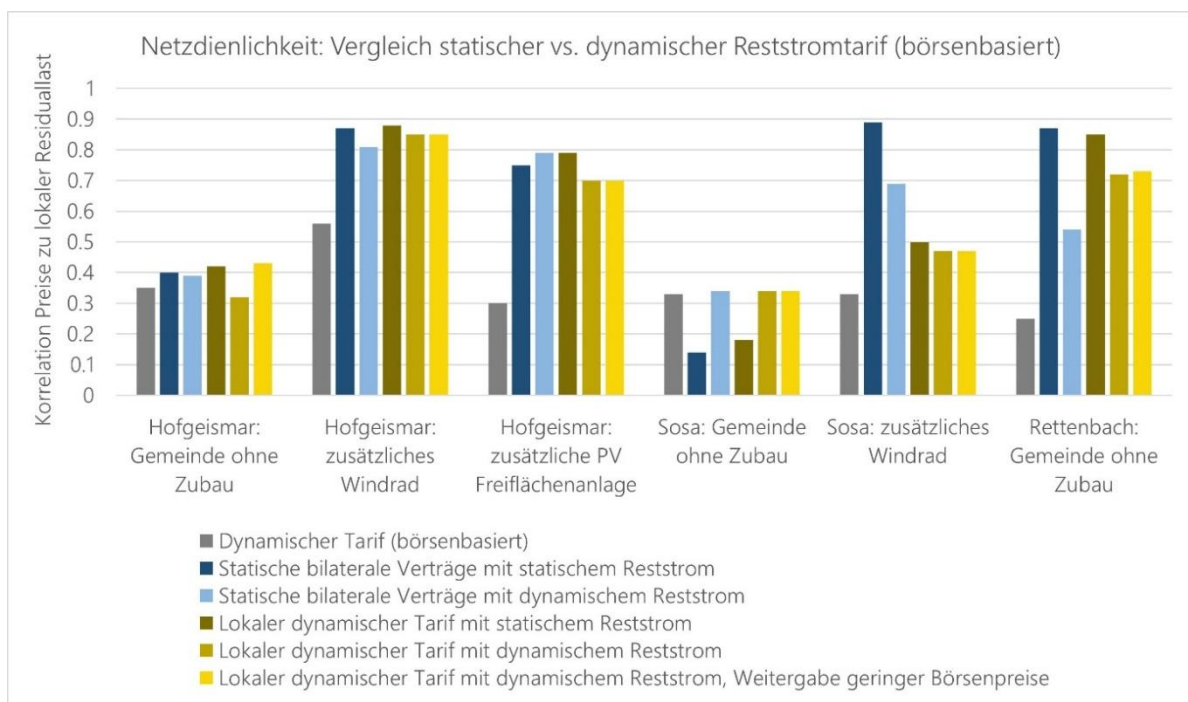


Abbildung 8: Korrelation börsenbasierter dynamischer Tarife, statischer bilateraler Verträge und lokaler dynamischer Tarife zur lokalen Netzauslastung, jeweils mit statischem und dynamischem Reststromtarif für das Jahr 2019 (statische Netzentgelte)

These 4

Energy Sharing mit Bürgerwindparks senkt die Strompreise für Verbraucherinnen und Verbraucher. Dieser Anreiz ist stärker ausgeprägt bei lokalen dynamischen Tarifen als bei statischen Energy Sharing Preisen.

Neben der verbesserten Abbildung der lokalen Netzauslastung durch die Preise bei der Teilnahme von Wind-Genossenschaften an Energy Sharing, senkt eine solche Teilnahme auch die Strompreise für Verbraucher und Verbraucherinnen. Dies zeigt Abbildung 9, in der die durchschnittlichen Strompreise für Verbraucher und Verbraucherinnen in den Gemeinden für die Jahre 2019 und 2024 dargestellt sind.

Die durchschnittlichen Strompreise werden dabei bei beiden Energy Sharing Preismechanismen durch den Zubau zusätzlicher Anlagen gesenkt. Die niedrigsten Preise bei Verwendung lokaler dynamischer Tarife treten in den beiden Gemeinden Sosa und Hofgeismar in beiden Jahren mit Zubau einer Windenergieanlage auf. Bei der Verwendung statischer bilateraler Verträge ist der Unterschied zwischen PV und Wind weniger ausgeprägt als bei lokalen dynamischen Tarifen, im Jahr

2019 liegt der Durchschnittspreis für Verbraucherinnen und Verbraucher in Hofgeismar bei Zubau einer PV-Freiflächenanlage unter dem Durchschnittspreis bei Zubau einer Windenergie-Anlage.

Der Unterschied zwischen den Preismechanismen lässt sich voraussichtlich dadurch erklären, dass für den einzelnen Verbraucher bei lokalen dynamischen Tarifen die Preise auch bei Bezug lokaler Erzeugung variieren, je nach der Höhe des Angebotes in der Gemeinschaft zu dem jeweiligen Zeitpunkt, während bei statischen bilateralen Verträgen Verbraucher und Verbraucherinnen einen festen Preis für Strom zahlen, welchen sie über Energy Sharing beziehen. Aus diesem Grund hat die Erhöhung des Eigenverbrauches durch die Windenergieanlage bei statischen bilateralen Verträgen geringere Auswirkungen auf den Strompreis als bei lokalen dynamischen Tarifen.

Der Senkung der Haushaltsstrompreise durch den Zubau großer Erzeugungsanlagen müssen jedoch (neben den Investitionskosten) auch höhere Betriebskosten gegenübergestellt werden. Die fallen unter anderem an für kurzfristige Nachbeschaffung oder Überschussstromvermarktung aufgrund von Prognoseabweichungen.

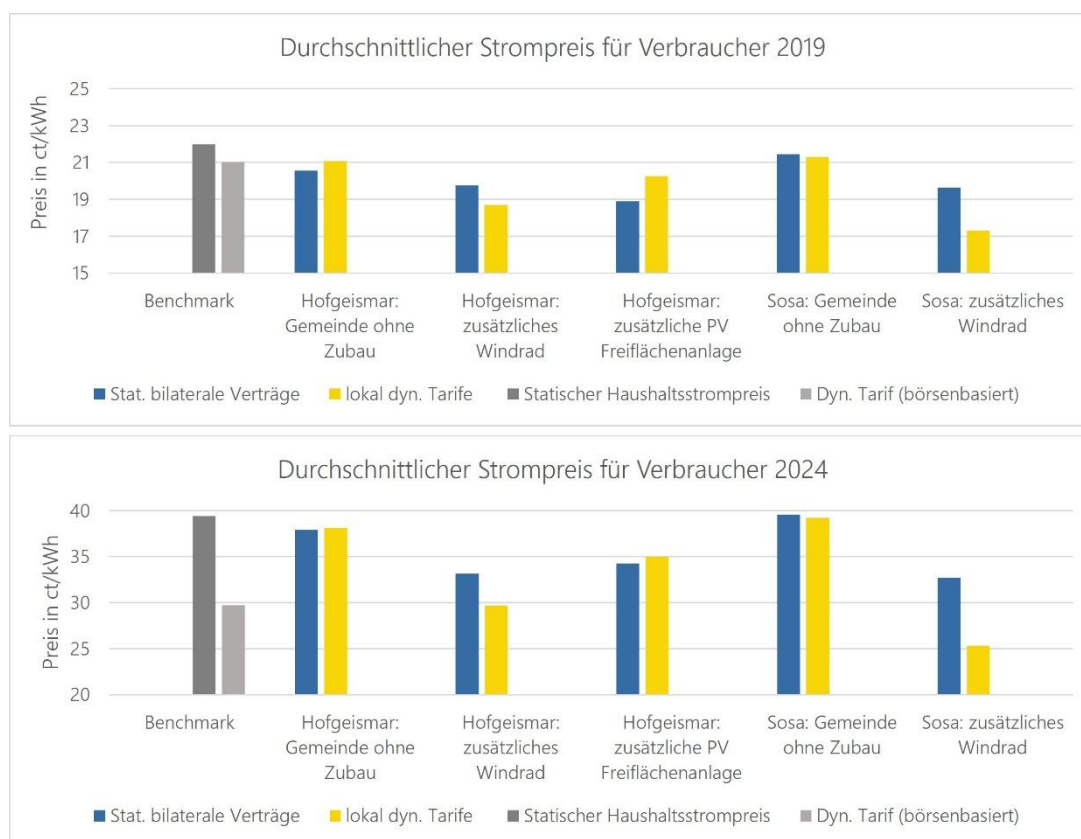


Abbildung 9: Durchschnittlicher Strompreis für Verbraucher im Simulationsjahr 2019 (oben) und 2024 (unten) mit statischen bilateralen Verträgen (blau) und lokalen dynamischen Tarifen (gelb) (statische Netzentgelte und statischer Reststromtarif)

These 5

Mit lokalen dynamischen Tarifen und statischen bilateralen Verträgen können vergleichbare markt- und netzdienliche Preisanreize gesetzt werden. Insbesondere für die Netzdienlichkeit ist der entscheidende Faktor, dass sich ausreichend Teilnehmende aus der Region beteiligen.

Anders als bei den Anreizen für lokalen Zubau als einem Maßstab der Systemdienlichkeit, zeigen die Analysen zur Netz- und Marktdienlichkeit kaum systematische Unterschiede zwischen statischen bilateralen Verträgen und lokalen dynamischen Tarifen. Beide Preismechanismen bilden die lokale Netzauslastung in ähnlichem Maß ab, wie aus Abbildung 5, Abbildung 6 und Abbildung 8 entnommen werden kann. Einzig in Sosa ergibt sich bei Zubau eines zusätzlichen Windrades eine bessere Abbildung der lokalen Netzauslastung bei Verwendung statischer bilateraler Verträge. Bei der Kombinierbarkeit mit zeitvariablen Netzentgelten, dargestellt in Abbildung 6, gibt es zwar in den einzelnen Gemeinden deutliche Unterschiede zwischen den beiden Preismechanismen, jedoch lässt sich nicht erkennen, dass ein Tarif systematisch besser oder schlechter mit zeitvariablen Netzentgelten kombinierbar ist.

Auch bei der Korrelation mit dem Börsenpreis gibt es keine eindeutigen Unterschiede zwischen den beiden Preismechanismen, wenn diese mit einem statischen Reststromtarif kombiniert werden (siehe Abbildung 7). In Kombination mit einem dynamischen Residualtarif ist die Marktdienlichkeit statischer bilateraler Verträge tendenziell höher als bei lokalen dynamischen Tarifen. Dies kann auf den geringeren Eigenverbrauch bei statischen bilateralen Verträgen zurückgeführt werden, welcher nachfolgend beschrieben wird.

These 6

Pooling ermöglicht eine effizientere Verteilung des Stromüberschusses in der Region und damit einen höheren Eigenverbrauch in der Energy Sharing Community.

Während die Abbildung der lokalen Netzauslastung, sowie die Marktdienlichkeit bei statischen bilateralen Verträgen und lokalen dynamischen Tarifen ähnlich ausgeprägt sind, gibt es in der Gemeinschaft in allen simulierten Gemeinden bei statischen bilateralen Verträgen einen geringeren Eigenverbrauch als bei lokalen dynamischen Tarifen.

Dies ist auch dargestellt in Abbildung 10, die den prozentualen Eigenverbrauch in den Gemeinden bei statischen Netzentgelten und statischem Reststromtarif darstellt. Bei lokalen dynamischen Tarifen entspricht der Eigenverbrauch immer dem maximal möglichen Eigenverbrauch, d.h. dem Anteil des Verbrauchs, der durch lokale Erzeugung gedeckt wird, wie in Abbildung 3 dargestellt, da Überschussstrom durch Pooling in der gesamten Gemeinschaft verteilt wird.

Bei bilateralen Verträgen können Überschüsse hingegen nur im Rahmen des Bedarfs der beiden Vertragspartner verbraucht werden. Geht die Überschusserzeugung über diesen Bedarf hinaus, wird der Strom außerhalb der Gemeinschaft eingespeist, während andere Verbraucher in der Gemeinde ihren Verbrauch gegebenenfalls extern decken müssen. Hierdurch wird weniger Strom innerhalb der Gemeinde geteilt, als dies bei lokalen dynamischen Tarifen der Fall ist.

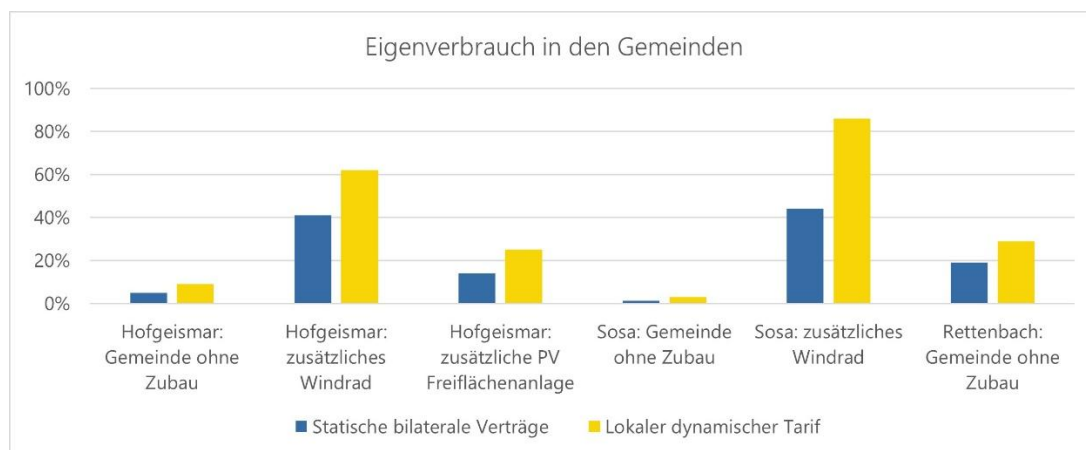


Abbildung 10: Jährlicher Eigenverbrauch der Energy Sharing Community in Prozent für statische bilaterale Verträge (blau) und lokale dynamische Tarife (gelb) (Jahr 2019, statischer Reststromtarif, statische Netzentgelte)

In unserer Simulation statischer bilateraler Verträge stellen wir zudem statische Verteilschlüssel dar, weshalb der Eigenverbrauch nicht von dem Gesamtverbrauch aller mitnutzenden Verbraucher abhängt, sondern von dem Verbrauch jedes einzelnen Teilnehmers. Bei dynamischen Verteilungsschlüsseln wäre der Eigenverbrauch daher wahrscheinlich höher, jedoch immer noch niedriger als bei lokalen dynamischen Tarifen, bei denen die Überschussproduktion auf die gesamte Gemeinschaft verteilt werden kann, wodurch der gemeinsam genutzte Strom maximiert wird.

These 7

Energiegemeinschaften könnten Flexibilität bündeln und für netz-, system- und marktdienliche Zwecke bereitstellen. Hierfür ist eine ausreichende intelligente Steuerung erforderlich.

Einer der wichtigsten Einflussfaktoren der Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit ist die Hebung und der zielgerichtete Einsatz von Flexibilität. Während dies im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften bisher vor allem im Hinblick auf die Optimierung des Eigen- bzw. Gemeinschaftsverbrauchs diskutiert wird, könnte eine Energiegemeinschaft auch an anderer Stelle zur Flexibilisierung des Gesamtsystems beitragen:

Geteilte Investition in neue Infrastruktur

Energy Sharing könnte neben einem Anreiz für gemeinsame Investitionen in Erzeugungsanlagen auch Anreize für gemeinsame Investitionen in Speicher setzen, wobei bisher vor allem Quartierspeicher diskutiert werden. Dies könnte somit insbesondere auch zur Flexibilisierung von Verbrauchergruppen beitragen, die keine eigenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder Speicher besitzen.

Geteilte Nutzung bestehender Flexibilität

Durch das Teilen von Überschussstrom könnten bestehende Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher effektiver genutzt werden. So könnte beispielsweise ein groß dimensionierter Heimspeicher auch den Überschussstrom anderer Prosumer in der Energy Sharing Community einspeichern und nutzbar machen.

Bündelung von Flexibilität und Bereitstellung für netz-, markt- und systemdienliche Zwecke

Während als primäres Ziel von Energy Sharing häufig die Optimierung des Eigenverbrauches gilt, schlägt (dena, 2024) auch das Konzept einer integrativen Energy Sharing Community vor, welche bei kritischer Netz- und Systemauslastung ihre Flexibilität bereitstellt.

Dies kann einerseits durch eine Verpflichtung erfolgen, andererseits auch durch eine Vermarktung von Netz- oder Systemdienstleistungen oder den Einsatz an der Börse. Hierfür ist jedoch noch die Ausarbeitung geeigneter Geschäftsmodelle notwendig. Da in unserer Simulation ausschließlich Preise simuliert wurden und keine Verbrauchsanpassungen flexibler Verbrauchern und Verbraucher, wurde hier kein explizites Flexibilitätspotential der Energiegemeinschaft bestimmt. Es wurden jedoch die deutlich erhöhte Marktdienlichkeit bei Verwendung eines dynamischen Reststromtarifes gezeigt sowie eine verbesserte Abbildung der lokalen Netzauslastung in den Preisen bei Kombination mit regionsangepassten zeitvariablen Netzentgelten.

Eine weitergehende Untersuchung der Flexibilitätspotenziale von Energiegemeinschaften für netz-, markt- und systemdienliche Anwendungsfälle ist notwendig, um diese Potenziale im Vergleich zur Flexibilität einzelner Prosumer und flexibler Verbraucher einzuordnen sowie Auswirkungen auf die Eigenverbrauchsoptimierung der Gemeinschaft zu ermitteln.

Grundvoraussetzung, insbesondere für die geteilte Nutzung und die Bündelung von Flexibilität ist jedoch stets eine ausreichende intelligente Steuerung der Teilnehmenden. Dies ist auch eine Erkenntnis aus der Umsetzung von Energy Sharing in Österreich, wie beschrieben durch (Pressmair et al., 2024). Die Autoren beschreiben, dass es hier in vielen Energiegemeinschaften noch keine ausreichende intelligente Steuerung gibt, weshalb die vorhandenen Flexibilitätspotenziale nicht genutzt werden können.

These 8

Energy Sharing steigert Akzeptanz und Teilhabe und kann für private Akteure, einschließlich vulnerabler Verbraucher, zu einer erhöhten Preissicherheit beitragen.

Der Beitrag von Energy Sharing und Energiegemeinschaften zum Ausbau von erneuerbaren Energien wird generell als Hauptziel identifiziert und ist in der wissenschaftlichen Literatur gut dokumentiert. So ist das Ergebnis der meisten Studien, sowohl im Ausland (Gjorgievski et al., 2023; Haji Bashi, 2023) wie auch in Deutschland (Stumpf et al., 2024; Wiesenthal et al., 2022), dass Energy Sharing das Potenzial hat, die Akzeptanz für die Energiewende zu stärken und private Investitionen in EE-Anlagen erheblich anzureizen.

Die starken Preissteigerungen im Rahmen der Energiekrise 2022 zeigen zudem die hohe Bedeutung einer langfristigen Preissicherheit für Verbraucher. Während

private Haushalte mit einem statischen Haushaltsstromtarif bisher immer unterjährig den gleichen Betrag für eine Kilowattstunde Strom bezahlten, also innerhalb dieses Zeitraumes maximale Preissicherheit haben, werden diese Preise jährlich angepasst, wodurch steigende Preise an Verbraucher weitergeleitet werden.

Bei dynamischen Haushaltsstrompreisen tragen Verbraucher die Risiken von kurzfristigen Preisänderungen mit. Besonders ausgeprägt ist dies bei dynamischen Tarifen, die auf dem Börsenpreis basieren. Eine große tagesinterne Preisdifferenz ermöglicht dabei jedoch auch, durch flexibles Verhalten die Stromkosten zu senken (Kern et al., 2020).

Die in dieser Studie untersuchten Energy Sharing Tarife bewegen sich dabei bei Wahl eines statischen Reststromtarifes abhängig von lokaler Erzeugung zwischen einer fest definierten Ober- und Untergrenze (lokale dynamische Tarife), beziehungsweise der Preis variiert zwischen zwei festen Preisstufen (statische bilaterale Verträge). Hierdurch können die nutzer- und systemseitigen Mehrwerte dynamischer Preise gewonnen werden, jedoch bei einer weiterhin hohen Preissicherheit für Verbraucherinnen und Verbraucher. Durch dynamische Reststromtarife sinkt die kurzfristige Preissicherheit, es erhöhen sich jedoch wiederum die Potenziale zur Einsparung von Stromkosten durch flexibles Verbrauchsverhalten.

Je höher der Eigenverbrauch, desto stärker werden auch die Auswirkungen von Börsenpreisschwankungen und langfristigen Preissteigerungen gedämpft. Dies kann auch einen weiteren Anreiz für private Investitionen in Erneuerbare Erzeugung darstellen. So stiegen im Jahr 2022 und 2023 im Rahmen der Energiekrise die Anschlusszahlen solarer Dachanlagen und Balkon-PV-Anlagen deutlich an (Statistisches Bundesamt, 2023).

Während hierbei jedoch nur sehr einseitig die Prosumer selbst Zugang zu dem so erzeugten Strom hatten, ermöglicht Energy Sharing eine breitere Teilhabe und damit auch eine erhöhte Preissicherheit für reine Verbraucher und insbesondere auch für vulnerable Verbrauchergruppen.

Durch das Teilen von Strom könnte zudem ein regional optimierter Zubau hinsichtlich Anlagenwahl, Standortwahl und Anlagendimensionierung ermöglicht werden (Huneke & Nitzsche, 2020).

These 9

Energy Sharing ermöglicht die Kombination markt- und netzdienlicher Preisanreize und kann somit zur Netz- und Systemstabilität beitragen. Um die Wirtschaftlichkeit für Verbraucherinnen und Verbraucher zu sichern, sind jedoch zusätzliche Anreize notwendig.

Wir konnten demonstrieren, dass Energy Sharing sowohl über lokale dynamische Tarife als auch über statische bilaterale Verträge Anreize zur Entlastung höherliegender Netzebenen setzen kann und insbesondere in Kombination mit einem dynamischen Reststromtarif gleichzeitig die Erzeugungssituation der deutschlandweiten Gebotszone berücksichtigt. Energy Sharing könnte somit einen Ansatz zur Koordination von Netz und Markt darstellen und so zur Netz- und Systemstabilität beitragen.

Die durchschnittlichen Verbraucherpreise beider Preismechanismen sind dabei stark abhängig von dem Eigenverbrauch in der Gemeinschaft, liegen jedoch insbesondere in der Simulation des Jahres 2024 in fast allen Fällen über dem Durchschnittspreis börsenbasierter dynamischer Tarife (sh. Abbildung 9). Sowohl in den Simulationsjahren 2019 wie auch 2024 liegen die durchschnittlichen Preise bei Energy Sharing unter einem statischen Haushaltsstrompreis. Diese Ergebnisse basieren jedoch auf der Annahme eines Reststromtarifes in der gleichen Höhe wie der Haushaltsstrompreis bei Vollbelieferung. Im Referentenentwurf zum §42c ist dem Reststromlieferanten dagegen vorbehalten, einen erhöhten Tarif einzufordern, um erhöhte Aufwände durch komplexere Prozesse bei der Reststrombelieferung zu kompensieren. Bei einer solchen Erhöhung der Kosten für Reststrombelieferung lägen die Strombezugskosten für Verbraucherinnen und Verbraucher ohne zusätzliche Förderung wohl über den Kosten bei Wahl eines statischen Haushaltsstromtarifes.

Zudem haben wir in unseren Simulationen vereinfachend angenommen, dass alle Erzeugungsanlagen (auch Windenergieanlagen) bei Einspeisung ins Netz den Marktwert Solar erhalten, abzüglich einer Vermarktungspauschale. In der Realität erhalten viele Anlagen jedoch aktuell noch eine EEG-Vergütung oder Marktpremie, die deutlich über diesem Wert liegt. Für Betreiber solcher Anlagen müsste deshalb ein Anreiz in ähnlicher Höhe geschaffen werden, damit sie bereit sind, an Energy Sharing teilzunehmen.

Die Wirtschaftlichkeit könnte somit ohne zusätzliche Förderung ein Hindernis zur breitflächigen Umsetzung werden.

5 Einordnung und Handlungsoptionen

5.1 Zusammenfassung und Kernergebnisse

Tabelle 8 fasst die wichtigsten Kernergebnisse zusammen und stellt die beiden untersuchten Umsetzungsformen - statische bilaterale Verträge und lokale dynamische Tarife - einem statischen Haushaltsstrompreis und dynamischen Tarifen als Benchmark gegenüber. In mehreren Aspekten gibt es dabei keine systematischen Unterschiede zwischen den beiden Umsetzungsformen. Wie in Tabelle 8 beschrieben, setzen lokale dynamische Tarife etwas höhere Anreize zur Diversifizierung der Erzeugung, während statische bilaterale Verträge für Verbraucherinnen und Verbraucher etwas leichter nachvollzogen werden können. Zusätzlich sind lokale dynamische Tarife besser geeignet für eine **Optimierung des Gemeinschaftsverbrauchs**. Während dynamische Verteilschlüssel gegenüber statischen Verteilschlüssel eine verbesserte Allokation zwischen den bilateralen Vertragspartnern ermöglichen, wird eine wirklich effiziente Verteilung von Überschüssen in der Gemeinschaft erst durch Pooling möglich.

Neben dem **Preisbildungsmechanismus** und der **Bündelung von Erzeugung und Verbrauch** sind darüber hinaus auch die weiteren Parameter entscheidend in der Ausgestaltung, welche in Tabelle 7 qualitativ eingeordnet wurden:

- **Messkonzept**, bzw. Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch: Untersuchungen der Umsetzung in Österreich zeigen, dass eine mangelnde intelligente Steuerung die Nutzung vorhandener Flexibilitätspotenziale stark einschränken kann (Pressmair et al., 2024; Urbansky & Schürmann, 2024). Eine ausreichende digitale Erschließung ist somit Grundvoraussetzung für die Hebung netz-, markt- und systemdienlicher Potenziale.
- **Verantwortungen bei der prozessualen Umsetzung**: Wie bereits beschrieben, beeinflusst dies die Attraktivität von Energy Sharing für Prosumer stark. Lieferantenpflichten und die damit einhergehenden Aufwände und Kosten waren nicht Fokus der Studie, können in der Praxis jedoch zum maßgeblichen Hemmnis von Energy Sharing werden.
- **Lokalitätserfordernis**: Unabhängig vom konkreten Preismechanismus hat der Radius, in dem Energy Sharing betrieben werden kann, einen entscheidenden Einfluss auf die Netzdienlichkeit. Findet Energy Sharing dabei mit starkem lokalem Bezug statt, ist eine Netzentlastung deutlich eher zu erwarten als bei größeren Entfernungen zwischen den handelnden Parteien. Eine Entlastung übergeordneter Netzebenen ist zwar grundsätzlich auch bei einem größeren Radius möglich, jedoch nur unter der Voraussetzung, dass sich ein großer bzw. repräsentativer Teil der lokalen Akteure am Energy Sharing beteiligt. Dies ist insbesondere in Bezug auf große und gewerbliche Erzeugungsanlagen jedoch nicht zu erwarten (siehe auch Konditionen zur Teilnahme).
- **Konditionen zur Teilnahme**: Entscheidend für die Entlastung übergeordneter Netzebenen ist, dass die Teilnehmer der Gemeinschaft möglichst die lokalen Erzeugungs- und Verbrauchsmuster widerspiegeln. Deshalb zahlt auch insbesondere die Beteiligung lokaler Erzeuger in Form von Genossenschaften sowie die Beteiligung reiner Verbraucher auf die Netzdienlichkeit ein.
- **Kombination mit unterschiedlichen Reststromtarifen und Netzentgelten**: Die Kombination mit anderen netz-, markt- und systemdienlichen Preisanreizen führt überwiegend zu einer Verstärkung der jeweiligen Effekte. Insbesondere netz- und marktdienliche Preisanreize können sich jedoch auch überlagern und die Effekte wieder teilweise abschwächen. Dies gilt jedoch unabhängig von Energy Sharing auch bei börsenbasierten dynamischen Tarifen.
- **Förderung**: Mit den getroffenen Annahmen ist bei aktuellen Preisannahmen ein börsenbasierter dynamischer Tarif für Verbraucherinnen und Verbraucher wirtschaftlich attraktiver als die Energy Sharing Tarife. Erhöht der Reststromlieferant den Reststromtarif gegenüber dem Haushaltsstrompreis bei Vollbelieferung, könnte die Wirtschaftlichkeit ohne zusätzliche Förderung ein Hindernis zur breitflächigen Umsetzung werden. Dies gilt insbesondere, wenn es in der Region viele Anlagen mit Anspruch auf EEG-Vergütung gibt, die deshalb mindestens eine äquivalente Vergütung fordern, um an Energy Sharing teilzunehmen.

Tabelle 8: Einordnung der Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit des Einflusses der Parameter der Energy Sharing Umsetzung auf deren Rückwirkungen

Parameter	Statischer Tarif (kein Energy Sharing)	Dynamischer Tarif (kein Energy Sharing)	Statische bilaterale Verträge	Lokale dynamische Verträge
Netzdienlichkeit	Keine Anreize zur Flexibilisierung.	Eine rein marktoptimierte Fahrweise flexibler Verbrauchseinrichtungen kann zu Mehrbelastung für die Verteilnetze führen. (Schulze et al., 2022b)	Beide Preismechanismen können gut die lokale Netzauslastung abbilden. Entscheidender ist, dass die Teilnehmer der Gemeinschaft lokale Erzeugungs- und Verbrauchsmuster abbilden (siehe Voraussetzungen zur Teilnahme), sowie ein hohes Lokalitätserfordernis.	
	Eine Kombination mit zeitvariablen Netzentgelten erhöht die Netzdienlichkeit zusätzlich, wenn diese die lokale Netzauslastung ausreichend abbilden.			
Marktdienlichkeit	Keine Anreize zur Flexibilisierung.	Direkte Kopplung an den Börsenstrompreis.	Die Marktdienlichkeit ist bei einem statischen Reststromtarif relativ gering, kann jedoch durch einen dynamischen Reststromtarif deutlich erhöht werden, ohne die Netzdienlichkeit zu reduzieren.	
Systemdienlichkeit: Anreize zur Nutzung von EE-Strom	Keine Anreize zur Flexibilisierung.	Anreiz zur Nutzung von Überschüssen in der deutschen Gebotszone.	Anreiz zur Nutzung lokaler Überschüsse, sowie insbesondere bei dynamischem Reststromtarif zur Nutzung von Überschüssen in der deutschen Gebotszone.	
Anreize für Investitionen in EE und Speicher	Hohe Haushaltsstrompreise können ein Anreiz für Investitionen in PV und Speicher zur Eigenverbrauchs-optimierung sein.	Hohe Preisspreads können Investitionsanreize für Heimspeicher oder gesteuerte und bidirektionale Ladetechnologie sein.	Hohe Haushaltsstrompreise können ein Anreiz für Investitionen in EE und Speicher zur Eigen- und Gemeinschaftsverbrauchsoptimierung sein. Durch Energy Sharing könnte zudem ein regional optimierter Zubau (Standort, Dimensionierung) ermöglicht werden, insbesondere wenn Erzeugungsanlagen die Möglichkeit zur Teilnahme erhalten.	Der Anreiz für Investitionen in Wind ist dabei stärker ausgeprägt bei lokalen dynamischen Tarifen.
Akzeptanz und Teilhabe	Rolle als passiver Verbraucher, keine Möglichkeit zur aktiven Teilhabe.	Beteiligung an den Erlöspotenzialen aber auch Risiken des Börsenhandels.	Breit belegter Beitrag zur Akzeptanz der Energiewende durch aktive Teilhabe an dem Strom eigener, lokaler Erzeugungsanlagen.	
Preissicherheit	Kurzfristig vollkommene Preissicherheit, langfristig jedoch Abhängigkeit von der Preissetzung des Stromlieferanten.	Risiko der Börse wird vollständig durch den Verbraucher getragen, jedoch auch einhergehend mit den Erlöspotenzialen.	Der Bezug aus lokalen Erzeugungsanlagen ermöglicht eine gewisse Preisabsicherung gegenüber Entwicklungen an den Großhandelsmärkten. Die verbleibende Preisunsicherheit wird durch den Reststromtarif bestimmt, dynamische Reststromtarife beinhalten dabei ein höheres Preisrisiko für Verbraucherinnen und Verbraucher. Statische bilaterale Verträge beinhalten zwar ein ähnliches kurzfristiges Preisrisiko, die statischen Preisstufen sind jedoch einfacher nachvollziehbar als ein dynamischer Preis.	

5.2 Handlungsoptionen

Aus den Ergebnissen dieser Studie lassen sich Handlungsoptionen für eine netz-, markt- und systemdienliche Umsetzung von Energy Sharing ableiten. Dies wird in drei Ebenen unterteilt.

Zunächst bewerten wir den Gesetzesentwurf zu § 42c EnWG anhand unserer Ergebnisse und schlagen leichte Anpassungen vor. Anschließend ordnen wir die Notwendigkeit von Förderungen für Energy Sharing ein und formulieren Vorschläge möglicher Fördermechanismen. Schließlich zeigen wir Handlungsoptionen zur langfristigen Weiterentwicklung von Energy Sharing in Deutschland auf.

Bewertung der Umsetzung nach § 42c EnWG

Unsere Ergebnisse zeigen, dass die Umsetzung nach § 42c voraussichtlich das Potential hat, positive Netz- und Systemrückwirkungen anzureizen. Relevant ist hierbei insbesondere, dass der Gesetzesentwurf explizit die Teilnahme von Energiegenossenschaften erlaubt. Somit wird der gemeinschaftliche Eigenverbrauch im deutschen Recht verankert, was insbesondere die Teilhabe vulnerabler Gruppen an der Energiewende stärkt und sich zudem positiv auf die Netzdienlichkeit von Energy Sharing auswirkt.

Wir empfehlen, die Möglichkeiten bei der Umsetzung des Aufteilungsschlüssels weiterzuentwickeln. Eine Lösung, die wie statische Schlüssel eine Versorgungssicherheit der Verbraucher sichert, zugleich aber wie bei dynamischen Verteilungsschlüsseln die geteilten Strommengen optimiert werden, ist aus unserer Sicht erforderlich. Beispielsweise könnte Verbraucherinnen und Verbraucher zu jedem Zeitpunkt ein fest definierter Anteil des Stroms zur Verfügung stehen, der jedoch, wenn er nicht bezogen wird, gleichermaßen auch die anderen mitnutzenden Verbraucher aufgeteilt wird.

Zudem hat sich gezeigt, dass auch die weiteren Preiskomponenten eine wichtige Rolle bei der Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit von Energy Sharing einnehmen. Um eine hohe Marktdienlichkeit zu erreichen, könnte Energy Sharing mit einem dynamischen Reststromtarif kombiniert werden. Optional wäre eine Kombination mit zeitvariablen Netzentgelten eine Möglichkeit, insbesondere für Energy Sharing Communities mit geringerem Eigenverbrauch. Ob dies regulatorisch verankert werden muss oder eine Entscheidung der beteiligten Marktteilnehmer (Reststromlieferant, Netzbetreiber) sein sollte, kann im Zuge der Umsetzung evaluiert werden.

Je nachdem, welches Ziel mit der Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG verfolgt werden soll, bewerten wir das vorgesehene Lokalitätserfordernis im aktuellen Gesetzesentwurf als kritisch. Aus unserer Sicht kann Energy Sharing primär zu einer reduzierten Auslastung übergeordneter Netzebenen führen. Wenn Netzdienlichkeit das Ziel von Energy Sharing ist, dann sollte es entsprechend nur in einem engen räumlichen Zusammenhang stattfinden dürfen. Unserer Einschätzung nach hätte eine Begrenzung auf Gemeindeebene, Postleitzahlebene oder auf einen kleinen geografischen Radius gegenüber dem aktuell geplanten Bilanzierungsgebiet positive Auswirkungen auf die Netzdienlichkeit von Energy Sharing.

Wenn jedoch das Ziel des § 42c EnWG in erster Linie darin besteht, die Akzeptanz und die Beteiligung an der Energiewende zu stärken, Anreize für private Investitionen zu setzen, die Preissicherheit für vulnerable Verbraucher und den marktgerechten Einsatz von Flexibilität zu fördern, ist auch die derzeitige Umsetzung zielführend.

Ein weiterer relevanter Punkt ist die Attraktivität von Energy Sharing nach § 42c EnWG für die verschiedenen Teilnehmenden. Vier Punkte erscheinen uns dabei kritisch.

1. Im Gegensatz zum Referentenentwurf liegt im Kabinettsentwurf die Bilanzkreisverantwortung für den geteilten Strom nun beim Anlagenbetreiber. Obwohl der Kabinettsentwurf erlaubt, dass diese Verpflichtung an einen Dienstleister übertragen wird, könnte dies ein erhebliches Hemmnis für die Teilnahme von Prosumern darstellen.
2. Darüber hinaus könnte die Perspektive, auf einen Teil des von ihnen erzeugten Stroms **im Voraus verzichten zu müssen** (da sich die Verträge auf den gesamten erzeugten Strom, und nicht nur auf den Stromüberschuss der Prosumer beziehen), für viele Prosumer unattraktiv sein. Da der eigenverbrauchte Strom für Prosumer von allen Abgaben, Umlagen, Netzentgelten und Steuern befreit ist, ist die Deckung des Eigenverbrauchs aus Prosumerperspektive immer der lukrativste Anwendungsfall. Selbst wenn Prosumer im Schnitt zum Beispiel nur die Hälfte des von ihnen erzeugten Stroms tatsächlich verbrauchen, kann dieser Anteil je nach Zeitpunkt auch höher liegen. Prosumer, die im Rahmen eines bilateralen Vertrags auf einen Teil ihrer Erzeugung verzichten, müssten in manchen Fällen Reststrom beziehen, um ihren Verbrauch zu decken, was für sie mit signifikanten Mehrkosten verbunden wäre.

Wir schließen hieraus, dass Energy Sharing, welches sich nur auf Überschussstrom und nicht auf die gesamte Erzeugung bezieht, deutlich attraktiver für Prosumer wäre. Auch hier könnte eine Erweiterung der Möglichkeiten bei der Gestaltung des Aufteilungsschlüssels die Anreize für Prosumer zur Teilnahme an Energy Sharing deutlich steigern.

3. Der aktuelle Gesetzesentwurf erfordert eine RLM-Messung aller erzeugten und verbrauchten Strommengen. Da bei Privatkunden aktuell ein Rollout von intelligenten Messsystemen stattfindet, welche ebenfalls die energiewirtschaftliche Umsetzung von Energy Sharing ermöglichen werden, ist diese Anforderungen aus unserer Sicht mit unnötigen Mehrkosten verbunden. Wir empfehlen, die viertelstündliche Messung der erzeugten und verbrauchten Strommengen durch RLM-Zähler **oder intelligenten Messsysteme** zu erlauben.
4. Schließlich scheint uns eine Förderung von Energy Sharing notwendig für eine breitflächige Umsetzung und die damit einhergehenden Potenziale, netz-, markt- und systemdienliches Verhalten anzureizen.

Argumente für eine Förderung von Energy Sharing

Mehrere Studien argumentieren für eine netzentlastende Wirkung von Energy Sharing. Während bisher keine empirischen Nachweise der Netzdienlichkeit vorliegen (zum Beispiel in Österreich), ist dies wohl primär auf die Umsetzungsform von Energy Sharing zurückzuführen.

So ist das Lokalitätserfordernis in Österreich aus unserer Sicht nicht ausreichend, um Anreize zu setzen, die die lokale Netzauslastung widerspiegeln.

Zusammengefasst sehen wir die Netzdienlichkeit von Energy Sharing bei der richtigen Umsetzung als wahrscheinlich an und den positiven Effekt von Energy Sharing auf Teilhabe, Akzeptanz, Anreiz von privaten Investitionen in die Energiewende oder erhöhte Preissicherheit für Verbraucher und Erzeuger als nachgewiesen.

Da aktuell Mechanismen, die ähnliche Ziele verfolgen, über Förderungen verfügen, könnte hieraus auch eine Förderung von Energy Sharing begründet werden. Unter diesen Mechanismen fallen zum Beispiel die EEG-Vergütung (bzw. die Marktprämie) oder der KWK-Zuschlag, welche durch eine erhöhte Preissicherheit die Investitionen in PV- oder KWK-Anlagen anreizen sollen.

Da für die Strommengen, die im Rahmen von Energy Sharing geteilt werden, kein Anspruch auf die EEG-Vergütung oder die Marktprämie besteht, würde eine verbreitete Umsetzung von Energy Sharing zu einer Reduktion der EEG-Kosten führen. In 2020 schlug das BBE (Huneke & Nitzsche, 2020) vor, diese Ersparnis an die Verbraucher in der Energiegemeinschaft weiterzuleiten, indem die EEG-Umlage für den geteilten Strom entfällt. Da die EEG-Umlage seit Januar 2023 vollständig ausgesetzt ist, stellt dieser Vorschlag keine Privilegierung von Energy Sharing mehr dar. Es wäre jedoch denkbar, die Entlastung des EEG-Kontos anderweitig an Prosumer und Verbraucherinnen und Verbraucher weiterzugeben, die den wirtschaftlichen Betrieb erneuerbarer Anlagen außerhalb der EEG-Vergütung ermöglichen.

Ein möglicher Anreiz, um die Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing zu erhöhen, könnte die Stromsteuerbefreiung im Rahmen der regionalen Direktvermarktung nach § 9 des Stromsteuergesetzes (StromStG) darstellen, welche für Strom gilt, der innerhalb eines Radius von 4,5 Kilometern vermarktet wird. Diese bestehende Gesetzgebung könnte in Kombination mit Energy Sharing zusätzliche wirtschaftliche Anreize setzen, insofern eine kombinierte Anwendung ermöglicht wird. Dies würde neben der verbesserten Wirtschaftlichkeit vor allem zusätzliche Anreize für das Teilen und Handeln mit einem starken lokalen Bezug setzen, einer relevanten Komponente der Netzdienlichkeit.

Zusätzliche Befreiungen von Netzentgelten für den geteilten Strom aufgrund der Entlastung höherliegender Netzebenen, wie diese beispielsweise in Österreich gelten, können im Rahmen eines Monitorings der Netzauswirkungen nach der Einführung des § 42c EnWG aufgegriffen und bewertet werden.

Die Ermittlung der vermiedenen Netzkosten wird für einen Teil der betroffenen Erzeugungsanlagen ohnehin im Rahmen von § 18 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) stattfinden. Betroffen sind Anlagen, die vor dem 1. Januar 2023 (für Anlagen mit volatiler Erzeugung gilt der 1. Januar 2018) in Betrieb genommen wurden, und an Energy Sharing teilnehmen. Wir empfehlen, diese Ermittlung auf alle in Energy Sharing beteiligten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zu erweitern.

Für nicht volatile Erzeugungsanlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen, müssen nach § 18 StromNEV die vermiedenen Netzkosten zudem an den Anlagenbetreibenden rückerstattet werden. Hier sollte geklärt werden, wie die Teilnahme solcher Anlagen an Energy Sharing im Rahmen von § 18 StromNEV berücksichtigt werden sollen. Die vermiedenen Netzkosten

werden voraussichtlich aus der Kombination der dezentralen Erzeugung und des lokalen Verbrauchs im zeitlichen und räumlichen Zusammenhang entstehen und sind somit sowohl auf den Anlagenbetreibenden als auch auf den Verbraucher zurückzuführen.

Schaffung des Rahmens zur Umsetzung von Energy Sharing

Einer der entscheidendsten Faktoren für eine erfolgreiche Erschließung der Flexibilitätspotenziale von Prosumern und flexiblen Verbrauchern für netz-, markt- und systemdienliche Zwecke durch Energy Sharing ist dabei eine ausreichende intelligente Steuerung. Ein möglicher Anreizmechanismus wäre deshalb auch die prioritäre Berücksichtigung von Energy Sharing Teilnehmenden bei Smart Meter Rollout oder eine Förderung des Einbaus intelligenter Messgeräte für Teilnehmer einer Energy Sharing Community.

Generell sollte gesichert werden, dass alle Akteure (Messstellenbetreiber, Netzbetreiber...) einen niederschweligen Eintritt in Energy Sharing für Anlagenbetreiber und Verbraucher ermöglichen. Die in § 20b EnWG des Gesetzesentwurfs vorgeschlagene „Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs“ ist zum Beispiel ein positiver Schritt, um die Teilnahme an Energy Sharing zu vereinfachen.

Langfristige Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung von Energy Sharing

Obwohl wir den Gesetzesentwurf zu § 42c EnWG als überwiegend positiv bewerten, gibt es aus unserer Sicht weitere zielführende Entwicklungsmöglichkeiten für Energy Sharing in Deutschland.

Insbesondere betrifft dies die Verankerung der Rolle von Energiegemeinschaften als Organisator eines **zentralisierten** Energy Sharings. Die aktuell vorgesehene Rolle des Energy Sharing Organisators bezieht sich nur auf Dienstleistungen bei der Abwicklung bilateraler Handlungsbeziehungen. Energiegemeinschaften, die als Intermediär zwischen Privatpersonen agieren und die prozessuale Umsetzung von Energy Sharing sowie die Reststromlieferung übernehmen, würden einen niederschweligen Einstieg in Energy Sharing für Prosumer und Verbraucher ermöglichen und könnten die Attraktivität von Energy Sharing deutlich erhöhen.

Zudem könnten Energiegemeinschaften die Möglichkeit bieten, Erzeugung und Verbrauch zu poolen und somit die lokale Eigenverbrauchsquote zu optimieren. Darüber hinaus sehen wir Energiegemeinschaften als eine wertvolle Struktur, um lokale Flexibilitäten zu aggregieren und zu vermarkten.

5.3 Limitationen und weiterer Forschungsbedarf

In unserer Simulation von Energy Sharing setzen wir ein hohes Lokalitätserfordernis voraus. Alle Mitglieder der von uns simulierten Gemeinden beteiligen sich an Energy Sharing. Insbesondere im Rahmen bilateraler Verträge ist dies jedoch kaum zu erwarten. Von dieser Annahme weichen wir nur bei den großen Erzeugungsanlagen (Wind Onshore und PV Freifläche) ab. Eine Betrachtung von Energy Sharing, bei der sich nur ein Teil der Akteure in der Gemeinde an Energy Sharing beteiligt, könnte weitere Erkenntnisse zu Lokalitätserfordernissen und Teilnahmevoraussetzungen liefern.

Da sich gezeigt hat, dass eine hohe Beteiligung verschiedener Akteure vor Ort einen entscheidenden Einfluss auf die Netzdienlichkeit hat, könnte eine empirische Untersuchung der Auswirkungen der Tarifgestaltung (Preismechanismus und Bündelung von Erzeugung und Verbrauch) auf die Beteiligung verschiedener Akteursgruppen weitere wertvolle Erkenntnisse liefern.

Zudem betrachten wir in unserer Simulation ausschließlich Preise und analysieren die hierdurch induzierten Anreize zur Lastverschiebung nur qualitativ. Dies ermöglicht uns, verschiedene Preisbestandteile zu variieren. Eine Evaluation der tatsächlichen Lastverschiebungen, beispielsweise durch ein erlösmaximierendes Verhalten von Prosumern und flexiblen Verbraucher:innen, könnte relevante Erkenntnisse zu den tatsächlichen Flexibilitäts- und Erlöspotenzialen liefern, auch im Vergleich zu einer individuellen Eigenverbrauchsoptimierung. Damit könnte auch das nutzbare Potenzial für die Vermarktung der Flexibilität einer Energy Sharing Community für Systemdienstleistungen oder an der Strombörse bestimmt werden.

Durch die Simulation dynamischer Verteilschlüssel könnten weitere Erkenntnisse gewonnen werden zur Optimierung des Eigenverbrauches bei statischen bilateralen Verträgen.

Auch bezüglich der Wirtschaftlichkeit könnten weiterführende Analysen zusätzliche Einblicke ermöglichen. Einerseits könnte eine Berücksichtigung der Preisaufschläge der Reststromlieferanten sowie eine anlagenspezifische Abbildung der EEG-Vergütung zusätzliche Erkenntnisse zu den Mehrkosten durch Energy Sharing liefern. Andererseits könnte dies eine simulative Bewertung verschiedener Fördermechanismen ermöglichen. Diese wurde zwar teilweise bereits von (Huneke & Nitzsche, 2020) durchgeführt, jedoch noch nicht in Bezug auf unterschiedliche Zusammensetzungen der

Energy Sharing Community sowie die Kombination mit anderen dynamischen Preisbestandteilen.

Zusammengefasst bietet diese Studie einen komplementären Blick zu (Wiesenthal et al., 2022), in der das netzdienliche Potenzial von Energy Sharing bei einer perfekten Anpassung des lokalen Verbrauchsverhaltens an lokale Netzsignale ermittelt wurde. In dieser Studie wurde betrachtet, welche Parameter der Umsetzung von Energy Sharing dazu führen, dass die Preissignale, die bei den Verbrauchern ankommen, tatsächlich die richtigen Anreize setzen.

Wie vom Umweltbundesamt (Ritter et al. 2023) formuliert, bleibt jedoch eine umfassende quantitative Kosten-Nutzen-Analyse der Mehrwerte von Energy Sharing erforderlich, um insbesondere eine angemessene Höhe der Förderung von Energy Sharing zu bestimmen. Eine solche Analyse kann voraussichtlich nur im Rahmen von Pilotprojekten erfolgen, die kurzfristig eine Priorität der Forschung darstellen sollten.

6 Literaturverzeichnis

- BAFA. (2024). KWK-Anlagen. https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft_Waerme_Kopplung/KWK_Anlagen/kwk_anlagen_node.html
- Bayernwerk Netz. (2024, Oktober). Preisblatt Netzentgelte Strom. Bayernwerk Netz. https://www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/netz/netzzugang/netzentgelt-testrom/20241008_bayernwerk-preisblaetter-strom-2025-vorlaeufig.pdf
- BDEW. (2024, Juli 3). BDEW-Strompreisanalyse Juli 2024. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BEE. (2023, April). Eckpunkte eines Energy Sharing Modells: Positionspapier. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Positionspapiere/2023/20230417_BEE_Positionspapier_Energy_Sharing_Model.pdf
- Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi, LBK nr 356 af 04/04/2019 (2019). <https://www.retsinformation.dk/eli/lt/2019/356>
- Bogensperger, A., & Fabel, Y. (2021). A practical approach to cluster validation in the energy sector. *Energy Informatics*, 4(3), 18. <https://doi.org/10.1186/s42162-021-00177-1>
- Bogensperger, A., Ferstl, J., & Yu, Y. (2021, August). Comparison of Pricing Mechanisms in Peer-to-Peer Energy Communities. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEWjnzpqfo4GKAxXKgP0HHYckIY0QFnoECBgQAQ&url=https%3A%2F%2Fiewt2021.eeg.tu-wien.ac.at%2Fdownload%2Fcontribution%2Ffullpaper%2F128%2F128_fullpaper_20210831_085106.pdf&usq=AOvVaw0FWvRRa2k_nR5MShICDBWu&csid=1732874242822556&opi=89978449
- Bogensperger, A., & Regener, V. (2023, Juni 7). Energiegemeinschaften und die Rolle des Prosumers: Ökonomische und regulatorische Überlegungen zu verschiedenen Umsetzungsmöglichkeiten. <https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2023/06/Energiegemeinschaften-und-die-Rolle-des-Prosumers-Diskussionspapier.pdf>
- Bogensperger, A., Wasmeier, L., Ferstl, J., & Hinterstocker, M. (2020). Das Projekt InDEED. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. <https://www.ffe.de/projekte/indeed/>
- Bundesnetzagentur. (2023). Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022. Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Zust
- Bundesnetzagentur. (2024, November). EEG-Förderung und -Fördersätze. <https://www.bundesnetzagentur.de/eeg-a>
- Bundesregierung. (2023, Oktober). Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/20231004-klimaschutzprogramm-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- Bundesregierung. (2024a). Bundesregierung | Wo steht Deutschland bei der Energiewende. Die Bundesregierung informiert | Startseite. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/faq-energiewende-2067498>
- Bundesregierung. (2024b, August 27). Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung.

- BVES e.V., & ODH e.V. (2024, Oktober). Positionspapier: BVES und ODH setzen sich für eine gemeinschaftliche Energieversorgung durch Energy Sharing ein. https://www.bves.de/wp-content/uploads/2024/10/Positionspapier_Energy-Sharing_BVES-und-ODH_final.pdf
- dena. (2024). Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen Umsetzung. Deutsche Energie-Agentur.
- EAM Netz. (2024, Oktober). Preisblatt Netzentgelte Strom der EAM Netz GmbH. <https://www.eam-netz.de/ueberuns/netzinformationen/netzentgelte/netzentgelte-strom/#tab-28048-64>
- EPEX SPOT. (o. D.). Market Results EPEX. Abgerufen 29. November 2024, von <https://www.epexspot.com/en/market-results>
- Gazzetta Ufficiale Della repubblica Italiana. (2021, November). Supplemento ordinario alla 'Gazzetta Ufficiale' n. 285. <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/42/sg/pdf>
- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien-Gesetz - EEG 2021 (2024)). https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-10/EEG_2021_221008.pdf
- Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Abgerufen 29. November 2024, von https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html#BJNR197010005BJNE016603377
- Gjorgievski, V. Z., Velkovski, B., Demetrio, M. F., & Cundeva, S. (2023, Oktober). Energy sharing in European renewable energy communities: Impact of regulated charges. Ss. Cyril and Methodius University in Skopje, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies.
- Haji Bashi, M. (2023, Februar). A review and mapping exercise of energy community regulatory challenges in European member states based on a survey of collective energy actors. Elsevier. <https://ideas.repec.org/a/eee/rensus/v172y2023ics1364032122009364.html>
- Huneke, F., & Nitzsche, S. (2020, März). Impulspapier Energy Sharing. Energy Brainpool. https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2020-03-06_EnergyBrainpool_Impulspapier-Energy-Sharing.pdf
- Kern, T., Dossow, P., & von Roon, S. (2020). Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets. *Energies*, 13(21), Article 21. <https://doi.org/10.3390/en13215812>
- Krehan. (2023, September). Energy Sharing System: Die Energiewende vor Ort einfach, unbürokratisch und skalierbar umsetzen. Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/bne-Impulspapier_Energy-Sharing_System-1.pdf
- Liu, N., Yu, X., Wang, C., Li, C., Ma, L., & Lei, J. (2017). Energy-Sharing Model With Price-Based Demand Response for Microgrids of Peer-to-Peer Prosumers. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2649558>
- McKinsey&Company. (2024, Februar). Zukunftspfad Stromversorgung. Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. McKinsey&Company. https://www.mckinsey.com/de/~/_media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2024/2024-01-17%20zukunftspfad%20stromversorgung/zukunftspfad%20stromversorgung_inhalt_print_240222.pdf
- Netztransparenz.de. (o. D.). Marktwertübersicht. Abgerufen 29. November 2024, von <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht>
- Pressmair, G., Mayr, M., & Benke, G. (2024, Februar). Welchen Beitrag liefern Energiegemeinschaften zur Energiewende? Eine Kritische Diskussion. e7 energy innovation & engineering. https://www.researchgate.net/publication/378299470_Welchen_Beitrag_liefern_Energiegemeinschaften_zur_Energiewende_Eine_Kritische_Diskussion

- REScoop. (2024). Denmark—REC/CEC definitions. <https://www.rescoop.eu/policy/transposition-tracker/rec-cec-definitions/denmark-rec-cec-definitions>
- Ritter, D., Bauknecht, D., Fietze, D., Klug, K., & Kahles, M. (2023). Energy Sharing: Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energy-sharing>
- Rödl&Partner. (2021, Mai). Energiegemeinschaften und kollektiver Selbstverbrauch – Neue... <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2021/mai/neue-ee-geschaeftsmodelle-italien>
- Schulze, Y., Jooß, N., & Müller, M. (2022a, März). Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. <https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/03/NETZBE1.pdf>
- Schulze, Y., Jooß, N., & Müller, M. (2022b, März). Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. <https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/03/NETZBE1.pdf>
- Statistisches Bundesamt. (2023, Juni). 2,6 Millionen Photovoltaikanlagen in Deutschland installiert. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Zahl-der-Woche/2023/PD23_25_p002.html
- Stumpf, K., Rohde, F., & Rosenkranz, J. (2024, Januar). Fallstudie: Energy Sharing. Neue Denkweisen und struktureller Wandel durch das regionale Erzeugen & Verbrauchen von Energie. (Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/Stumpf_Rohde_Rosenkranz_2024_Fallstudienbericht_Energy_Sharing_final.pdf
- Tatti, A., Ferroni, S., Ferrando, M., Motta, M., & Causone, F. (2023, Januar). The Emerging Trends of Renewable Energy Communities' Development in Italy (No. 8). Multidisciplinary Digital Publishing Institute. <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/8/6792>
- Technopolis. (2023, August). Energy Communities. Nordic Energy Research. <https://norden.diva-portal.org/smash/get/diva2:1788085/FULLTEXT01.pdf>
- Thüringer Energienetze. (2024, Oktober). Preisblatt E (vorläufig). EN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG.
- Urbansky, J., & Schürmann, L. (2024, Februar). Untersuchung der Verteilnetzbelastung bei Proaktivem Energy-Sharing nach Österreichischem Vorbild. Fraunhofer UMSICHT. https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/f560810f-089d-42d8-ae6d-8e82a8454ca9/files/lf/Session_C3/333_LF_Urbansky.pdf
- Wiesenthal, J., Aretz, A., Ouanes, N., & Petrick, K. (2022, Mai). Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse. Gemeinschaftlich Strom im Verteilnetz erzeugen und nutzen: Eine Studie zum Umsetzungsvorschlag im Rahmen von Artikel 22 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2022/Energy_Sharing_Eine_Potenzialanalyse_1.pdf

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wichtigste Entscheidungsparameter zur Ausgestaltung einer netz-, markt- und systemdienlichen Umsetzung von Energy Sharing	8
Abbildung 2:	Einordnung der möglichen Umsetzungsformen von Energy Sharing nach den wichtigsten Parametern (Zentral/dezentral; statische/dynamische Preise; Nutzung des öffentlichen Netzes).....	15
Abbildung 3:	Anteil des Verbrauchs in den Gemeinden, der durch lokale Erzeugung gedeckt wird.....	23
Abbildung 4:	Verlauf der Preise (lokaler dynamischer Tarife mit statischen Netzentgelten und statischem Reststromtarif) und Residuallast für die Gemeinde Hofgeismar für einen exemplarischen Zeitabschnitt.....	27
Abbildung 5:	Korrelation börsenbasierter dynamischer Tarife (links), statischer bilateraler Verträge (Mitte) und lokaler dynamischer Tarife (rechts) zur lokalen Netzauslastung für die Gemeinde Hofgeismar für das Jahr 2019 (statische Netzentgelte und statischer Reststromtarif bei Energy Sharing Preisen)	29
Abbildung 6:	Korrelation börsenbasierter dynamischer Tarife, statischer bilateraler Verträge und lokaler dynamischer Tarife zur lokalen Residuallast jeweils mit statischem und zeitvariablem Netzentgelt für das Jahr 2019 (statischer Reststromtarif).	31
Abbildung 7:	Korrelation börsenbasierter dynamischer Tarife, statischer bilateraler Verträge und lokaler dynamischer Tarife zum Börsenstrompreis, jeweils mit statischem und dynamischem Reststromtarif für das Jahr 2019 (statische Netzentgelte).	32
Abbildung 8:	Korrelation börsenbasierter dynamischer Tarife, statischer bilateraler Verträge und lokaler dynamischer Tarife zur lokalen Netzauslastung, jeweils mit statischem und dynamischem Reststromtarif für das Jahr 2019 (statische Netzentgelte)	32
Abbildung 9:	Durchschnittlicher Strompreis für Verbraucher im Simulationsjahr 2019 (oben) und 2024 (unten) mit statischen bilateralen Verträgen (blau) und lokalen dynamischen Tarifen (gelb) (statische Netzentgelte und statischer Reststromtarif).	33
Abbildung 10:	Jährlicher Eigenverbrauch der Energy Sharing Community in Prozent für statische bilaterale Verträge (blau) und lokale dynamische Tarife (gelb) (Jahr 2019, statischer Reststromtarif, statische Netzentgelte)	34

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Handlungsoptionen für eine netz-, markt- und systemdienliche Umsetzung von Energy Sharing	8
Tabelle 2:	Überblick der regulatorischen Verankerung von Energy Sharing in der EU und in Deutschland	16
Tabelle 3:	Überblick über die in Deutschland diskutierten Umsetzungskonzepte (dena, 2024).....	18
Tabelle 4:	Überblick der Umsetzung von Energy Sharing in anderen EU-Ländern (dena, 2024).....	19
Tabelle 5:	Qualitative Einordnung des Einflusses der Parameter der Energy Sharing Umsetzung auf deren Netz-, Markt- und Systemrückwirkungen.....	21
Tabelle 6:	Auswahl der Repräsentanten der in (Bogensperger & Fabel, 2021) gebildeten Gemeindecluster und ihr Anteil an den deutschen Gemeinden (anhand der absoluten Anzahl, nicht der Einwohnerzahl).....	22
Tabelle 7:	Annahmen zu Haushaltsstrompreisen, Netzentgelten und Abgaben und Umlagen.....	26
Tabelle 8:	Einordnung der Netz-, Markt- und Systemdienlichkeit des Einflusses der Parameter der Energy Sharing Umsetzung auf deren Rückwirkungen	38

