

# Welche Auswirkungen haben Erneuerbare-Energien- Gemeinschaften auf das Stromverteilnetz, wenn sie Energy Sharing betreiben?

Vorstudie im Auftrag von Germanwatch e.V.



## **Energy Economic Research Associates**

EERA consulting GmbH

Walter-Meckauer-Straße 22

26131 Oldenburg

Tel.: 017622283548

<https://www.eera-consulting.de>

### **Gutachterin:**

Dr. Anna Pechan

EERA consulting GmbH ist eine energieökonomische Beratungsfirma die Sie dabei unterstützt das Marktdesign und die Regulierung für ein digitalisiertes klimaneutrales Energiesystem weiterzuentwickeln. Eine Einflussnahme auf die Beratungstätigkeit durch EERA durch Dritte ist ausgeschlossen. Obwohl alle Anstrengungen unternommen wurden, um die Genauigkeit des Materials und die Integrität der hier dargestellten Analyse zu gewährleisten, übernimmt EERA consulting GmbH keine Haftung für Handlungen, die auf der Grundlage des Inhalts unternommen werden. Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

© EERA 2022.

## 1) Einleitung

Durch das EU Winterpaket (EU-Richtlinie 2018/2001) wird der Zusammenschluss von Privatpersonen, lokalen Behörden oder kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) zu sogenannten *renewable energy communities* (REC, auf Deutsch Erneuerbare Energiegemeinschaften, im Folgenden EE-Gemeinschaften) ermöglicht. Die Mitglieder einer EE-Gemeinschaft können zusammen Energie basierend auf Erneuerbaren Energien produzieren, diese gemeinschaftlich nutzen und speichern. In diesem Kontext wird auch von *Energy Sharing* gesprochen. Energy Sharing bezeichnet hier die Nutzung von gemeinschaftlich produzierter Energie in einer beschränkten Region, unter Inanspruchnahme der lokalen Netzinfrastruktur.<sup>1</sup> Eine EE-Gemeinschaft kann je nach nationaler Umsetzung auch die Möglichkeit haben selbst ein Verteilnetz zu betreiben. Entsprechende rechtliche Rahmenbedingungen für EE-Gemeinschaften wurden in mehreren europäischen Ländern bereits geschaffen (z.B. in Portugal, Österreich, Irland, Belgien, Italien, Litauen, Polen, Luxemburg, Slowenien, Frankreich und Finnland).

Ein entsprechender Rahmen für EE-Gemeinschaften besteht in Deutschland bisher nicht. Die Diskussionen zur Ausgestaltung eines solchen Rahmens sind aber bereits im vollen Gange. In dieser aktuellen Debatte gibt es die Forderung, dass die Mitglieder einer EE-Gemeinschaft eine Reduktion der Netzentgelte für den Verbrauch der gemeinschaftlich produzierten Energie erfahren sollen (vgl. Energy Brainpool, 2021). Begründet wird dies durch eine verringerte Belastung der Energienetze durch das Energy Sharing (ebenda). Die Forderung basiert auf der Ausführung im EU Winterpaket, dass im Regulierungsrahmen kostenorientierte Netzentgelte für EE-Gemeinschaften sichergestellt werden sollen (Artikel 22 (4) d).<sup>2</sup> In Portugal können seit 2020 EE-Gemeinschaften bereits einen spezifischen Tarif für den Eigenverbrauch beantragen, der um den Anteil der Entgelte für höhere Netzebenen reduziert ist, solange diese nicht beansprucht werden (vgl. ACER, 2021). Auch Österreich, Belgien und Italien haben lokale Tarife speziell für EE-Gemeinschaften entwickelt (vgl. Frieden et al., 2021).

In der Literatur gibt es unseres Wissens nach bislang keine Untersuchungen zu den Auswirkungen von Energy Sharing auf die Energienetze.<sup>3</sup> Claeys (2021) führt verschiedene potenzielle Nutzen auf, die Energiegemeinschaften dem Energiesystem bringen können, u.a. die Verzögerung von Netzinvestitionen; er weist gleichzeitig darauf hin, dass keine quantitativen Analysen dazu bekannt sind, die ein angepasste Netzentgelte untermauern würden. Eine sehr begrenzte Anzahl an Studien untersucht die Effekte von lokalen Energiemärkten bzw. Peer-to-Peer Handel auf die Verteilnetze, die zum Teil übertragbar sind (vgl. z.B. Hayes et al., 2020; Dynge et al., 2020; Dudjak et al., 2021).

Ziel dieser Vorstudie ist es, die relevanten zu betrachtenden Aspekte aufzuzeigen, um die Auswirkungen von EE-Gemeinschaften auf die Auslastung und die Dimensionierung des Stromverteilnetzes zu bewerten. Während das Konzept der EE-Gemeinschaften nicht auf Strom reduziert ist, sondern explizit auch andere Energieformen miteinschließt, liegt der Fokus der Vorstudie auf den Auswirkungen auf die Stromnetze und hier insbesondere auf die Verteilnetze. Das Verteilnetz umfasst die Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene. Für eine umfassende Bewertung der möglichen Auswirkungen von EE-Gemeinschaften auf die gesamte Energieinfrastruktur müssten zusätzlich die Effekte auf Wärme-, Erdgas- und potenziell auch Wasserstoffnetze in die Betrachtung einfließen. Hierbei können einige

---

<sup>1</sup> Energy Sharing kann nach EU-Richtlinie 2019/944 auch von sogenannten citizen energy communities (CEC) betrieben werden, die keine geographische Einschränkung haben und nicht auf erneuerbare Energien beschränkt sind.

<sup>2</sup> Neben der Kostenreflektion ist ein weiteres Argument für ein reduziertes Netzentgelt die Förderung von EE-Gemeinschaften (vgl. z.B. Frieden et al., 2021). Dieser Aspekt wird hier nicht weiter betrachtet.

<sup>3</sup> Die EU-Richtlinie sieht eine Kosten-Nutzen-Analyse der Mitgliedstaaten für die Bestimmung einer Kostenorientierung der Netzentgelte für EE-Gemeinschaften vor; Österreich plant diese z.B. bis 2024 zu erstellen (vgl. Frieden et al., 2021).

Parallelen zum Stromverteilnetz auftreten, aber auch Besonderheiten der jeweiligen Infrastruktur und Energieform (z.B. Speichermöglichkeit, Einspeisevorgaben, etc.) zu berücksichtigen sein.

## 2) Definition von EE-Gemeinschaften und Energy Sharing

Die Analyse der Auswirkungen von Energy Sharing durch EE-Gemeinschaften auf die Verteilnetze bedarf zunächst einer Definition dieser Begriffe.

Im EU Winterpaket werden Erneuerbare Energiegemeinschaften definiert als „[...] eine Rechtsperson, a) die, im Einklang mit den geltenden nationalen Rechtsvorschriften, auf offener und freiwilliger Beteiligung basiert, unabhängig ist und unter der wirksamen Kontrolle von Anteilseignern oder Mitgliedern steht, **die in der Nähe der Projekte im Bereich erneuerbare Energie, deren Eigentümer und Betreiber diese Rechtsperson ist, angesiedelt sind**, b) deren Anteilseigner oder Mitglieder natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU sind, c) deren Ziel vorrangig nicht im finanziellen Gewinn, sondern darin besteht, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den Gebieten vor Ort, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen;“ (Artikel 2 (16), eigene Hervorhebung).

Die Spezifikation von räumlicher Nähe muss in den nationalen Regulierungsrahmen umgesetzt werden. In Deutschland ist dies noch nicht erfolgt. Daher wird im Rahmen dieser Vorstudie auf den Definitionsvorschlag vom Bündnis Bürgerenergie (BBEn, 2021) zurückgegriffen. Darin werden EE-Gemeinschaften definiert als eine Gemeinschaft, die „[...] ein öffentliches Beteiligungsangebot an alle interessierten Bürger\*innen **im Landkreis der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft** machen muss sowie darüber hinaus an diejenigen Bürger\*innen im Nachbarlandkreis bzw. in der direkt benachbarten kreisfreien Stadt, die in einem **Radius von 25 km um eine gemeinsam genutzte Erzeugungsanlage** liegen. Bei Aufnahme des Energy Sharing Angebots müssen mindestens 50 natürliche Personen als Mitglieder vertreten sein. Die lokal ansässigen natürlichen Personen müssen mindestens 60 Prozent des Eigenkapitals und 60 Prozent der Stimmrechte halten. Unter Eigenkapital wird der Anteil verstanden, der zum Zeitpunkt der jeweiligen Projektfinanzierung in unterschiedlicher Höhe erbracht wird.“ (BBEn, 2021, S. 2, Fußnote 2, eigene Hervorhebung).

Zu dem Konzept von Energy Sharing wird in der Studie von BBEn ausgeführt, dass damit „[...] ein neuer Marktrahmen geschaffen [wird], mit dem Mitglieder von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ihren **gemeinschaftlich erzeugten Strom** unter bestimmten Voraussetzungen **über das regionale Verteilnetz vergünstigt nutzen können**.“ (BBEn, 2021, S. 2, eigene Hervorhebung).

Um Missverständnisse zu vermeiden, sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass zwischen virtuellem und physisches Energy Sharing unterschieden werden kann (vgl. CEER, 2019). Physisches Energy Sharing findet in Gemeinschaftsnetzen statt, z.B. in Energienetzen auf Inseln, wo also eine gewisse Abgeschlossenheit vorliegt. Die vorliegende Vorstudie fokussiert hingegen auf virtuelles Energy Sharing, welches zwar einen regionalen Bezug, aber keinen direkten physikalischen Bezug zwischen Erzeugung und Verbrauch bedingt.

Zu unterscheiden ist Energy Sharing auch vom kollektiven Eigenverbrauch (collective self-consumption), der lokal begrenzt ist auf Verbraucher im gleichen Gebäude oder im gleichen Mehrapartmentblock, während für Energy Sharing die lokale Netzinfrastruktur genutzt wird.

Zusammengefasst wird unter Energy Sharing im Kontext dieser Vorstudie die virtuelle, zeitgleiche<sup>4</sup> Nutzung von gemeinschaftlich produziertem erneuerbarem Strom im Umkreis von 25 km um den (die) Produktionsstandort(e) verstanden, für die die Netzinfrastruktur in Anspruch genommen wird.

### 3) Mögliche Effekte auf die Auslastung und Dimensionierung von Verteilnetzen

Die Auslastung und Dimensionierung der Netze, die hier im Fokus stehen, beeinflussen die kurzfristigen (aktuellen) und langfristigen (zukünftige) Grenzkosten der Verteilnetzbetreiber (vgl. Abbildung 1, CEER, 2020). Die (genehmigten) Kosten der Netzbetreiber sind die Berechnungsgrundlage der Netzentgelte. Führt Energy Sharing von EE-Gemeinschaften zu einer Reduktion der Auslastung und Auslegung der Netze, reduziert dies die Netzkosten und rechtfertigt damit die eingangs genannte Forderung eines reduzierten Entgeltes. Unter die kurzfristigen Grenzkosten fallen beispielsweise Kosten des Engpassmanagement oder Netzverluste; langfristige Grenzkosten sind die Kosten der Erhöhung der Netzkapazität.

Cost categories	Present cost			Future cost
	Short-run marginal costs	Customer specific costs	Residual (sunk) costs	Long-run marginal costs
Description	Network losses and variable payment related to DSR	Metering and data processing	Other costs for coverage according to the regulation	Cost for increasing capacity (wire and non-wire option)

Abbildung 1: Kosten von Verteilnetzbetreibern (CEER, 2020, S. 11)

Für die Dimensionierung der Verteilnetze werden für gewöhnlich zwei Fälle betrachtet: Zum einen die prognostizierte jährliche zeitgleiche Spitzenlast im Netz und zum anderen die maximale Rückspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen, falls diese die Lastsituation übersteigt (vgl. BMWi, 2014; dena, 2012). Letzteres ist erst seit der Zunahme dezentraler Einspeisung relevant und fällt insbesondere für Verteilnetze in ländlichen Räumen ins Gewicht, in denen die Last relativ gering ausfällt. Im Unterschied zur Abdeckung der Spitzenlast können Netzbetreiber eine Kappung der Rückspeisung um bis zu 3 % der jährlichen Stromerzeugungsmenge in der Auslegung ihrer Netze berücksichtigen.

Für die Auslastung der bestehenden Netze ist wiederum die kurzfristige zeitgleiche kumulierte Ein- oder Ausspeisung im Netzgebiet relevant. Fallen diese zu hoch aus, können Engpässe im Verteilnetz entstehen und Betriebsmittel zu überlasten drohen. Die Vermeidung solcher Situationen durch Engpassmanagement ist eine zentrale Aufgabe der Netzbetreiber. Folglich kann die kurzfristige Veränderung der Ein- oder Ausspeisung den Netzbetrieb und eine langfristige Änderung der Spitzenlast und/oder der Rückspeisung die Auslegung der Netze beeinflussen. Dies hängt u.a. von der Netzsituation (z.B. peak vs. off-peak) und der überwiegenden Netznutzung ab.

Energy Sharing, wie in Abschnitt 2 definiert, impliziert eine Synchronisierung des lokalen Stromverbrauchs mit der lokalen Produktion und damit einer gewissen Verschiebung der Last in die Zeiten der gemeinschaftliche Produktion aus erneuerbaren Energien, ggf. unter

<sup>4</sup> Implizite Annahme ist, dass der Verbrauch der geteilten Energie zeitgleich zur Produktion (einschließlich der Nutzung von Energiespeichern) und folglich kein „Netto-Teilen“ über einen bestimmten Zeitraum stattfindet.

Einbezug von Stromspeichern.<sup>5</sup> Die Verbrauchsänderung durch Energy Sharing steht im Vordergrund der weiteren Ausführung. Prinzipiell kann dadurch die Last und/oder die Rückspeisung im Netzgebiet der EE-Gemeinschaft reduziert werden, wodurch kurzfristig Netzengpässe und längerfristig der Netzausbaubedarf reduziert werden könnte. Dies hängt jedoch von verschiedenen Aspekten ab, die im Folgenden aufgeführt werden und die in einer weitergehenden Analyse adressiert werden müssen.

### Räumliche Verteilung von Ein- und Ausspeisung

Das Abgrenzungskriterium eines Abstands von 25 km um die Erzeugungsanlage(n) stellt die Regionalität der Gemeinschaft und des Energy Sharings sicher. Der räumliche Zuschnitt orientiert sich jedoch nicht an der regionalen Netzsituation. So kann die Ein- und Ausspeisung der EE-Gemeinschaft grundsätzlich verschiedene Spannungsebenen und auch verschiedene Verteilnetze umfassen. Abbildung 2 veranschaulicht beispielhaft mögliche Verteilungen von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen einer EE-Gemeinschaft in einem 25 km Radius. So könnte beispielsweise eine EE-Gemeinschaft mit allen Anlagen in einem NS-Netz (Fall a) angesiedelt sein, auf mehrere benachbarte NS/MS-Netze verteilt sein (Fall b), oder sogar das Hochspannungsnetz mit einschließen, z.B. wenn eine aus Haushalten (im NS-Netz) bestehende EE-Gemeinschaft einen Windpark betreiben, der an das Hochspannungsnetz angeschlossen ist (Fall c).

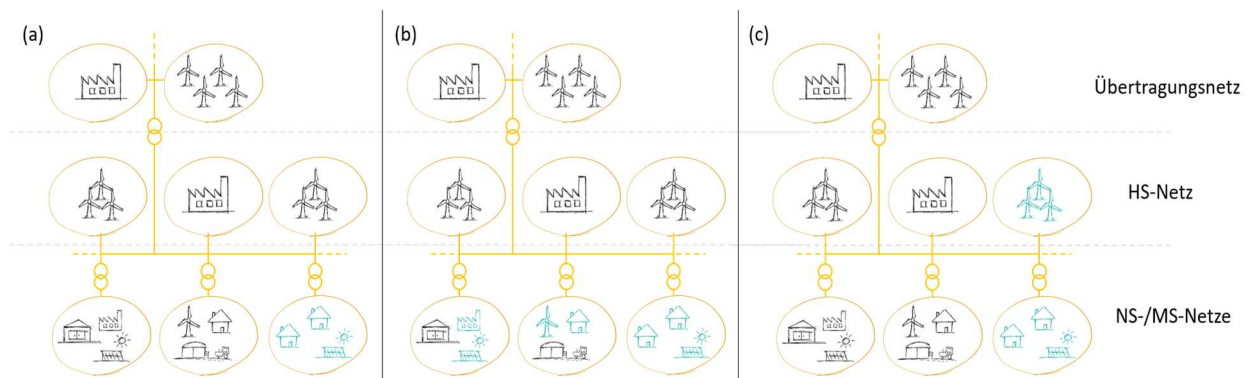


Abbildung 2: Drei mögliche Verteilungen von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen einer EE-Gemeinschaft auf unterschiedliche Verteilnetze und Spannungsebenen (Teil der EE-Gemeinschaft jeweils in grün) [Eigene Darstellung basierend auf Abbildungen des SINTEG Projekts enera, vgl. z.B. enera, 2021]

An der Abbildung lässt sich veranschaulichen, dass Energy Sharing kurzfristig folgende Auswirkungen im jeweiligen Netzgebiet oder übergeordneten Netzebenen haben kann:

- Lastsenkung in Zeiten geringer gemeinschaftlicher EE-Produktion (in allen Fällen)
- Lasterhöhung in Zeiten hoher gemeinschaftlicher EE-Produktion (in Fällen b und c)
- Reduktion der Rückspeisung in Zeiten hoher gemeinschaftlicher EE-Produktion (in allen Fällen)
- Erhöhung der Rückspeisung in Zeiten geringer gemeinschaftlicher EE-Produktion und gemeinschaftlicher Lastsenkung, aber hoher sonstiger regionaler EE-Produktion (in allen Fällen)

Ob diese Auswirkung des Energy Sharings zu einer Entlastung oder Belastung der (übergeordneten) Netze führt, hängt vom Technologiemark, der Netzsituation und dem Netzgebiet ab.

<sup>5</sup> Wie die Verhaltensänderung angeregt wird, wird an dieser Stelle ausgeklammert. Angenommen sei zudem, dass die technischen Voraussetzungen dafür gegeben seien, d.h. den Mitgliedern der Gemeinschaft ist ersichtlich, wann gemeinschaftlich produzierter Strom eingespeist wird.

## Netzsituation

Für die Auswirkung von Energy Sharing auf die Auslastung der Netze ist die jeweilige Netzsituation von Bedeutung, in der eine Lastverschiebung stattfindet. Grundsätzlich orientiert sich die Lastverschiebung beim Energy Sharing an der Produktion der gemeinschaftlichen EE-Anlagen, die, wie Abbildung 2 (Fälle b und c) darstellt, sich nicht zwangsläufig im gleichen Netzbereich befinden müssen. Die aktuelle Netzsituation im eigenen Netzbereich, d.h. die verfügbare Netzkapazität, ist dabei nicht bekannt und wird im Rahmen des Energy Sharing nicht berücksichtigt. Verglichen mit einem Referenzszenario ohne Energy Sharing sind je nach Netzsituation folgende Effekte möglich:

- (1) Energy Sharing hat keine Auswirkung auf die Netzauslastung (z.B. durch Lastsenkung in Niedriglastzeiten),
- (2) Energy Sharing entlastet das Netz (z.B. durch Lastreduktion in der Hauptlastzeit oder durch Lasterhöhung bei hoher EE-Rückspeisung) oder
- (3) Energy Sharing belastet das Netz (z.B. durch Lasterhöhung in der Hauptlastzeit oder durch Erhöhung der Rückspeisung aufgrund von Lastverschiebung).

Abbildung 3 gibt einen Überblick über die möglichen Effekte des Energy Sharings auf die Auslastung der Verteilnetze in Abhängigkeit der jeweiligen Netzsituation.

Effekte von Energy Sharing auf die Auslastung der Verteilnetze		Netzsituation		
		Netzknappheit aufgrund hoher Last	Keine Netzknappheit	Netzknappheit aufgrund hoher Einspeisung
Mögliche Auswirkung von Energy Sharing im Netzgebiet	Lastsenkung	–	0	(+)*
	Lasterhöhung	+	0	–
	Senkung Rückspeisung	0/+	0	–
	Erhöhung Rückspeisung	(–)*	0	+

Abbildung 3: Übersicht möglicher Effekte von Energy Sharing auf die Auslastung der Verteilnetze (+: Belastung; -: Entlastung; 0 keine Auswirkung; \*vermutlich kein auftretender Fall durch Energy Sharing) [Eigene Darstellung]

## Regionaler und gemeinschaftlicher Technologiemix

Insbesondere der mögliche Effekt der Erhöhung der Rückspeisung durch Energy Sharing hängt davon ab, welche Erzeugungstechnologien die EE-Gemeinschaft betreibt im Vergleich zum vorherrschenden erneuerbaren Technologiemix in der Region. Angenommen die EE-Gemeinschaft ist im Norddeutschland angesiedelt, in der die Winderzeugung vorherrscht und betreibt selbst PV-Anlagen. Wenn die Mitglieder ihren Verbrauch nun auf die Produktion der Gemeinschaftsanlagen ausrichten, reduzieren sie dadurch in bestimmten Fällen ihren Verbrauch z.B. in windreichen Abendstunden. Umgekehrt ist dies für eine EE-Gemeinschaft denkbar, die eine oder mehrere Windkraftanlagen in Süddeutschland betreibt, wo PV-Anlagen dominieren. Hier reduziert die Gemeinschaft ggf. in sonnenreichen aber windarmen Stunden den Verbrauch, wodurch sich die Rückspeisung erhöhen kann.

## Gegebenheiten des Netzgebiets

Im jeweiligen Netzgebiet ist auch die überwiegende Netznutzung (Aus- oder Einspeisung) sowie das mögliche Ausmaß des Energy Sharings im Verhältnis zur lokalen Produktion relevant für die Effekte des Energy Sharings. Mit anderen Worten ist es wichtig, ob die Spitzenlast oder die Rückspeisung von dezentraler Erzeugung auslegungsrelevant für die Netze ist. Untersuchungen im Rahmen des SINTEG Projektes enera zeigen beispielsweise, dass lastseitige Flexibilität in ländlichen Netzgebieten nur einen geringen Einfluss auf den Netzausbau und die Netzkosten haben, da hier die Netze bereits auf den Zubau von EE-Anlagen ausgelegt sind (enera, 2021). In städtischen Gebieten hingegen, in denen das

Verteilnetz auf die Spitzenlast ausgelegt ist, kann durch lastseitige Flexibilität prinzipiell auch der Netzausbaubedarf reduziert oder verzögert werden (ebenda). Vorstädtische Netzgebiete zeichnen sich durch eine starke Heterogenität aus, so dass die Auswirkungen von der überwiegenden Netznutzung der spezifisch betroffenen Netze abhängen.

### Sekundäre Effekte von Energy Sharing EE-Gemeinschaften

Neben dem primären Effekt der Lastverschiebung sind sekundäre Effekte des Energy Sharings durch EE-Gemeinschaften auf die Verteilnetze zu berücksichtigen, wie z.B. ein möglicher Investitionseffekt der EE-Gemeinschaft. Das heißt im Referenzfall, ohne die Möglichkeit des Energy Sharings, würde ggf. weniger in EE-Anlagen (und/oder Energiespeicher) vor Ort investiert. Dies entspricht dem vorgebrachten Argument für eine Förderung von EE-Gemeinschaften, dass diese die Akzeptanz der Energiewende und den lokalen EE-Ausbau erhöhen würden (vgl. Energy Brainpool, 2021). Gleichzeitig können Sektorkopplungs- und Substitutionseffekte (z.B. von Gas zu Strom) in der EE-Gemeinschaft auftreten, etwa durch Investitionen in neue Verbrauchsanlagen (z.B. Wärmepumpen, Elektromobilität, Batteriespeicher, etc.), die berücksichtigt werden sollten. Je nach den Gegebenheiten des Netzgebiets kann dies wiederum die Spitzenlast oder die Spitzenrückspeisung erhöhen und somit den Netzbedarf anheben. Abbildung 4 gibt einen Überblick über die möglichen Effekte von Energy Sharing auf die Dimensionierung der Verteilnetze.

Effekte von Energy Sharing auf die Dimensionierung der Verteilnetze		Netz ausgelegt auf	
		Spitzenlast	Rückflüsse
Mögliche Auswirkung von Energy Sharing im Netzgebiet	Senkung Spitzenlast	–	0
	Erhöhung Spitzenlast	+	0/+
	Senkung Spitzenrückspeisung	0/+	–
	Erhöhung Spitzenrückspeisung	0/+	+

Abbildung 4: Überblick möglicher Effekte von Energy Sharing auf die Dimensionierung der Verteilnetze (+: Erhöhung; -: Senkung; 0: keine Auswirkung) [Eigene Darstellung]

### Effektivität der Verhaltensanpassung

Ein weiterer Aspekt mit hoher Relevanz für die Auswirkung von Energy Sharing auf die Netzinfrastruktur ist die Frage der Verlässlichkeit der Verhaltensanpassung. D.h. selbst wenn Energy Sharing entlastend auf die Netze wirkt, stellt sich die Frage, wie effektiv dieses Instrument ist, oder wie CEER (2019, S. 18) anmerkt: *„To truly reduce network costs, measures such as load management for local sharing have to avoid grid constraint persistently. Therefore, it is critical that the measures are also effective during extreme situations, both on a diurnal and seasonal basis.“*

Die Mitgliedschaft in einer EE-Gemeinschaft verpflichtet nicht zum Energy Sharing, d.h. die Mitglieder können sich auch in bestimmten Situationen dagegen entscheiden, etwa wenn die Komforteinbuße durch die Lastverschiebung höher bewertet werden, als der Nutzen aus geringeren Energiekosten beim Energy Sharing. Auch die Mitgliedschaft selbst ist freiwillig und kündbar, so dass das Ausmaß des Energy Sharings schwanken kann. Hinzu kommt, dass für die Netzauslegung bislang nur eine Spitzenkappung der Einspeisung berücksichtigt werden kann, die Auslegung des Netzes auf die volle Höhe der prognostizierten Spitzenlast aber bestehen bleibt. Für eine Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Energy Sharing bedarf es voraussichtlich zusätzlicher Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und der EE-Gemeinschaft (z.B. in Form von smart connection agreements, vgl. Brandstät et al., 2011).



## Weitere mögliche Auswirkungen auf den operativen Verteilnetzbetrieb

Neben der Beeinflussung der Auslastung bzw. der Netzengpässe kann Energy Sharing den operativen Betrieb von Verteilnetzen, und damit die kurzfristigen Grenzkosten, auch durch Auswirkungen auf Netzverluste, Spannungsschwankungen und Phasen-Asymmetrie haben (vgl. Dudjak et al., 2021, für eine Übersicht). Für Peer-to-Peer-Trading zeigen Dyrge et al. (2020) zum Beispiel, dass lokaler Handel zu mehr Spannungsschwankungen und Netzverlusten führen können, wenn Batteriespeicher eingesetzt werden. Dies zeigt erneut, dass die Effekte des Teilens lokal produzierter Energie von den installierten Technologien abhängen.

In diesem Kontext können zudem Gleichzeitigkeitseffekte eine wichtige Rolle spielen und die Netze belasten. Solche Effekte treten auf, wenn viele Akteure (hier die Mitglieder der EE-Gemeinschaft) auf ein Signal (hier die Verfügbarkeit regionalen Stroms) reagieren (z.B. durch gleichzeitiges Laden von E-Autos). Dieses gleichzeitige Agieren kann zu großen Schwankungen und Systeminstabilität führen (vgl. Mayer & Brunekreeft, 2021).

## 4) Zusammenfassung

Der Überblick über mögliche Effekte von Energy Sharing auf die Verteilnetze in der vorliegenden Vorstudie deutet darauf hin, dass Energy Sharing nicht per se zu einer Entlastung der Verteilnetze und einer Reduktion des Netzausbaubedarfs führt. Vielmehr kann es auch keine Auswirkungen haben oder sogar zu zusätzlichen Belastungen führen. Die Auswirkungen von Energy Sharing von EE-Gemeinschaften auf die Verteilnetze hängen dabei von verschiedenen Faktoren ab, insbesondere von der Netzsituation in der die Lastverschiebung stattfindet und dem auslegungsrelevanten Faktor für das jeweilige Netz. Eine weitergehende (quantitative) Untersuchung der Effekte sollte daher mindestens folgende Aspekte abbilden:

- Verschiedene räumliche Verteilungen der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen der EE-Gemeinschaft oder verschiedene räumliche Abgrenzungen von EE-Gemeinschaften jenseits eines 25 km Radius
- Verschiedene regionale und gemeinschaftliche Technologiemixe
- Verschiedene Netztypen (ländlicher Raum, Urbaner Raum, sowie Mischtypen)
- Sekundäre Effekte (Investitionseffekte durch Sektorkopplung und Substitutionen) von Energy Sharing in EE-Gemeinschaften
- Verschiedene Tage und Jahreszeiten

Folgende Fragen ergeben sich für die weitere Forschung zu diesem Themenkomplex:

- Wie sollte die räumliche Abgrenzung von EE-Gemeinschaften gestaltet sein, damit Energy Sharing (überwiegend) netzentlastend wirkt?
- Welche technischen Voraussetzungen (z.B. Smart Meter) gibt es für Energy Sharing?
- Wenn Energy Sharing zu Netzentlastungen führt, in welchem Ausmaß werden dadurch die Netzkosten kurz- und langfristig reduziert? In welchem Maße würden kostenorientierte Netzentgelte für Energy Sharing dann sinken?
- Wie können Netzentgelte für Energy Sharing gestaltet bzw. differenziert werden, damit es die (Verteil-)Netze entlastet? Bzw. welche weitergehenden Vereinbarungen bedarf es ggf. zwischen Netzbetreibern und EE-Gemeinschaften, um eine Entlastung der Netze durch Energy Sharing sicherzustellen?

## Referenzen

ACER (2021). Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe. Abgerufen unter: [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER\\_Report\\_on\\_D-Tariff\\_Methodologies.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Report_on_D-Tariff_Methodologies.pdf)

BBNE (2021) Konzeptpapier Energy Sharing: Partizipation vor Ort stärken & Flexibilität aktivieren ([https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/BBEn\\_Konzeptpapier\\_Energy\\_Sharing\\_Stand\\_vom\\_07.10.21.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/BBEn_Konzeptpapier_Energy_Sharing_Stand_vom_07.10.21.pdf))

Brandstätt, C., Brunekreeft, G., Friedrichsen, N. (2011). Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not? *Utilities Policy*, 19, 4, S. 244-254

CEER (2019). Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities, CEER Report, C18-CRM9\_DS7-05-03

CEER (2020). CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition. Abgerufen unter: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fd5890e1-894e-0a7a-21d9-fa22b6ec9da0>

Claeys, Bram (2021). Energy communities with grid benefits. Regulatory Assistance Project. Januar 2021. Abgerufen unter: <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2020/12/rap-community-energy-January-2021.pdf>

Energy Brainpool (2021). Impulspapier Energy Sharing. Abgerufen unter: [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/2020-03-06\\_EnergyBrainpool\\_Impulspapier-Energy-Sharing.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2020-03-06_EnergyBrainpool_Impulspapier-Energy-Sharing.pdf)

Dena (2012). Eine erfolgreiche Energiewende bedarf des Ausbaus der Stromverteilnetze in Deutschland. Abgerufen unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen\\_und\\_Projekte/Energiesysteme/dena-Verteilnetzstudie/121210\\_denaVNS\\_Ergebniszusammenfassung\\_PSG\\_pdf.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energiesysteme/dena-Verteilnetzstudie/121210_denaVNS_Ergebniszusammenfassung_PSG_pdf.pdf)

Dudjak, V., Neves, D., Alskaf, T., Khadem, S., Pena-Bello, A., Saggese, P., Bowler, B., Andoni, M., Bertolini, M., Zhou, Y., Lormeteau, B., Mustafa, M. A., Wang, Y., Francis, C., Zobiri, F., Parra, D., Papaemmanouil, A. (2021). Impact of Local Energy Markets on the Distribution Systems: A Comprehensive Review. Abgerufen unter: <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/2103/2103.16137.pdf>

Dynge, M. F., Crespo del Granado, P., Hashemipour, N., Korpås, M. (2021). Impact of local electricity markets and peer-to-peer trading on low-voltage grid operations. *Applied Energy*, 301, 117404

E-Bridge, IAEW & Offis (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Abgerufen unter: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5)

enera (2021). Die enera Roadmap. Abgerufen unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/enera-Roadmap.pdf>

Frieden, D., Tuerk, A., Antunes, A. R., Athanasios, V., Chronis, A.-G., d'Herbemont, S., Kirac, M., Marouço, R., Neumann, C., Catalayud, E. P., Primo, N., Gubina, A. F. (2021). Are

We on the Right Track? Collective Self-Consumption and Energy Communities in the European Union. *Sustainability*, 13, 12494

Hayes, B. P., Thakur, S., Breslin, J. G. (2020). Co-simulation of electricity distribution networks and peer to peer energy trading platforms. *Electrical Power and Energy Systems*, 115, 105419

Mayer, C., Brunekreeft, G.: Resilienz digitalisierter Energiesysteme. Blackout-Risiken verstehen, Stromversorgung sicher gestalten (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2020.