

# HÖHE EINER ENERGY-SHARING-PRÄMIE

## KOSTENBASIERTE ERMITTLUNG EINER PRÄMIENHÖHE FÜR WIND- UND SOLARANLAGEN IM ENERGY SHARING

Berlin, 04.07.2023

Im Auftrag des Bündnis Bürgerenergie e. V.

F. Huneke und F. Roussak

## Executive Summary

Das Bündnis Bürgerenergie e. V., der Deutsche Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. und der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. haben einen Vorschlag für ein Energy-Sharing-Modell erarbeitet, nach dem Bürgerenergiegesellschaften für den gemeinsam und zeitgleich verbrauchten Stromanteil (Energy Sharing Anteil) eine Prämie erhalten. Die Prämie sollte dabei die durch die Umsetzung des Energy-Sharing entstehenden Mehrkosten abdecken. Ziel dieser Studie ist die Ermittlung einer adäquaten Höhe dieser Prämien für Wind- und Solaranlagen, die einerseits die größten Potenzialträger der Energiewende sind und andererseits durch die fluktuierende Einspeisung die größten Herausforderungen bei der Marktintegration haben. Diese Mehrkosten für Energy Sharing (ES) lassen sich in energiewirtschaftliche Kosten (Viertelstundenbilanzierung, Residualstrombeschaffung bei EE-Marktwertveränderung und Risikoprämie) und allgemeine vertrieblichen Mehrkosten (spezialisierte IT-Systeme, Zertifizierung der Zeitgleichheit und mitgliederindividuelle Abrechnung) untergliedern.

Maßgeblich für die Prämienhöhe ist der ES Anteil an dem Gesamtstromverbrauch einer BEG. Grundsätzlich ist der mögliche ES-Anteil umso höher umso größer die anrechenbare Anlagenleistung. In der Studie werden zwei Fälle betrachtet: 1 kW und 2 kW anrechenbare Leistung pro 1000 kWh Gesamtverbrauch. Solaranlagen ermöglichen in der Modellierung einen ES-Anteil von 42 bis 50 %, Windenergieanlagen einen höheren Anteil von 85 bis 95 % (vgl. Tabelle 1). Da einige Kostenbestandteile bei geringen ES-Anteilen nicht entsprechend sinken, gilt grundsätzlich: Je höher der ES-Anteil, desto geringer die den Kosten entsprechende Prämie.

Die energiewirtschaftlichen Kosten bezogen auf den Gesamtstromverbrauch der BEG für die Umsetzung von ES betragen im Fall von 2 kW anrechenbarer Anlagenleistung je 1000 kWh Gesamtstromverbrauch mit Solaranlagen etwa 1,5 ct je kWh, bei der Windkraft sind es 1,6 ct. Da die ES-Prämie sich jedoch nur auf viertelstündlich zeitgleich erzeugte wie verbrauchte Kilowattstunden (ES-Anteil) bezieht, würde in diesem Beispiel der Prämienanteil energiewirtschaftlicher Kosten: 1,7 ct für Windenergie, 2,9 ct für Solaranlagen betragen.

Die sonstigen allgemeinen vertrieblichen Mehrkosten lassen sich nur schwer auf einen Betrag in ct je kWh herunterbrechen, da die Fixkosten ein hohes Skalierungspotenzial besitzen. Mit einer steigenden Anzahl von Bürgerenergiegesellschaften und ES-Teilnehmern fallen die genannten Mehrkostenbestandteile. Daher verfolgt diese Studie den Ansatz, die schwer quantifizierbaren vertrieblichen Mehrkosten den Marktteilnehmern im Wettbewerb zuzuschreiben und alleinig durch die Anreizkomponente die ökonomische Attraktivität für ES zu erhöhen. Neben den energiewirtschaftlichen Kosten soll die Prämie auch eine Anreizkomponente beinhalten, die Menschen aktiviert am ES teilzunehmen. Diese sinkt mit steigendem Gesamtstromverbrauch je ES-Teilnehmer und liegt im Bereich 1 – 2,9 ct / kWh<sup>1</sup>. Auf den ES-Anteil des verbrauchten Stroms umgerechnet beträgt die Anreizkomponente für den Fall 2 kW anrechenbare Anlagenleistung je 1000 kWh Stromverbrauch 2 bis 5,8 ct / kWh für Solaranlagen und von 1,1 bis 3 ct für Windenergie.

In Summe ergibt sich aus dieser Betrachtung eine ES-Prämie von **4,9 bis 8,7 ct /kWh für Solaranlagen** und von **2,8 bis 4,7 ct für Windenergieanlagen**, wenn pro 1000 kWh Verbrauch 2 kW Anlagenleistung für ES anrechenbar sind.

Kostentyp	Anlagenleistung je 1.000 kWh Verbrauch	ES Anteil des Stromverbrauchs		Gesamtstromverbrauch	
		ES-Prämie Solar in ct/kWh	ES-Prämie Wind in ct/kWh	Kosten Solar in ct/kWh	Kosten Wind in ct/kWh
Energie- wirtschaft	1 kW	3,2	2,4	1,4	2,1
	2 kW	2,9	1,7	1,5	1,6
Anreizkompo- nente <sup>1</sup>	1 kW	2,4 - 6,7	1,2 - 3,4	1 - 2,9	1 - 2,9
	2 kW	2 - 5,8	1,1 - 3	1 - 2,9	1 - 2,9
Energy-Sharing- Prämie	1 kW	5,6 - 10	3,6 - 5,8	2,4 - 4,2	3,1 - 4,9
	2 kW	4,9 - 8,7	2,8 - 4,7	2,5 - 4,3	2,6 - 4,5

<sup>1</sup> Die Wirkungsweise der Anreizkomponenten ist stark Stromverbrauchsabhängig, vgl. Kapitel 2.4.

## Inhaltsverzeichnis

1	Konzept des Energy Sharings und Ziel der Studie .....	5
2	Beschreibung der Kostenbestandteil.....	5
2.1	<i>Ermittelte Anteile der Stromverbräuche im Energy Sharing</i> .....	5
2.2	<i>Energiewirtschaftliche Kosten</i> .....	6
2.2.1	Viertelstundenbilanzierung .....	6
2.2.2	Marktwertigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung.....	7
2.2.3	Residualstrombeschaffung.....	7
2.2.4	RisikoPrämie für die Bewirtschaftung von Endkunden mit fluktuierenden erneuerbaren Energien 8	
2.3	<i>Sonstige Kosten</i> .....	8
2.3.1	Allgemeine Vertriebskosten .....	8
2.3.2	IT-Kosten .....	9
2.3.3	Prozess der Auszahlung .....	9
2.4	<i>Anreizkomponente</i> .....	9

## 1 Konzept des Energy Sharings und Ziel der Studie

Energy Sharing bedeutet, dass Mitglieder einer Bürgerenergiegesellschaft den gemeinsam erzeugten Strom gemeinsam verbrauchen. Derzeit gibt es in Deutschland noch keinen Regulierungsrahmen, durch den das Recht auf Energy Sharing wirtschaftlich attraktiv ausgeübt werden kann. Das Bündnis Bürgerenergie e. V., der Deutsche Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. und der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. haben ein Eckpunktepapier eines Energy-Sharing-Modells erstellt. Dieses Modell beruht auf Regionalität und Gleichzeitigkeit des gemeinschaftlichen Stromverbrauchs: Innerhalb eines PLZ-Radius von 50 km dürfen Mitglieder einer Bürgerenergiegesellschaft gemäß des Konzeptes Strom aus gemeinsamen Anlagen viertelstundenscharf bilanziert verbrauchen. Sind alle Voraussetzungen erfüllt, erhält die Bürgerenergiegesellschaft für den gemeinsam und zeitgleich verbrauchten Stromanteil eine Prämie. Diese zahlt auf die Verwirklichung von Energy-Sharing-Konzepten ein, die unter anderem das Erreichen der Ausbauziele für erneuerbare Energien, Akzeptanz durch unmittelbare Teilhabe und die Hebung von regionalen Flexibilitätspotenzialen zum Ziel haben.

Ziel dieser Studie ist die Ermittlung einer adäquaten Höhe dieser Prämie für Wind- und Solaranlagen, die einerseits die größten Potenzialträger der Energiewende sind und andererseits durch die fluktuierende Einspeisung die größten Herausforderungen bei der Marktintegration haben. Die Prämienhöhe für andere Technologien ist nicht Bestandteil dieser Studie. Als Methodik wird ein weitgehend kostenbasierter Ansatz ergänzt um die Betrachtung der Wirkung einer Anreizkomponente gewählt. Die Studie zeigt demnach auf, welche Mehrkosten für die Akteure entstehen, wenn sie Energy Sharing betreiben und wie groß ein notwendiger Anreiz für den Wechsel von Haushaltskunden in ein ES-Modell sein müsste.

Die Ermittlung einer adäquaten Prämienhöhe zur Deckung der vertrieblichen Mehrkosten ist schwer umsetzbar, da hier durch ein großes Skalierungspotenzial bei hohen Fixkosten eine

sehr große Bandbreite je Kostenkomponente entsteht. Daher verfolgt diese Studie den Ansatz, die schwer quantifizierbaren vertrieblichen Mehrkosten den Marktteilnehmern im Wettbewerb zuzuschreiben und alleinig durch die Anreizkomponente die ökonomische Attraktivität für ES zu erhöhen.

## 2 Beschreibung der Kostenbestandteil

Die regionale Harmonisierung von erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch erzeugt Mehraufwand auf verschiedenen Ebenen. Die verschiedenen Kosten lassen sich in die Themencluster energiewirtschaftliche Kosten, sonstige vertriebliche Kosten und eine Anreizkomponente untergliedern.

### 2.1 Ermittelte Anteile der Stromverbräuche im Energy Sharing

Für die Berechnung der Energy-Sharing-Prämie wurden typische BEG-Anwendungsfälle mit sowie ohne flexible Stromverbraucher, mit Solaranlagen, mit Windenergieanlagen und für eine ES-anrechenbare Anlagenleistung von 1 kW sowie von 2 kW je 1.000 kWh Stromverbrauch auf Stundenbasis modelliert. Dadurch wird der pro Haushalt für ES nutzbare Leistungsanteil der Anlagen auf eine ähnliche Größenordnung wie typische individuelle Eigenversorgungsanlagen limitiert. Für den Nachweis der ES-Anteile müssen Bürgerenergiegesellschaften (BEG) eine viertelstündliche Zeitgleichheit nachweisen, was eine noch höhere Anforderung darstellt. Unter diesem Gesichtspunkt ergibt das genutzte Modell höhere ES-Anteile und dadurch niedrigere ES-Prämien.

Die für die stündliche Zeitgleichheit von ES modellierten ES-Anteile am Stromverbrauch sowie an der Stromerzeugung sind in Prozent in Tabelle 1 dargestellt. Relevant für die berechneten Anteile ist das bei der Modellierung unterstellte Flexibilitätsverhalten der ES-Teilnehmer. Um die Flexibilisierung des Verbrauchs zu berücksichtigen, beschreiben die dargestellten Werte ein Mischverhalten. Die Modellierung erfolgte einmal ohne Flexibilisierung des Stromverbrauchs (z. B. 39 % ES-Anteil am Verbrauch

bei 1 kW / 1.000 kWh) und einmal mit Flexibilisierung des Ladeverhaltens der E-Pkws und der Wärmeerzeugung der Wärmepumpe mit einem Wärmespeicher (46 %). Durch Mittelwertbildung ergaben sich gerundet die dargestellten 42 % ES-Anteil bei Solar. In der Praxis sind natürlich auch Mischungen aus Wind- und Solaranlagen erwünscht, so könnte also z. B. der Verbrauch von 150 MWh im Modell „1 kW/ 1000 kWh“ mit 10 MW Solar- und 5 MW Windenergieanlagen versorgt werden. Rechnerisch lassen sich diese Anwendungsfälle wie eine 100 MWh BEG mit 10 MW Solar und eine 50 MWh BEG mit 5 MW Windenergie annähern. Allerdings ergibt sich eine geringere Risikoprämie (Kapitel 2.2.4) bei einer solchen Anlagenkombination.

Tabelle 1: Anteile von ES am Stromverbrauch sowie an der Stromerzeugung

Anlagenleistung je 1.000 kWh Verbrauch	EE-Typ	Anteil ES am BEG-Gesamtverbrauch	Anteil ES an (anrechenbarer) EE-Erzeugung <sup>2</sup>
1 kW	Solar	42 %	45 %
1 kW	Wind	85 %	40 %
2 kW	Solar	50 %	26 %
2 kW	Wind	95 %	22 %

Die Höhe der ES-Anteile ist ein relevanter Einflussfaktor auf die ES-Prämie, da bestimmte ES-Kosten pro insgesamt verbrauchte kWh entstehen, aber nur je ES-kWh als Prämie erwirtschaftet werden können. Eine ES-Kostenkomponente von 1 ct/kWh führt im Modell 1 kW / 1000 kWh zu einer ES-Prämie für Solaranlagen von  $1 / 0,42 = 2,38$  ct/kWh, da der ES-Anteil in diesem Fall bei 42 % liegt. Der Anteil des ES an der Erzeugung ist relevant, um vergleichen zu können, wie sich die ES-Prämie auf die EE-Förderhöhe auswirkt. Eine ES-Prämie von 2,38 ct/kWh wirkt im Modell 1 kW / 1000 kWh wie eine Erhöhung des Solar-Förderwertes von 1,07 ct / kWh ( $2,38 \text{ ct} / \text{kWh} * 0,45$ ).

<sup>2</sup> Beispiel für die leichtere Interpretation: Ein 20-MW-BEG PV-Park darf auf Basis des BEG-Stromverbrauchs zu 10 % / 2 MW angerechnet werden. Von der Stromerzeugung sind z. B. 45 % ES-

Wo nicht anders kenntlich gemacht wurde mit folgenden Standardannahmen für eine BEG gerechnet: Die BEG beinhaltet den Stromverbrauch von 150 Haushalten mit je 3,5 MWh klassischem Stromverbrauch sowie zwei Gewerbeeinheiten mit 50 MWh Stromverbrauch. Aufgrund der weiter oben beschriebenen Vorgehensweise bezüglich flexiblen Verbraucherverhaltens berücksichtigt die Analyse den Profileffekt eines E-Pkws sowie einer Wärmepumpe mit Wärmespeicher bei jedem zweiten Haushalt. Das Bezugsjahr für alle Preisangaben ist das Lieferjahr 2024, für die Beschaffungspreise und Marktwerte wurden Base-Parity-Ratios der verschiedenen Lastprofile modelliert und mit dem Basepreis von 134,2 EUR/MWh multipliziert, der sich für eine Durchschnittsbeschaffung für 2024 als Indexwert ergibt<sup>3</sup>. Das Lieferjahr 2024 wurde ausgewählt, da eine vergangenheitsbezogene Analyse vor dem Hintergrund extremer Verwerfungen am Strommarkt sehr wenig repräsentativ wäre. Seit dem Jahr 2020 ergaben sich zunächst wegen der Pandemie (SARS-CoV-2) und dann wegen der Energiekrise (russischer Angriffskrieg auf die Ukraine) keine repräsentativen Zeiträume.

## 2.2 Energiewirtschaftliche Kosten

### 2.2.1 Viertelstundenbilanzierung

Eine Voraussetzung zur Teilnahme am Energy Sharing ist die Viertelstundenbilanzierung. Der Bilanzkreisverantwortliche muss für die Verbrauchszeitreihe eine Prognose erstellen, diese als Fahrplan anmelden und an den Kurzfristmärkten bewirtschaften. Im Nachhinein muss er für die Ausgleichsenergieabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber über die Differenzen zwischen Prognose und Zählerdaten aufkommen.

Derzeit werden Verbräuche unterhalb von 100 MWh mittels Standardlastprofilen bewirtschaftet: Der allokierte Lastwert für jede Viertelstunde ergibt sich dabei aus der Prognose des Verbrauchswertes über zum Beispiel ein

Stromverbrauch und 55 % werden über die Großhandelsmärkte verkauft.

<sup>3</sup> Durchschnittswert der EEX-DEBY24-Futures seit Januar 2021 bis 14.06.2023.

Jahr und einem vom zuständigen Netzbetreiber vorgegebenen Standardlastprofil. Eine Prognoseabweichung tritt für den Bilanzkreisverantwortlichen in der Regel nicht (synthetische Lastprofil) oder nur geringfügig (analytische Lastprofile) auf. Für die Berechnungen in dieser Studie wurden SLP vom BDEW und selbst entwickelte E-Mobilität- und Wärmepumpenprofile genutzt.

Tabelle 2: Energiewirtschaftliche Durchschnittskosten für die Viertelstundenbewirtschaftung eines Portfolios typischer Verbraucherlastgänge (Daten 2023 lediglich bis Ende Februar)

Jahr	Spotmärkte in EUR/MWh	Ausgleichsenergie in EUR/MWh	Kosten gesamt in EUR/MWh
2019	0,04	0,15	0,19
2020	0,05	0,15	0,20
2021	0,09	0,23	0,33
2022	0,15	0,97	1,12
2023*	0,07	0,20	0,27
Mittelwert 2019-2022	0,082	0,38	0,46

Die Kosten für die Viertelstundenbilanzierung lassen sich über den Vergleich prognostizierter und tatsächlicher Lastdaten<sup>4</sup> einerseits und die Preise für Strom an den vortägigen Spotmärkten<sup>5</sup> sowie dem Ausgleichsenergiepreis<sup>6</sup> andererseits annähern. In Tabelle 2 sind energiewirtschaftlichen Durchschnittskosten für die Viertelstundenbilanzierung aufgetragen. Dabei wird zwischen den Kosten für die Spot-Bewirtschaftung (noch vor der Auslieferung erkannte Prognoseabweichungen) und den Kosten durch die Ausgleichsenergieabrechnung (im Nachhinein in Rechnung gestellte tatsächliche Prognoseabweichung) unterschieden. Im vierjährigen Mittel ergeben sich zwischen 2019 bis 2022 energiewirtschaftliche Kosten für die Viertelstundenbilanzierung in der Höhe von 0,46 EUR/MWh. Je

nach Prognosegüte werden sich die realen Kosten der Kurzfristvermarktung davon mitunter deutlich unterscheiden.

### 2.2.2 Marktwertigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung

EE Strommengen decken im ES präferiert den Stromverbrauch der BEG. Mengen, die dazu nicht genutzt werden können, werden am Großhandelsmarkt verkauft, also zum Beispiel durch Direktvermarkter am börslichen Spotmarkt, durch bilaterale Handelsgeschäfte oder PPAs. Ein praktisches Beispiel: In der Variante 1 kW je 1000 kWh kann eine Solaranlage mit 10 MW zu 2 MW für ES angerechnet werden, da die BEG 2000 MWh Stromverbrauch hat. 8 MW Leistung der Solaranlagen werden unverändert über PPAs, Terminmarktgeschäfte oder einen Standard-Direktvermarktungsvertrag bewirtschaftet. Die restlichen 2 MW hingegen sind für den Stromverbrauch der BEG anrechenbar und die Vermarktung beschränkt sich auf die Restmengen. Diese Reststrommengen fallen in Zeiten hoher Anlageneinspeisung und niedriger Nachfrage (z.B. an einem sonnigen Wochenende) an und haben aufgrund des Merit-Order-Effekts einen niedrigen Marktwert. Die Marktwertreduktion beträgt bei Solaranlagen zum Bewertungsstichtag (14.06.2023) 3,2 bis 6,9 EUR/MWh, für Windenergieanlagen 7,8 bis 16,6 EUR/MWh (Bezugsjahr 2024). Der wirtschaftliche Nachteil einer direktvermarkteten Anlage kompensiert sich jedoch eins zu eins durch den Vorteil der BEG, Strom mit überdurchschnittlichem Marktwert für den BEG-Verbrauch zur Verfügung zu haben. Daher wird die Marktwertreduktion hier nicht als Kosten der BEG gewertet.

### 2.2.3 Residualstrombeschaffung

Während das Stromverbrauchsprofil von Tarifkunden derzeit über ein Standardlastprofil bewertet wird, leisten BEG im Rahmen des Energy Sharings einen viertelstundenscharfen Stromeinkauf. Da Strom zu den Zeiten ohne erneuerbare Einspeisung besonders teuer ist, ent-

<sup>4</sup> Total Load (6.1.A) / Total Load Forecast (6.1.B) ENTSO-E transparency für Biddingzone DE-LU

<sup>5</sup> EPEX Spot: Day-Ahead-Auktion für stündliche Preise und Intraday-Auktion für viertelstündliche Preise

<sup>6</sup> Ausgleichsenergiepreis / reBAP von netztransparenz.de, historische Wert von ENTSO-E Transparency (17.1.G für Marktgebiet DE-LU)

steht der BEG im Vergleich zur Standardstrombeschaffung ein Nachteil. Die Höhe der zusätzlichen Kosten hängt vom Verbrauchsprofil (klassische Stromverbraucher, Elektromobilität, Wärmepumpen), deren Flexibilität, der erneuerbaren Energiequelle und dem ES-Stromanteil ab. Die Werte aus Tabelle 3 ergeben sich aus einem Vergleich der Base-Parity-Ratios der BEG-Residuallast und einer SLP-Beschaffung und bezieht sich auf Mehrkosten je verbrauchter MWh.

Tabelle 3: Aufpreis für die Beschaffung von Reststrom bei viertelstündlicher Bilanzierung, bezogen auf jede MWh Stromverbrauch

Anlagenleistung je 1.000 kWh Verbrauch	ES Solar	ES Wind	ES Solar	ES Wind
	Keine Wärmepumpe, kein E-Pkw, keine Flexibilität	Keine Wärmepumpe, kein E-Auto, keine Flexibilität	Flexibilisiert, mit Wärmepumpe und E-Pkw	Flexibilisiert, mit Wärmepumpe und E-Pkw
	In EUR/MWh	In EUR/MWh	In EUR/MWh	In EUR/MWh
1 kW	7,4	10,1	10,1	16,5
2 kW	7,1	6,2	10,6	10,1

Die Reststrombeschaffung ist für das modellierte Teilportfolio mit zusätzlicher und flexibler Stromnachfrage aus Wärmepumpen und E-Pkws trotz höherer ES-Anteile teurer als ohne Sektorenkopplungstechnologien. Das erklärt sich einerseits durch die winterbetonte und damit teurere Stromnachfrage der Wärmepumpen. Andererseits erklärt es sich auch durch den mit dem ES-Anteil steigenden durchschnittlichen Beschaffungspreisen für die Reststrommengen. Je höher der ES-Anteil, desto weniger Reststrom muss zu umso höheren Durchschnittspreisen beschafft werden. Die ES-Prämie bildet sich aus den Durchschnittswerten der dargestellten Kosten aus dem flexiblen und unflexiblen Teilportfolio.

#### 2.2.4 Risikoprämie für die Bewirtschaftung von Endkunden mit fluktuierenden erneuerbaren Energien

Die Strombeschaffung über wetterabhängige EE birgt unter anderem ausgeprägte Mengenrisiken. Beispielsweise muss in einem wenig win-

digen Monat deutlich mehr Strom am Großhandelsmarkt eingekauft werden als zuvor antizipiert. Zudem ist der Strom in Monaten mit Winderzeugung unter Durchschnitt besonders teuer, was strukturell zu einem Preisunterschied zwischen dem Terminmarktniveau (ex ante Annahme eines mittleren Wetterszenarios) und den Spotpreisen (Preisbildung unter Kenntnis der tatsächlichen fundamentalen Marktverhältnisse) führt. Diese Kosten werden auch als wetterabhängige Strukturierungsrisiken bezeichnet. Für das Jahr 2024 ergeben sie sich gemäß der Analyse eines Schwarms an fundamentalen Strompreisszenarien mit verschiedenen Wetterszenarien zu 10,6 EUR/MWh für Solar und 9,1 EUR/MWh für Windenergieanlagen. Durch einen Ausgleichseffekt betreffend das Solar- und Winderzeugungspotenzial in Abhängigkeit des Wetters ergibt sich für eine Mischung aus 50 % Solarstrom und 50 % Windstrom ein kombinierter Risikofaktor **von 8,0 EUR/MWh**. Im Sinne einer vorsichtigen Abschätzung wurden diese verringerten Risikoprämien der Anlagenkombination als Kostenbestandteil berücksichtigt.

## 2.3 Sonstige Kosten

### 2.3.1 Allgemeine Vertriebskosten

Standard-Stromlieferverträge und die Teilnahme am ES einer BEG haben unterschiedliche vertriebliche Voraussetzungen und Kosten. Der regionale Fokus einer Bürgerenergiegesellschaft erfordert eine individuelle Testierung für die Stromkennzeichnung. Auch Dienstleistungen wie die Pflege der Tarifstrukturen oder das Vertragsmanagement (Vertragsabschluss, Preisadjustierungen) sind auf die vergleichsweise kleine Entität und räumliche Definition der BEG zu individualisieren. Intelligente Messsysteme sind eine Teilnahmevoraussetzung für Energy Sharing, da eine hochindividuelle Abrechnung unter Berücksichtigung des schwankenden zeitgleichen Stromverbrauchs der gemeinsamen EE-Anlagen notwendig ist.

Weil in Allgemekosten bzw. in der Minimierung von Vertriebskosten gegenüber denen anderer Marktteilnehmer ein Anteil an Marge



steckt, sind die Mehrkostenbestandteile nicht ermittelbar.

### 2.3.2 IT-Kosten

Für Prozesse wie die Integration und Bilanzierung unterschiedlicher Erzeugungs- und Verbrauchsprofile in einem (Sub-)Bilanzkreis je BEG, die Mitgliederverwaltung, die differenzierte Abrechnung nach zeitgleichem Stromverbrauch mit der Stromerzeugung und die differenzierte Tarifierung unterschiedlicher Kundengruppen in verschiedenen BEG sind besondere IT-Systeme vorzuhalten. Bei IT-Systemen existiert ein großes Skalierungspotenzial, das von der Anzahl möglicher Nutzer abhängt.

Eine beispielhafte, grobe Abschätzung der IT-Kosten lässt sich über eine Anzahl von konkurrierenden IT-Systemanbietern (5), jährliche Kosten je IT-System (400.000 EUR/a) und dem deutschen ES-Kundenpotenzial (166 Tsd. Haushalte, vgl. IÖW (2022)) als Stützgröße herleiten. Je Haushalt ergäben sich 12,0 EUR jährliche Kosten. Bei 3.500 kWh Jahresverbrauch ergeben sich Kosten von 0,34 ct/kWh. Dieses Skalierungspotenzial ergibt sich jedoch erst, wenn das ES-Kundenpotenzial vollständig ausgeschöpft wurde, zu Beginn des ES verteilen sich die recht hohen Fixkosten auf wenige ES-Teilnehmer:innen und Unternehmen.

### 2.3.3 Prozess der Auszahlung

Der Auszahlungsprozess kann mit unterschiedlich starken Anforderungen und Nachweispflichten gesetzlich definiert werden. Abhängig davon, wie viel Aufwand durch diese Definition entsteht, schwanken die entstehenden Kosten. Ein Beispiel für einen Auszahlungsprozess ist folgendes viergliedriges Vorgehen:

1. Die Bürgerenergiegesellschaft (BEG) stellt z. B. über einen Dienstleister die Viertelstundenmesswerte des Verbrauchs der BEG-Mitglieder und der Erzeugung der BEG-Anlagen inkl. Aggregation zusammen und berechnet die Energy-Sharing-Anteile.
2. Die BEG lässt die Daten durch einen unabhängigen Dritten zertifizieren. Die Prüfung umfasst

a) die Einhaltung der maximalen Leistung pro BEG-Mitglied, b) die Berechtigung der Kunden und c) die Überschneidung von Verbrauch und Erzeugung.

3. Die BEG legt dieses Zertifikat dem Umweltbundesamt bei der Entwertung der Energy-Sharing-Mengen als Anlage vor und erhält nach entsprechender Prüfung ein Energy-Sharing-Nachweis.

4. Der Netzbetreiber zahlt die vom UBA ausgewiesene Prämie aus.

In diesem Prozess wäre Schritt zwei der kostenintensivste Schritt, der Einmalkosten je BEG hervorruft. Damit führt er bei kleinen BEG zu einer potenziell hohen Belastung. Verallgemeinert lässt sich festhalten, je höher die gesetzlichen Anforderungen zur Prämienauszahlung sind, desto höher sind die Kosten für die BEG.

## 2.4 Anreizkomponente

Wie hoch müsste ein wirtschaftlicher Anreiz sein, der Haushalts- und Gewerbekunden motiviert, aus einem bestehenden Stromliefervertrag in einen ES-Versorgungsmodell zu wechseln? In einer gemeinsamen Studie kamen IÖW, IKEM, BBH, BBHC 2020 unter anderem zu dem Ergebnis, dass zum Anreizen einer Vertragsumstellung mindestens 93 EUR jährliche Kosteneinsparung je Haushalt notwendig sind (vgl. Kapitel 5.4.2.1), wobei sich dieser Wert auf das Jahr 2019 bezieht. Um einen Anreiz von 100 EUR zu erzielen, müsste eine BEG den Stromtarif bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh um 2,9 ct senken, bei 10.000 kWh Jahresverbrauch (Integration von Wärmepumpenstrom und Lade-strom für E-Pkws) hingegen nur von 1 ct/kWh. Daher wird in dieser Studie von einer Bandbreite von 1 bis 2,9 ct/kWh ausgegangen.

## Quellen

IÖW (2022): Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse. [online] [https://www.ioew.de/publikation/energy\\_sharing\\_eine\\_potenzialanalyse](https://www.ioew.de/publikation/energy_sharing_eine_potenzialanalyse) [letzter Zugriff 23.06.2023].

EEX-Preisdaten für 2024 Futures

IÖW, IKEM, BBH, BBHC (2020): Finanzielle Beteiligung von betroffenen Kommunen bei Planung, Bau und Betrieb von erneuerbaren Energieanlagen (FinBEE). [online] [https://www.ioew.de/fileadmin/user\\_upload/BILDER\\_und\\_Downloaddateien/Publikationen/2020/FinBEE\\_Bericht\\_WEA\\_09092020.pdf](https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2020/FinBEE_Bericht_WEA_09092020.pdf) [letzter Zugriff 23.06.2023].

BBEn (2023): Eckpunkte eines Energy Sharing Modells. [online] [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/Positionspapiere/Eckpunkte\\_eines\\_Energy\\_Sharing\\_Modells\\_Positionspapier\\_BBEn.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Positionspapiere/Eckpunkte_eines_Energy_Sharing_Modells_Positionspapier_BBEn.pdf) [letzter Zugriff 28.06.2023].

## Impressum

Auftraggeber: Bündnis Bürgerenergie e. V.

Autoren:

Fabian Huneke

Filipp Roussak

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Juli 2023

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.