

Bürgerenergie im erneuerbaren Energiesystem

Sommerbericht 2023



Sommerbericht 2023 - Bürgerenergie im erneuerbaren Energiesystem

Positionspapier

Einleitung.....	2
Zusammenfassung für Entscheidungsträger*innen.....	3
Kapitel 1: Forderungen zur Finanzierung der erneuerbaren Energien.....	5
I. Die Ausnahme der Bürgerenergie von Ausschreibungen erhalten und verbessern.....	5
II. Das Förderprogramm Bürgerenergiegesellschaften erweitern und entbürokratisieren...	7
III. Bürger*innenbeteiligung bei großen Erneuerbare-Energie-Projekten vorsehen.....	8
IV. Contracts for Difference nur unter bestimmten Bedingungen einführen.....	9
V. Power Purchase Agreements ausfallsicher gestalten.....	10
Kapitel 2: Forderungen zum Ausbau und zur Einbindung von Flexibilitätsoptionen.....	12
I. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung unbürokratisch ermöglichen.....	12
II. Lokale Peer-to-Peer-Stromversorgung.....	13
III. Vor-Ort-Versorgung mit Gebäudeenergiegesetz verzahnen.....	14
IV. Energy Sharing in Bürgerenergiegesellschaften ermöglichen.....	15
V. Wirtschaftliche Anreize für die Bereitstellung von dezentralen Flexibilitäten setzen....	16
V.I. Variable Netzentgelte einführen.....	18
V.II. Regionale Flexibilitätsmärkte einführen.....	19
Kapitel 3: Forderungen zur Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung.....	20
Kapitel 4: Forderungen zur Implementierung von lokalen Signalen.....	21
Weitere aktuelle Herausforderungen: Die Bürgerenergie im Akteurs-Zusammenspiel für die Energiewende.....	23
I. Die Bürgerenergie in der kommunalen Wärmeplanung zum bevorzugten Partner der Kommunen machen.....	23
II. Die Flächenpachtpreise begrenzen.....	24
III. Die Professionalisierung der Bürgerenergie-Strukturen politisch flankieren.....	24
IV. Die Bürgerenergie bei der prozessualen Bürger*innenbeteiligung verankern.....	25

Einleitung

Die Bürgerenergie kann der entscheidende Faktor in der Transformation des Energiesystems sein. Entscheidende Fragen, wie ein komplett erneuerbares Stromsystem aussehen kann, werden in Debatten um das Strommarktdesign der Zukunft verhandelt. Diskutiert wird dies im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS), initiiert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klima. Beteiligt sind Akteur*innen aus der Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und aus der Zivilgesellschaft - so auch das Bündnis Bürgerenergie.

Die Bürgerenergie hat zahlreiche Vorteile wie die gerechtere Verteilung der Wertschöpfung, die Förderung der Akzeptanz und gesellschaftlichen Trägerschaft des Energiesystem-Umbaus, sie kann Flexibilitätspotenziale heben, die Digitalisierung vorantreiben und die Transformationsgeschwindigkeit erhöhen. Der Sommerbericht der Bürgerenergie sammelt und erläutert die politischen Forderungen der Bürgerenergieakteur*innen an ein nachhaltiges und dezentral organisiertes Energieversorgungssystem.

Um die Vorzüge der Bürgerenergie zu realisieren, ist das regulatorische Umfeld maßgebend. Die Weichenstellungen des Strommarktdesigns der Zukunft werden bei der PKNS in vier Arbeitsgruppen diskutiert: (1) Finanzierung der erneuerbaren Energien, (2) Flexibilitäten, (3) Steuerbare Kapazitäten und (4) Lokale Signale. Entsprechend ist der Sommerbericht der Bürgerenergie gegliedert. Abschließend werden in einem letzten Abschnitt weitere aktuelle Herausforderungen für die Bürgerenergie adressiert.

Zusammenfassung für Entscheidungsträger*innen

Mit dem „Sommerbericht der Bürgerenergie“ legt das Bündnis Bürgerenergie (BBEn) seine Forderungen zur Reform des Energiemarktes vor. Die Forderungen des BBEn werden im Kontext der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) erhoben und bedienen sich daher der Systematik der PKNS. Zu den **wichtigsten fünf Forderungen des BBEn** gehören (1) die **Einführung von Energy Sharing**, bei dem Mitglieder von Bürgerenergiegesellschaften vergünstigt Strom aus regionalen erneuerbaren Anlagen beziehen; (2) die Einführung der **gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung** als bürokratiearme Ergänzung zum Mieterstrom sowie deren **Ausweitung auf das lokale Verteilnetz mittels Peer-to-Peer-Stromversorgung**; (3) die **Stärkung und Entbürokratisierung der bestehenden Bürgerenergie-Regeln** und -Förderprogramme; (4) wirtschaftliche Anreize für die Bereitstellung von dezentralen Flexibilitäten, v.a. mit der Einführung von variablen Netzentgelten sowie (5) die **Stärkung lokaler Signale**.

Im Arbeitsbereich **Finanzierung der erneuerbaren Energien** fordert das BBEn erstens eine **Verbesserung der Bürgerenergie-Ausnahme** von den Ausschreibungen. Zweitens soll die Finanzierung von Bürgerenergie-Projekten durch die **Erweiterung u.a. auf Photovoltaik-Anlagen und die praxistaugliche Entbürokratisierung des Förderprogramms** „Bürgerenergiegesellschaften“ erleichtert werden. Drittens fordert das BBEn neben der Kommunalbeteiligung die Einführung einer **Bürger*innen-Beteiligung** an erneuerbaren Projekten. Viertens formuliert das BBEn **Bedingungen an CfDs**, darunter Bestandsschutz, den Erhalt anderer Vermarktungsformen sowie ausreichende Puffer. Fünftens fordert das BBEn die **ausfallsichere Gestaltung von PPAs**.

Hinsichtlich des **Arbeitsbereichs Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen** fordert das BBEn erstens, die **gemeinschaftliche Gebäudeversorgung** als bürokratiearme Ergänzung zum Mieterstrom einzuführen. Zweitens fordert das BBEn die Einführung eines Modelles lokaler **Peer-to-Peer-Stromversorgung**. Drittens fordert das BBEn die Verzahnung der Vor-Ort-Versorgung mit dem Quartiersansatz des GEG zur **Ermöglichung der gemeinsamen Wärme- und Kälteversorgung**. Viertens fordert das BBEn die **Einführung von Energy Sharing**, bei dem Mitglieder von Bürgerenergiegesellschaften vergünstigt Strom aus regionalen erneuerbaren Anlagen beziehen. Fünftens setzt sich das BBEn für **wirtschaftliche Anreize für die Bereitstellung von dezentralen Flexibilitäten** ein. Hier fordert das BBEn verlässliche Strukturen im Rollout intelligenter Messtechnik, die verpflichtende Überführung in die Bilanzierung anhand von Werten, die Erweiterung der Regelung in §13 Abs. 6b EnWG, die Einführung variabler Netzentgelte beginnend auf der 7. Netzspannungsebene, die Veränderung der Netzentgeltstruktur hin zu sinkenden Arbeitspreisen und höheren Grundpreisen, die Einführung regionaler Flexibilitätsmärkte sowie eine verbesserte Transparenz lokaler Netzzustände.

Hinsichtlich des Arbeitsbereiches **Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung** unterstützt das BBEn die Bestrebungen der Bundesregierung und der EU-Kommission zur **Erhaltung des Energy-only-Marktes als zentralem Dispatch-Instrument im europäischen Stromhandel**. Dabei gilt es die **Akteursvielfalt** zu wahren. Die darüber hinaus notwendige **Absicherung steuerbarer Kapazitäten muss jedoch mit möglichst wenig Einfluss auf den EOM** und andere Flexibilitätsinstrumente gestaltet werden. Hierbei sollten Bioenergie-Anlagen und Batteriegroßspeicher berücksichtigt werden.

Hinsichtlich des Arbeitsbereiches Implementierung von lokalen Signalen fordert das BBEn die **Stärkung lokaler Signale**, um sowohl eine verbrauchsnahe Stromerzeugung als auch die Ausrichtung einer netzdienlichen Allokation und Fahrweise von Flexibilitäten

anzureizen. Lokale Signale können sich hierbei in vielschichtiger Form ausprägen. Der zentrale Aspekt hierbei ist vor allem, die dezentrale Energiewende sowohl zeitnah als auch vollständig umsetzen zu können. An dieser Grundprämisse sollten sich die Vorschläge für lokale Signale messen lassen.

Jenseits des Fokus der PKNS erhebt das BBE Anforderungen im Bereich **weiterer aktueller Herausforderungen**. So muss die Bürgerenergie in der **kommunalen Wärmeplanung** zum bevorzugten Partner der Kommunen gemacht werden. Des Weiteren sind Maßnahmen zur **Begrenzung der Flächenpachtpreise** dringend erforderlich. Die laufende **Professionalisierung der Bürgerenergie**-Strukturen muss politisch flankiert werden. Außerdem muss die Bürgerenergie bei der **prozessualen Bürger*innenbeteiligung** verankert werden.

Kapitel 1: Forderungen zur Finanzierung der erneuerbaren Energien

Das gegenwärtige Fördersystem für erneuerbare Energien ist nicht zeitlich unbegrenzt. Das EEG sieht mit dem Ende der Stromerzeugung aus Kohle die Beendigung der EE-Förderung vor; die Europäische Kommission bringt aktuell einen Vorschlag zur Reform des Strommarktes ein, der die Förderung fix an eine Gewinnabschöpfung knüpft. All dies schafft Unsicherheit in einem Feld, in dem zur Zielerreichung eigentlich feste, langfristige Sicherheiten notwendig sind. Wir rufen die Bundesregierung daher auf, langfristige Investitionssicherheit für erneuerbare Energien durch entsprechende Schritte im deutschen wie im europäischen Gesetzgebungsprozess zu gewährleisten.

I. Die Ausnahme der Bürgerenergie von Ausschreibungen erhalten und verbessern

Das Bündnis Bürgerenergie hat sich seit jeher kritisch gegenüber dem System der Ausschreibungen positioniert. Aus unserer Sicht hat die Einführung der Ausschreibungen zu einem deutlichen Vertrauensverlust und damit zum Einbruch insbesondere des Windkraftausbaus geführt. In der Folge sind die deutschen Hersteller von Windkraft-Komponenten in starke Bedrängnis gekommen. Wir begrüßen, dass in § 22 Abs. 2 Nr. 1 sowie Abs. 3 Satz 2 EEG 2023 die allgemeine Ausschreibungsschwelle von Windenergie- und Photovoltaikanlagen von 750 auf das europarechtlich Mögliche in Höhe von 1000 Kilowatt angehoben wurde. Dies kann jedoch nur ein Anfang sein. Die vielfach unterzeichneten Ausschreibungen im Segment ab 1000 Kilowatt zeigen bei den immensen, für die Energiewende nötigen Zubaumengen die Absurdität des Ausschreibungssystems. Aus unserer Sicht braucht es keinen Energiewende-Deckel, stattdessen müssen alle Potenziale gehoben werden. Würde die Marktprämie von Neuanlagen wieder über ein neu aufgelegtes und sehr überschaubares umlagenbasiertes Marktprämienmodell finanziert, könnte auf das Ausschreibungssystem gänzlich verzichtet werden, weil die Umlage nicht unter das EU-Beihilferecht fällt, wie der EuGH festgestellt hat. Noch besser wäre, wenn in der gesamten EU der Rechtsrahmen angepasst würde und Ausschreibungen keine Pflicht darstellen.

Innerhalb des aktuellen Beihilferechts erlaubt die EU immerhin die Ausnahme von Bürgerenergiegesellschaften von den Ausschreibungen. Der Gebrauch dieser Option stellt aus unserer Sicht die Mindestlösung dar. Denn weil Bürgerenergiegesellschaften das Risiko, bei einer Ausschreibung leer auszugehen, in aller Regel nicht auf mehrere Projekte streuen können, ist das Ausschreibungs-System für die Bürgerenergie in jedem Fall ungeeignet. Wir begrüßen daher, dass Bürgerenergiegesellschaften nach § 22 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2023 bei Windenergieanlagen bis 18 Megawatt und nach § 22 Abs. 3 Satz 2 Nr. 1 und 2 EEG 2023 bei Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis 6 Megawatt von den Ausschreibungen ausgenommen sind.

Allerdings ist nicht nachvollziehbar, warum die Ausnahme von den Ausschreibungen in § 22b Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 Nr. 2 EEG 2023 an praxisferne Erfordernisse geknüpft ist. Es ist

aus unserer Sicht insbesondere nicht ersichtlich, warum eine Bürgerenergiegesellschaft und ihre Mitglieder, die juristische Personen sind, nicht mehr als ein Wind- und ein Solarfreiflächenprojekt in drei Jahren umsetzen dürfen sollen. Wir sind der Ansicht, dass es bei den hohen Voraussetzungen für Bürgerenergiegesellschaften keinerlei Beschränkung auf Projekte pro Technologie und einem festgelegten Zeitraum für Bürgerenergiegesellschaften geben darf. Aus unserer Sicht ist es geradezu absurd, dass Bürgerenergiegesellschaften, die Erfahrungen in der Projektentwicklung gemacht haben, ihre Fähigkeiten - weder innerhalb des Ausschreibungssystems noch im Rahmen der Ausnahme von den Ausschreibungen - weiter anwenden dürfen und ihre Projektpipeline verfallen lassen müssen.

Darüber hinaus sehen wir einen erheblichen Anpassungsbedarf der Definition der Bürgerenergiegesellschaft aus § 3 Nr. 15 EEG 2023. Die Regelung zu Zusammenschlüssen geht an der Praxis vorbei und sollte alle Projektgesellschaften, d.h. neben Zusammenschlüssen auch Tochtergesellschaften, mitbedenken. Wir schlagen vor, dass auch Projektgesellschaften unter die Definition fallen, wenn eine der beteiligten Muttergesellschaften aus dem Beteiligungsgebiet mindestens 51 Prozent der Stimmrechte und 51 Prozent der Anteile an der Projektgesellschaft hält und aus mindestens 50 natürlichen Personen besteht, die bei der Zusage zum Netzanschluss, der Stellung des Bauantrages bzw. der BImSchG-Genehmigung seit mindestens einem Jahr im Beteiligungsgebiet gemeldet sind und die mindestens 70 Prozent der Stimmrechte an der Muttergesellschaft halten.

Die Anpassung des Höchstwerts in den Ausschreibungen um 25 % ist der Bürgerenergie zudem für Projekte, die 2023 (Photovoltaik und Windenergie) und 2024 (nur Windenergie) realisiert werden, nicht vergönnt. Denn Bürgerenergieanlagen außerhalb der Ausschreibung erhalten bei Photovoltaikanlagen gem. § 48 Abs. 1a EEG 2023 als Zuschlagswert den Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine im Vorjahr sowie gem. § 46 Abs. 1 EEG 2023 bei Windenergie den Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine im Vorvorjahr. Damit werden die Bürgerenergieakteure erst mit großer Verzögerung von der Erhöhung des Ausschreibungs-Höchstpreises profitieren können. Was als Vorteil für die Bürgerenergie gedacht war, ist nun zu einem eklatanten Nachteil geworden. Eine solche Benachteiligung kann politisch nicht gewollt sein, eine Nachjustierung sollte zeitnah erfolgen. Wir fordern, die Marktprämie für Bürgerenergiegesellschaften bei PV-Anlagen in 2023 auf den aktuellen Höchstwert und bei Wind-Anlagen auch in 2024 Jahr auf den aktuellen Höchstwert festzusetzen.

Photovoltaikanlagen von Bürgerenergiegesellschaften sollten auf allen Flächen der PV-Flächenkulisse des EEG 2023 möglich sein, auch auf benachteiligten Flächen. Aus unserer Sicht sollte die Bundesregierung darüber hinaus noch weiter gehen: In jeder Kommune in jedem Bundesland sollte aus unserer Sicht ohne weitere Vorbedingungen ein Bürgersolarpark bis 6 Megawatt durch eine Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nr. 15 EEG 2023 förderfähig sein und die staatlich festgelegte Marktprämie erhalten können. Somit könnte jede Kommune einen solchen marktprämienfähigen Bürgersolarpark genehmigen, nicht nur die, die zufällig über Flächen mit einer EEG-Flächenkulisse verfügen. Die Kommunen bestimmen ohnehin selbst durch den B-Plan, ob und wo ein Bürgersolarpark entsteht.

Die aktuelle Regelung zur Anlagenzusammenfassung übersieht zudem eine wichtige Konstellation: Um einen Missbrauch der neuen Ausschreibungsregelungen zu verhindern (mehrere Wind- bzw. Solarparks von Bürgerenergiegesellschaften werden nebeneinander errichtet), wurde die Anlagenzusammenfassung im § 24 Absatz 2 EEG 2023 geändert. Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften werden mit allen anderen Anlagen derselben Technologie verklammert, die im Abstand von 2 Kilometern Luftlinie und innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten errichtet werden, also auch PPA- oder Ausschreibungs-Anlagen, Anlagenerweiterungen oder Repowering-Projekte. Dadurch werden sich Projekte gegenseitig blockieren. Im Falle von Solarparks müsste die Standortkommune, die Bebauungspläne für die Solarparks erlässt, in solchen Fällen eine Entscheidung treffen, ob der maximal 6 MW große Bürgersolarpark errichtet wird oder der in der Regel größere andere Solarpark (Ausschreibung oder PPA). Die mit dem EnSiG beschlossene Regelung zur Anlagenerweiterung von Solarparks löst das Problem nicht. Wir schlagen daher vor, dass nur Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften weiterhin untereinander verklammert werden, um die beihilferechtlichen Vorgaben für Bürgerenergie nicht unterlaufen zu können. Allerdings sollte ein von einer Bürgerenergiegesellschaft errichteter Solarpark nicht mit anderen Solarparks verklammert werden, sowie ein von einer Bürgerenergiegesellschaft errichteter Windpark nicht mit anderen Windparks. So können innerhalb von 2 Kilometern ein Bürgerenergie-Park und ein Nicht-Bürgerenergie-Park stehen. PPA-Projekte sollten generell nicht Teil der Anlagenzusammenfassung sein. Wir schlagen folgende konkrete Ergänzung in § 24 Abs. 2 EEG 2023 vor: “Abweichend von Nummer 2 werden Anlagen, die keinen Anspruch auf Zahlungen nach § 19 Absatz 1 haben, nicht mit anderen Anlagen zusammengefasst. Abweichend von Nummer 2 werden Anlagen, die von einer Bürgerenergiegesellschaft nach § 22b errichtet werden, nicht mit anderen Anlagen derselben Technologie zusammengefasst, es sei denn, diese werden ebenfalls von einer Bürgerenergiegesellschaft nach § 22b errichtet.”

II. Das Förderprogramm Bürgerenergiegesellschaften erweitern und entbürokratisieren

Wir begrüßen das Förderprogramm Bürgerenergiegesellschaften, das das Risiko der Planung von Windenergieanlagen reduziert. Das aufgelegte Bundesprogramm ist jedoch deutlich bürokratischer und thematisch begrenzter als der unbürokratische Bürgerenergiefonds, mit dem in Schleswig-Holstein beste Erfahrungen gemacht wurden. So ist beispielsweise beim schleswig-holsteinischen Fonds nicht nur die Windenergie förderfähig, sondern alle Maßnahmen, die zur Treibhausgasminderung beitragen – auch solche für erneuerbare Wärme, neue Mobilität, Energieeffizienz und Digitalisierung im Energiesektor. Das Förderprogramm Bürgerenergiegesellschaften sollte sehr zeitnah nach dem unbürokratischen Modell aus Schleswig-Holstein zumindest auf Photovoltaik-Projekte, bestenfalls auf weitere erneuerbare Technologien, ausgeweitet werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt betrifft die Ideenphase vor der Gründung einer Gesellschaft. Da sich in Schleswig-Holstein zu Beginn nur mindestens sieben natürliche Personen zusammenschließen müssen, sind Projekte bereits in einer sehr frühen Phase förderfähig. Im Bundesprogramm dagegen gilt eine Bürgerenergiegesellschaft nur dann als förderfähig, wenn sie aus mindestens 50 natürlichen Personen besteht. Dementsprechend fördert der Bund die Gesellschaften nicht schon in der Gründungsphase. Hier ist aus BBEn-Sicht eine

flexible Gründungsphase wünschenswert, die zu Beginn auch weniger Mitglieder als 50 erfordert, dies perspektivisch aber erreicht werden soll (z.B. zur Inbetriebnahme).

Die Förderung von maximal 200.000 Euro reicht darüber hinaus in der Praxis nicht annähernd aus, um wie angestrebt 70 Prozent der Planungs- und Genehmigungskosten abzudecken. Die für Windprojekte standardmäßig erforderlichen Gutachten zum Windertrag, zu Avifaunistik und Lärmemissionen sowie zum Baugrund sind in den letzten Jahren erheblich teurer geworden. Die anziehende Nachfrage wegen der positiven politischen Signale verknappt derzeit die Gutachter-Ressourcen. Dies verschärft die Situation aktuell zusätzlich zur Inflation noch einmal (belegbare Beispiele aus der jüngsten Praxis: Avifaunistik-Gutachten 2015: 50.000 €; Avifaunistik-Gutachten 2023: 100.000 €). Aus diesem Grund wäre eine Indexierung / Fördersummenanpassung begrüßenswert, auch wenn die entsprechenden beihilferechtlichen Limitierungen bekannt sind. Das im Hause des BMWK derzeit in Neuauflage / Überarbeitung befindliche Programm „INVEST“ könnte an dieser Stelle einen beihilfekonformen Weg aufzeigen, Eigenanteile der Bürgerenergiegesellschaften als förderfähiges Wagniskapital anzuerkennen. Dies beträfe a) die 30% Eigenanteile der in diesem Programm geförderten Ausgaben und b) die über die Maximalförderung dieses Programms hinausgehenden Ausgaben. Das BAFA war bisher auch die für das Programm INVEST zuständige Bewilligungsbehörde.

Zu kritisieren ist zudem der Förderausschluss von bereits vor Antragstellung getätigten Ausgaben bzw. erteilten Aufträgen. Diese Anforderung ist praxisfern, da beispielsweise vogelkundliche Gebietsbegehungen und Gutachten bis spätestens Ende eines Jahres beauftragt werden müssen. Ansonsten geht ein Jahr im Gesamtprozess verloren. Eine Inkaufnahme der Verzögerung des Genehmigungsprozesses um ein Jahr durch die Bewilligungsbehörde deckt sich nicht mit dem Förderzweck des Richtliniengebers. Das BBE schlägt folglich eine angepasste Verwaltungspraxis vor. Wir sind überzeugt, dass insbesondere die Ausgaben oder Auftragsvergaben vor dem Start des Programms bzw. vor Bekanntwerden der Programmmodalitäten aus rechtlicher Sicht generell problemlos als förderfähig anerkannt werden müssten. Sollte dies nicht möglich sein, kann - wenn hinreichend Grund zur Annahme besteht, dass die Antragsteller*innen das Förderprogramm bei Tätigung der Ausgabe bzw. Vergabe des Auftrags nicht gekannt haben - die Bewilligungsbehörde eine „Wiedereinsetzung in den vorigen Stand“ prüfen und gewähren (§ 32 VwVfG). Ein entsprechender Antrag kann seitens der Bewilligungsbehörde auch angeregt werden.

III. Bürger*innenbeteiligung bei großen Erneuerbare-Energie-Projekten vorsehen

Damit neue Wind- und Solarparks in der notwendigen Geschwindigkeit errichtet werden können, ist eine angemessene finanzielle Beteiligung der Bürger*innen aus unserer Sicht unerlässlich. Die Menschen werden den enormen Zubau von neuen Erneuerbaren-Anlagen in ihrer Lebensumgebung nur dann befürworten, wenn sie selbst (finanziell) davon profitieren. Aus diesem Grund sollte das BMWK schnellstmöglich den politischen Arbeitsauftrag aus dem Entschließungsantrag des Deutschen Bundestages zum EEG 2023 vom 5. Juli 2022 umsetzen. Hier heißt es, dass der Bundestag die Bundesregierung auffordert, die Spielräume auf Bundesebene für die Akzeptanz des Erneuerbaren-Ausbaus

zu identifizieren, die sich durch die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zur Kommunal- und Bürgerbeteiligung bei Erneuerbare-Energien-Anlagen in Mecklenburg-Vorpommern ergeben. Auf dieser Grundlage sollen gemeinsam mit den kommunalen Spitzenverbänden und der Erneuerbaren-Branche Vorschläge für eine weitergehende Kommunal- und Bürgerbeteiligung entwickelt werden. Erfreulicherweise kündigt das BMWK in seiner aktuellen Fassung der PV-Strategie vom 5. Mai an, dass es plane, ein Rechtsgutachten zu beauftragen, das untersuchen soll, ob im Rahmen der finanziellen Beteiligung weiterer rechtlicher Handlungsspielraum für den Bund besteht, bspw. im Hinblick darauf, ob die finanzielle Beteiligung verpflichtend ausgestaltet werden kann.

Wir sind überzeugt, dass Bürgerbeteiligung ein nicht zu unterschätzender Faktor für eine gesteigerte regionale Wertschöpfung, eine erhöhte Akzeptanz und den Anreiz für Investitionen darstellt. Wir werden in den nächsten Monaten eine wissenschaftliche Studie mit konkreten Vorschlägen zur verbesserten finanziellen Beteiligung der Bürger*innen auf Bundesebene vorlegen. Gerne bringen wir diese Vorschläge in die Diskussion mit der Bundesregierung, den kommunalen Spitzenverbänden und der Erneuerbaren-Branche ein.

Damit die gesamte Energiewende bürgernäher wird, sollte es für Bürger*innen die Möglichkeit geben, sich auch an großer Energieinfrastruktur (Offshore-Wind-Projekte, Großspeicher, erneuerbare Fernwärmenetze) zu beteiligen bzw. Projekte vollständig über Bürgerenergiegesellschaften zu finanzieren.

IV. Contracts for Difference nur unter bestimmten Bedingungen einführen

Die von der Bundesregierung und der Europäischen Kommission ins Spiel gebrachten Contracts for Difference (CfD) für die weitere Förderung erneuerbarer Energien können unter bestimmten Bedingungen ein zweckmäßiges Instrument sowohl für die Refinanzierung des Erneuerbaren-Zubaus wie auch für die Absicherung verlässlicher Energiepreise für Verbraucher*innen sein. Allerdings besteht auch die Gefahr, dass CfDs die bisherigen Erfolge bei der Marktintegration von Solar- und Windenergie konterkarieren und dass gerade dezentrale Flexibilitätsmodelle keine Zukunft mehr haben. Hier kommt es entscheidend auf die Ausgestaltung an. Insbesondere müssten folgende Punkte beachtet werden:

- **Keine Umstellung von Bestandsanlagen**
Bislang errichtete Anlagen haben eine Refinanzierung auf Basis der zum Projektierungszeitpunkt geltenden Rahmenbedingungen konzipiert. Eine nachträgliche Umstellung des Fördermechanismus könnte die ursprünglichen Kalkulationen komplett über den Haufen werfen. Gerade für Bürgerenergieanlagen, die oftmals mit deutlich geringeren Renditen geplant werden als die von kommerziellen Anbietern, könnten schon nur geringe Einschnitte bei den Einnahmen zu einem Verlustgeschäft führen.
- **Abschöpfung auf reale Erlöse statt auf "fiktive Erlöse"**
Es ist von zentraler Bedeutung, dass eine potenzielle Abschöpfung auf reale und nicht auf "fiktive" Erlöse abzielt. Wie bereits die Strompreisbremse gezeigt hat würde eine fiktive Abschöpfung dazu führen, dass alle Vermarktungswege außerhalb des Referenzmarktes (Spotmarkt) zum Erliegen kommen würden. Dies schließt auch die wichtigen PPAs ein und würde zudem die Terminmärkte ausbluten lassen, was sehr wahrscheinlich zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten führen dürfte.
- **Vermarktungsanreize erhalten und ausreichende Puffer einplanen**
Es ist nachvollziehbar, dass mit CfDs ungeplante Zusatzgewinne abgeschnitten und

für gesellschaftliche Belange eingesetzt werden sollen. Wenn die nach unten absichernden Fördergarantien aber mit den nach oben gewinnbegrenzenden Abschöpfungswerten komplett gleichgesetzt würden, wären jegliche Vermarktungsanreize beim Betrieb der Anlagen genommen. Eine flexiblere bzw. netzdienliche Einspeisung bzw. die Einbindung von Flexibilitätstechnologien würde vollkommen uninteressant, der Anlagenbetrieb kehrte auf Kosten der gut funktionierenden Direktvermarktung zum eigentlich überwundenen „produce and forget“ zurück. Damit wäre auch der Anreiz zu dezentralen Versorgungskonzepten, die fluktuierende Einspeisung sinnvoll vor Ort nutzen bzw. ins Gesamtsystem einbinden, dahin. Eine CfD-Förderung müsste daher in jedem Fall gewisse Spielräume zwischen den beiden Seiten, also zwischen Absicherung und Abschöpfung, belassen (Cap & Floor). Der aus der Strompreisbremse bekannte Pufferwert von 3 Cent pro Kilowattstunde sollte die Mindestgröße für diesen Vermarktungsspielraum sein. Darüber hinaus braucht es einen absoluten Puffer, um fixe Mehrkosten und Risiken abzupuffern, sowie einen relativen Puffer, da Marktwerttrisiken mit dem Strompreisniveau zunehmen.

- **Andere Vermarktungsformen zulassen**

Auch bei einer Umstellung auf ein CfD-Fördersystem muss es möglich bleiben, Erneuerbaren-Anlagen förderfrei zu vermarkten – schon allein wegen der zurzeit aufgrund des Doppelvermarktungsverbots ansonsten nicht generierbaren Grünstromzertifikate. Eine Verpflichtung zur Teilnahme an einem CfD-System lehnen wir daher strikt ab. Darüber hinaus muss die Ausgestaltung des CfD-Systems so erfolgen, dass die förderfreie Vermarktung weiterhin wirtschaftlich sinnvoll und möglich bleibt. Dies ist nicht ohne Weiteres gegeben, da ein Spannungsfeld zwischen der förderfreien Vermarktung und den abschöpfungsbasierten CfD-Systemen besteht. Mit einer gewissen Flexibilität in der Anwendung und Nutzung der CfDs kann dieses Spannungsfeld aufgelöst werden. Diese Flexibilität muss allerdings so eingegrenzt werden, dass keine optimierte Nutzung der Förderung und der förderfreien Vermarktung auf Kosten der Allgemeinheit erfolgt. So könnte es beispielsweise Wechselmöglichkeiten zwischen dem CfD-Fördersystem und einer förderfreien Vermarktung geben – um die Zielstellung von CfD nicht zu konterkarieren, sollten diese Wechselmöglichkeiten dann aber deutlich eingeschränkt werden. Auch ist zu prüfen, ob das CfD-System für alle Technologien gleichermaßen zielführend ist. Eine gemischte Förderlandschaft, die sowohl CfD als auch eine gleitende Marktprämie umfasst, wäre aus unserer Sicht denkbar.

- **Keine Ausschreibungen für die Bürgerenergie**

Sollten CfD eingeführt werden, dürfen Cap und Floor für Strom aus Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften nicht mittels Ausschreibungen festgelegt werden. Die bestehende Ausnahme der Bürgerenergie von Ausschreibungen müsste in einem CfD-Rahmen fortgeführt werden. Angesichts des enormen Zubaubedarfs wäre zudem zu prüfen, ob generell auf Ausschreibungen verzichtet wird und staatlich festgelegte CfD-Cap und -Floor zur Anwendung kommen.

V. Power Purchase Agreements ausfallsicher gestalten

Neben dem geförderten Zubau als zentraler Säule der Energiewende ist der förderfreie Zubau der Erneuerbaren von hoher Bedeutung. Für eine ausreichende Investitionssicherheit ist der Abschluss langfristiger Stromlieferverträge (PPAs) ein wichtiges Mittel. Auch in der Bürgerenergie-Szene spielen PPAs daher als Vermarktungsoption für Solar- und Windstrom zunehmend eine wichtigere Rolle. Außerdem ermöglichen sie es, einen bilanziellen Zusammenhang zwischen produzierten und gelieferten Strommengen herzustellen - nach dem Motto: „Strom von Bürger*innen für Bürger*innen“. Dieses Potenzial sollte aus Sicht der Bürgerenergie weiter genutzt werden können.

PPAs sind zugleich ein wichtiges Instrument für die marktliche Integration von Erneuerbaren. Denn über ihre Rolle als Absicherungs- und Finanzierungsinstrument hinaus geben sie zentrale Impulse für die energiewirtschaftliche Integration des fluktuierenden Solar- und Windstroms. So müssen Abnehmer*innen der Strommengen aus PPAs ihre Beschaffungsstrategien anpassen und mit der Fluktuation umgehen. Das führt auch zu einem Anreiz, Flexibilität zu heben und diese für eine bessere Portfoliointegration der Erneuerbaren zu nutzen. Auch hier kann die Bürgerenergie einen wichtigen Beitrag leisten.

Allerdings sind hierfür gewisse Anforderungen zu erfüllen. Das Risiko der Nutzung dieser PPAs ist für Betreiber*innen höher als die Nutzung staatlicher Förderungen, denn mit ihnen gehen Ausfallrisiken und Herausforderungen in der energiewirtschaftlichen Einbindung einher.

Um den wichtigen Markt für PPAs zu stärken, sollte die Bundesregierung daher Maßnahmen zur Risikominderung einführen. Dafür muss die Bundesregierung Garantien und Absicherungsmechanismen etablieren. Da Risiken insbesondere für kleinere Akteure eine große Herausforderung darstellen, sollten Bürgerenergieprojekte hier besonders gewürdigt und unterstützt werden. Während große Marktakteure die Risiken über eine Vielzahl von Projekten in ihrem Portfolio streuen können, haben viele lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften diese Option nicht. Für diese sollte der Staat eine gesicherte Abnahme einführen. Im Fall der Insolvenz des PPA-Abnehmers würde dann der Staat die Strommengen zum im PPA vereinbarten Preis abnehmen, bis ein neues PPA abgeschlossen wurde.

Ein weiterer Hebel liegt in der Entbürokratisierung und dem Hemmnisabbau - auch bei kleineren PPA-Projekten. Es darf nicht sein, dass die Umsetzbarkeit vom guten Willen der örtlichen Netzbetreibers abhängt. Die Aufgaben und Pflichten von VNB und wMSB müssen deutlich klarer definiert und geregelt werden. Zudem braucht es klare Fristen und Sanktionen, wenn diese übertreten werden. Gerade die Einbindung kleiner Anlagen ist derzeit mit einem unverhältnismäßigen Aufwand verbunden.

Kapitel 2: Forderungen zum Ausbau und zur Einbindung von Flexibilitätsoptionen

Die Versorgung mit erneuerbaren Energien und die Balancierung des Energiesystems wird in Zukunft stark auf der lokalen und der regionalen Ebene stattfinden. Es ist dadurch möglich, die vor Ort benötigte Energie ganz oder teilweise vor Ort zu produzieren. Das Strommarktdesign muss diese Regionalisierung abdecken. Dazu plädieren wir für eine subsidiäre Regulatorik. Auf lokaler Ebene sprechen wir von Vor-Ort-Versorgung. Die Vor-Ort-Versorgung setzt sich aus mehreren lokalen Versorgungsmöglichkeiten zusammen. Dazu gehören zum Einen drei Versorgungsmöglichkeiten "behind the meter" - individuelle Eigenversorgung, Mieterstrom und die neu einzuführende gemeinschaftliche Gebäudeversorgung. Zum Anderen gehört zur Vor-Ort-Versorgung die lokale Peer-to-Peer-Stromversorgung über das lokale Verteilnetz. Die regionale Versorgung innerhalb von Bürgerenergiegesellschaften – sogenanntes Energy Sharing – bildet die komplementäre Ebene zur Vor-Ort-Versorgung. Dadurch wird Subsidiarität zu einem Leitprinzip des Energiesystems. Die Stärkung der lokalen und regionalen Ebene führt nicht zur Abkopplung vom Gesamtsystem, sondern stützt es von unten. Neben den Versorgungsmodellen braucht es zusätzlich sich anhand der Netzsituation dynamisch bildende Flexibilitätsanreize, die zur Bewirtschaftung der Netzkapazitäten beitragen. Diese sollten über variable Netzentgelte eingeführt werden.

I. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung unbürokratisch ermöglichen

Wir begrüßen ausdrücklich die Überlegungen in der Photovoltaik-Strategie zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, die sich an das Modell der Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage (GEA) aus Österreich anlehnt. Die wichtigste Erkenntnis beim Mieterstrom ist, dass der EVU-Status und die damit einhergehenden Lieferantenpflichten viele Vermieter*innen und andere Anlagenbetreiber*innen davon abschrecken, Betriebsmodelle für die PV-Stromversorgung in größeren Gebäudekomplexen umzusetzen. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung bietet die Chance, eine einfach umsetzbare Verrechnung der eingespeisten und verbrauchten Strommengen zu ermöglichen, ohne auf die Einbindung eines professionellen Dienstleisters angewiesen zu sein. Die Stromerzeugung aus der PV-Anlage kann unter Nutzung intelligenter Messsysteme den Teilnehmenden zugewiesen und von deren Netzbezugsmengen abgezogen werden.

Ziel muss es sein, dass die bestehende physische Messlokation in virtuelle Marktlokationen aufgeteilt werden kann: Der bezogene Netzstrom sowie der bezogene Photovoltaik-Strom aller Mieter*innen wird über den virtuellen Summenzähler im Viertelstundentakt gemessen und virtuell bilanziert. Das Smart-Meter-Gateway wird als Infrastruktur am Netzanschlusspunkt installiert, während die einzelnen Haushalte eine moderne Messeinrichtung behalten (sofern die 1:n Anbindung sicherstellt, dass für alle Haushalte die Voraussetzung intelligenter Messsysteme gegeben bleibt). Gleichzeitig können auf dieser Basis mehrere Netzanschlusspunkte mit intelligentem Messsystem zu einer virtuellen

Kundenanlage zusammengefasst werden, ohne die derzeit erforderliche physische Zusammenlegung von Hausanschlüssen.

Eine Bilanzierungsformel teilt die beiden Stromquellen proportional zum Anteil am Gesamtverbrauch aller Mieter*innen rechnerisch in Netz- und Photovoltaik-Strom verbrauchsgenau pro Viertelstunde auf. Zusammen mit dem Stromerzeugungszähler der Solaranlage lässt sich damit für alle Teilnehmer*innen genau errechnen, wie viel Strom aus welcher Quelle bezogen und wie viel ins öffentliche Netz eingespeist wurde. Für die Überschusseinspeisung erhalten die Mieter*innen die Einspeisevergütung. Die Reststrommenge wird weiterhin von den jeweiligen Lieferanten der Mieter*innen geliefert und in Rechnung gestellt. Zudem muss es den Bewohner*innen natürlich frei stehen, ob sie an dem Modell teilnehmen wollen. Wichtig ist, dass die gewöhnlichen Lieferantenpflichten für die Betreiber*innen der Photovoltaikanlage bei Bereitstellung des PV-Stroms im Gebäude (wie in der PV-Strategie angekündigt) entfallen. Darüber hinaus dürfen für den Strom, der in der Kundenanlage bleibt, keine Abgaben wie Netzentgelte oder Stromsteuer berechnet werden.

II. Lokale Peer-to-Peer-Stromversorgung

Individuelle Eigenversorgung, Mieterstrom und die einzuführende gemeinschaftliche Gebäudeversorgung finden allesamt "behind the meter", d.h. ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, statt. Daneben braucht es ein weiteres Regulierungsmodell für die nahräumliche Stromversorgung, welches auf der untersten Ebene des öffentlichen Stromnetzes stattfinden soll. Dieses Regulierungsmodell besteht in der gemeinsamen Nutzung des Stroms aus einer Erzeugungsanlage über das öffentliche Stromnetz durch mindestens zwei, prinzipiell jedoch mehr teilnehmende Letztverbraucher*innen. In Anlehnung an eine von der Europäischen Kommission vorgeschlagene Regelung in der Neufassung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Artikel 15a) sprechen wir dabei von einer Peer-to-Peer-Stromversorgung. Abweichend vom Vorschlag der Europäischen Kommission schlagen wir vor, dass der Austausch der Strommengen nicht innerhalb einer gesamten Gebotszone, sondern lediglich auf der untersten Netzebene stattfindet, um einerseits die Idee des lokalen Zusammenhangs zu stärken und andererseits die lokal stattfindende Peer-to-Peer-Stromversorgung vom regional stattfindenden Energy Sharing in Bürgerenergiegesellschaften abzugrenzen.

Die im Rahmen der Peer-to-Peer-Stromversorgung gemeinsam genutzte Elektrizität sollte mit dem gesamten gemessenen Verbrauch verrechnet werden. Ziel muss es sein, dass die bestehenden physischen Messlokationen der Teilnehmer*innen in virtuelle Marktllokationen aufgeteilt werden können. Dazu ist insbesondere die verpflichtende Überführung in die Bilanzierung nach Werten (sog. Viertelstundenmessung) bei Einbau eines intelligenten Messsystems im Messstellenbetriebsgesetz wesentlich. Der bezogene Reststrom sowie der bezogene Photovoltaik-Strom jedes einzelnen Teilnehmers an der Peer-to-Peer-Stromversorgung werden unabhängig von ihrer Herkunft über die intelligenten Messsysteme im Viertelstundentakt gemessen. Eine Bilanzierungsformel teilt die beiden Stromquellen proportional zum Anteil am Gesamtverbrauch aller Teilnehmer*innen rechnerisch in Netz- und Photovoltaik-Strom verbrauchsgenau pro Viertelstunde auf.

Zusammen mit dem Stromerzeugungszähler der Solaranlage lässt sich damit für alle Teilnehmer*innen genau errechnen, wie viel Strom aus welcher Quelle bezogen und wie viel

ins öffentliche Netz eingespeist wurde. Für die Überschusseinspeisung erhalten die Teilnehmer*innen die Einspeisevergütung. Die Reststrommenge kann weiterhin vom jeweiligen Lieferanten der Teilnehmer*innen geliefert und in Rechnung gestellt werden, das heißt die Lieferantenwahlfreiheit bliebe erhalten. Zudem muss es den Teilnehmer*innen natürlich freistehen, ob sie an dem Modell teilnehmen wollen. Die Bundesnetzagentur sollte hierzu ein Messkonzept vorlegen, das die oben stehenden Anforderungen berücksichtigt, sodass bundesweit einheitlich darauf Bezug genommen werden kann.

Für die Peer-to-Peer-Stromversorgung sollten analog zum Vorschlag der Europäischen Kommission (Art. 15a Buchstabe e) bei der gemeinsamen Nutzung von Energie zwischen Haushalten mit einer installierten Kapazität von bis zu 10,8 kW sowie im Fall von Mehrparteienhäusern bis zu 50 kW keine Einhaltung von Versorgerpflichten im Sinne des EnWG notwendig sein.

In Anlehnung an die Regelung in Art. 22 Abs. 4 lit. d der EE-RL, welche von den Mitgliedstaaten fordert, dass „[...] kostenorientierte Netzentgelte sowie einschlägige Umlagen, Abgaben und Steuern gelten, mit denen sichergestellt wird, dass sie sich gemäß einer von den zuständigen nationalen Stellen erstellten, transparenten Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energiequellen, angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen“, schlagen wir vor, dass für die Peer-to-Peer-Stromversorgung reduzierte Netzentgelte Anwendung finden. Die Senkung der Netzentgelte sollte idealerweise im Rahmen einer Novellierung der Stromnebenkosten für alle Verbraucher*innen stattfinden, mit dem Ziel, das Preissignal des fluktuierenden Stromangebots durch ein Preissignal für die Bewirtschaftung und effiziente Auslastung der Netzinfrastruktur zu ergänzen. Das Zielbild sollte die beschleunigte Netzintegration steuerbarer Lasten in Wärme und Mobilität, bei gleichzeitiger Nutzung von Verbrauchsverschiebungs- und Verbrauchsreduktionspotentialen auf Haushaltsebene sein, um schneller mehr fluktuierende erneuerbare Erzeugung und steuerbare Last in der Sektorenkopplung zu ermöglichen. Die effiziente Bewirtschaftung der zeitweise ggf. knappen Verteilnetzkapazität erhält dabei Vorrang vor der Lastreduktion, die der Systemsicherung dient.

III. Vor-Ort-Versorgung mit Gebäudeenergiegesetz verzahnen

Die mithilfe von Eigenversorgung, Mieterstrom, gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung oder Peer-to-Peer-Stromversorgung ermöglichte Vor-Ort-Versorgung erlaubt es, die nach dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) vorgesehene Errichtung und den Betrieb gemeinsamer Anlagen zur zentralen oder dezentralen Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien auf der Basis von erneuerbarem Strom aus gemeinsamen Anlagen zu gewährleisten. Damit wird die Basis für eine integrierte Betrachtung von Strom und Wärme auf Ebene des Gebäudes und des Quartiers gelegt. Die oben beschriebenen Vor-Ort-Versorgungsmodelle sollten entsprechend im GEG sowie in den begleitenden Gesetzen (insbesondere im Wärmepflanzgesetz), Verordnungen, Normierungsprozessen, vor allem aber in den begleitenden Förderprogrammen berücksichtigt werden. Die vom BMWK angekündigte Regelung für die Abrechnung von Photovoltaik-Strom zur Wärme-/Warmwasserbereitung und für Allgmeinstrom im Rahmen der Betriebskostenabrechnung ist diesbezüglich ein erster Schritt, dem weitere folgen müssen.

IV. Energy Sharing in Bürgerenergiegesellschaften ermöglichen

Zur Einbindung von dezentralen Flexibilitätsoptionen muss zeitnah ein Regulierungsrahmen für das Energy Sharing geschaffen werden. Dieses Modell ermöglicht bei richtiger Ausgestaltung, dass Bürger*innen nicht mehr nur Erneuerbare-Energien-Anlagen gemeinsam betreiben, sondern den Strom ihrer Anlagen auch gemeinsam vergünstigt nutzen können. Dadurch wird die Entlastung von Haushalten und Bürger*innen verknüpft mit der unmittelbaren Teilhabe an der Energiewende, wodurch nachweislich die Akzeptanz und die Identifikation mit der Energiewende gestärkt wird. Energy Sharing kann zudem das Interesse am Bau von Erneuerbare-Energien-Anlagen vor Ort steigern und damit private wie öffentliche Investitionen mobilisieren. Zusätzlich schafft Energy Sharing Anreize, den Stromverbrauch an der Einspeisung der gemeinschaftlichen EE-Anlagen auszurichten, wodurch marktlich, volkswirtschaftlich wie auch netztechnisch positive Effekte erzeugt werden können.

Die Europäische Union hat Energy Sharing bereits 2019 in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Art. 22) mit einer Umsetzungsfrist bis Mitte 2021 verankert. Die Frist lief ohne entsprechende Umsetzung in deutsches Recht ab. So weist weder das EEG 2023 noch ein anderes Energiesgesetz bisher eine Regelung zum Energy Sharing auf. Aus diesem Grund enthält der Entschließungsantrag des Bundestags zum EEG 2023 vom 5. Juli 2022 einen Prüfauftrag an die Bundesregierung, Vorschläge für die Einführung von Energy Sharing im Rahmen der nächsten Gesetzgebungsprozesse zu unterbreiten. Diesem Auftrag kommt die Photovoltaik-Strategie nur insoweit nach als dass das BMWK einen Stakeholder-Dialog für die zweite Jahreshälfte 2023 angekündigt hat.

Aus Sicht des BBEn sollte das Recht auf Energy Sharing ein wichtiger Teil des in der zweiten Jahreshälfte zu verabschiedenden Solarpakets II sein. Beim Energy Sharing schließen sich mehrere regionale Stromverbraucher*innen (Bürger*innen, Kommunen und KMUs) zu einer Bürgerenergiegesellschaft zusammen und betreiben im räumlichen Zusammenhang eine oder mehrere Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die Bürgerenergiegesellschaft versorgt sich dabei teilweise aus ihren eigenen regionalen erneuerbaren Projekten. Nicht wie bisher, wo Bürgerenergiegesellschaften in Deutschland reine Erzeugungsanlagen in Bürger*innenhand darstellen, könnten mit einem Recht auf Energy Sharing in Deutschland nun alle beteiligten Bürger*innen bzw. Mitglieder von Bürgerenergiegesellschaften den Strom ihrer gemeinschaftlich betriebenen Anlagen auch beziehen und ihren Überschussstrom gemeinsam vermarkten. Damit würden gezielt Anreize für die lokale Nutzung von Flexibilitäten gesetzt, während Verbraucher*innen auch finanziell profitieren, indem der so direkt verbrauchte Strom, also zeitgleich zur Produktion verbrauchte Strom aus eigenen Anlagen, günstiger wäre als herkömmlich zugekaufter Strom.

Die Umsetzung von Energy Sharing führt trotz potenzieller volkswirtschaftlicher Gewinne durch den besseren regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zunächst einmal zu betriebswirtschaftlichen Mehrkosten für die Bürgerenergiegesellschaften, die das Energy Sharing umsetzen sowie die externen Dienstleister, die die Bürgerenergiegesellschaften bei der Umsetzung unterstützen welche ebenfalls zu decken sind. Die Mehrkosten bei der Umsetzung von Energy Sharing entstehen durch höheren Aufwand für die Abwicklung (¼

stündliche reale Bilanzierung statt SLP-Profile, usw.), Investitionen in IT, höhere Beschaffungskosten (durch stärkeren Kurzfristhandel, höheres Mengen- und Preisrisiko), höhere Ausgleichsenergiekosten als auch den Marktwertverlust der beteiligten Erneuerbaren Energien. Um diese Mehrkosten zu decken, bedarf es entweder einer entsprechenden Senkung der Stromnebenkosten für den Energy-Sharing-Anteil oder einer externalisierten Prämie. Zur Hebung notwendiger Flexibilitätspotentiale ist eine Stromnebenkosten-Novellierung wie z.B. der Netzentgelte für alle Verbraucher*innen geboten (vgl. Kapitel Kapitel 2 V.). Diese Möglichkeiten allein für Energy Sharing zu nutzen, wäre zu kurz gesprungen, zumal die Umsetzung äußerst komplex werden könnte. Daher ist eine externalisierte Prämie zur Realisierung von Energy Sharing besser als eine Senkung von Stromnebenkosten.

Wir schlagen eine Energy Sharing-Prämie in Höhe von 4,9 Cent pro Kilowattstunde für Solaranlagen bzw. 2,8 Cent für Windenergieanlagen vor. Diese Prämienhöhe basiert auf einer Studie zur kostenbasierten Ermittlung der Prämie durch Energy Brainpool¹. Für unsere detaillierte Position verweisen wir auf unser gemeinsam mit dem Bundesverband Erneuerbare Energie, dem Deutschen Raiffeisen- und Genossenschaftsverband und vielen weiteren veröffentlichtes Positionspapier² sowie unseren konkreten Gesetzesvorschlag³.

V. Wirtschaftliche Anreize für die Bereitstellung von dezentralen Flexibilitäten setzen

Flexibilitäten im Stromsystem wurden in der Vergangenheit vor allem zentral angereizt. Die Produktion in Großkraftwerken richtet sich nach erwarteten Verbrauchsmengen. Die Stromnetze wurden für eine weitreichende räumliche Flexibilität ausgelegt. Mit dem Umstieg auf erneuerbare Energien und der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität ändern sich die Anforderungen fundamental. Daher braucht es neue technologische Lösungen und Regeln, die Investitionen in dezentrale Flexibilitäten attraktiv machen und auch das Verbrauchsverhalten der Menschen systemdienlich beeinflussen. Eine Kernaufgabe ist in dieser Hinsicht die Schaffung von wirtschaftlichen Anreizen für regionale Flexibilitäten - also Mechanismen, die den flexiblen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch ermöglichen.

Als marktliches Instrument sind Preise bestens geeignet, um Angebot und Nachfrage zu steuern. Entscheidend ist jedoch nicht allein ein Stromgroßhandelspreissignal, welches Verfügbarkeiten in einem riesigen Gebiet ausgleicht, sondern auch ein Preissignal, ob die Stromnetze vor Ort oder in der Region stark oder wenig ausgelastet sind. Das bestehende deutschlandweite Stromgroßhandelspreissignal zur Verschiebung von Stromverbrauch bzw.

1 Energy Brainpool: Kostenbasierte Ermittlung einer Prämienhöhe für Wind- und Solaranlagen im Energy Sharing, Juli 2023. https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2023-07-04_Studie_Energy-Sharing-Præmie.pdf

2 BBE: Impulspapier Bürgerenergie im erneuerbaren Energiesystem, Mai 2023. https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Positionspapiere/Positionspapier_Buergerenergie_im_erneuerbaren_Energiesystem_.pdf

3 BBE: Entwurf eines Gesetzes zur Förderung des Energy Sharing, Juli 2023. https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2023_07_03_Gesetzentwurf_Energy_Sharing.pdf

die Stromspeicherung in Zeiten mit hohem Angebot aus erneuerbarer Energieerzeugung sollte daher um ein Preissignal für die lokal bzw. regional verfügbare Netzkapazität ergänzt werden. Flexible Angebotspreise machen dann das fluktuierende Stromdargebot für Stromkund*innen transparent.

Aus der Perspektive der Bürger*innen braucht es eine "individuelle Ökonomie der Flexibilität", d.h. anders als im heutigen System, in der Verbraucher*innen passive Konsument*innen waren, müssen nun monetäre Anreize ein flexibles Verhalten attraktiv machen. Lokale Erzeugungs- und Lastspitzen werden dann je nach Netzsituation gesteuert, weil es sich wirtschaftlich lohnt. Auf diese Weise wird eine Teilhabe an Flexibilitätsangeboten möglich, die sich für das System auszahlt. Wichtig ist dabei, dass Bürger*innen mitentscheiden und steuern können und die Steuerung nicht Netzbetreibern oder Aggregatoren alleine überlassen wird. Denn die Akteure vor Ort haben oft die beste Expertise, welche Energiesysteme sich vor Ort realisieren lassen, welche Investitionen sie tätigen wollen oder können und wie sie ihr Verhalten anpassen können.

Preise zeigen Wirkung: Verbrauchsdaten, beispielsweise aus Skandinavien mit einer höheren Marktdurchdringung sowohl bei intelligenten Messsystemen als auch bei dynamischen Tarifen, zeigen die große Fähigkeit und Bereitschaft von Bürger*innen, flexiblen Stromverbrauch in Zeiten hoher Erzeugung zu verschieben und damit systemorientiert zu handeln⁴. Gleichzeitig ist der Durchschnittsverbrauch in Haushalten mit einem Tarif, der unmittelbar mit erneuerbaren Erzeugungsstrukturen vor Ort verknüpft ist, zum Beispiel in Mieterstromprojekten oder in Bürgerenergiekontexten, auch in Deutschland heute schon deutlich geringer als in vergleichbaren Haushalten mit konventionellen Stromtarifen mit Belieferung (und Bepreisung) nach Standardlastprofil.

Um die Bereitschaft zur Verbrauchsverschiebung, vor allem im Kontext der zunehmenden Elektrifizierung von Wärme und Mobilität, und zur Verbrauchsreduktion auf Haushaltsebene zu nutzen, braucht es sowohl verlässliche Strukturen im Rollout intelligenter Messtechnik, als auch verbesserte Preissignale, die nicht nur Stromdargebot sondern auch verfügbare Netzkapazität abbilden. Die potentielle Überlagerung gegenläufiger Preissignale, ein besonders günstiges Stromangebot findet seine (Preis)grenze ggf. in der knappen und daher entsprechend teuren Kapazität am Ortsnetztrafo, ist kein Argument gegen die Variabilisierung der Bepreisung von Netzkapazität, sondern im Gegenteil wesentlicher Baustein ihrer Bewirtschaftung.

Generell braucht es im Sinne einer besseren Flexibilität mehr Transparenz im Verteilnetz. Bürger*innen, die sich netzdienlich verhalten wollen, müssen entsprechende Daten erhalten können, um dies tun zu können. Nur so wird eine intelligentere Ausnutzung des Netzes ermöglicht. Während heute noch viele Verteilnetze "blind" sind, sollten Transformatoren zur Erfassung relevanter Daten ertüchtigt werden. Entsprechende lokale Netzzustände müssen dann transparent kommuniziert werden, um dezentrale Flexibilitäten anzureizen.

4 vgl. Jeppe Eimose Waagstein & Lene S. Bech (2019). The Bornholm Flexibility Platform. Project report. EcoGrid. Aufrufbar unter <http://www.ecogrid.dk/src/7.1%20The%20Bornholm%20Flexibility%20Platform.pdf?dl=0>. Zugriff zuletzt am 12.06.2023.

V.I. Variable Netzentgelte einführen

Wesentlicher Baustein für die Nutzung wirtschaftlicher Anreize zur Verbrauchsverschiebung und Verbrauchsreduktion sind dynamische Tarife. Mit Einbau eines intelligenten Messsystems muss deshalb im Messstellenbetriebsgesetz unabhängig vom Einbaufall die verpflichtende Überführung in die Bilanzierung anhand von Werten festgeschrieben werden, ohne Aushebelung der im Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende beschlossenen Preisdeckelung für Messsysteme.

In §13 Abs. 6b des Energiewirtschaftsgesetzes in neuer Fassung (Juli 2022) werden Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung von Abregelung zur Beschaffung zusätzlicher zuschaltbarer Last verpflichtet, die im Gegenzug von Umlagen befreit ist. Netzentgelte können bis auf null gesenkt werden. Wir begrüßen diesen ersten Schritt in Richtung einer veränderten Anreizstruktur für flexiblen Verbrauch, der den notwendigen Abbau der Umlagen- und Entgeltbelastung in räumlicher Nähe zur Erzeugung während Phasen des Stromüberangebots adressiert. Die im Gesetz vorausgesetzte Begrenzung auf ausschließlich zusätzlichen Verbrauch zielt auf Stromlasten mit sehr günstigem Anschaffungspreis pro kWh für diese Form der flexiblen Lastbereitstellung ab (zum Beispiel nachgerüstete Stromdirektheizungen in hybriden Systemen). Regelmäßig eingesetzte flexible Stromverbraucher (Elektrofahrzeuge, Stromwärmebereitung etc.) sowie allgemeiner Haushaltsverbrauch sind auch bei Nachweis der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch nicht teilnahmeberechtigt. Die für die Anwendungsfälle von §13 Abs. 6b EnWG n.F. zu schaffende Netzentgeltsystematik für flexiblen Verbrauch sollte deshalb erweitert werden.

Ein Preissignal für Flexibilitätseinsatz sollte dabei über einen variablen Preisbestandteil der Infrastrukturkosten, d.h. variable Verteil- und Übertragungsnetzentgelte für den Einsatz variabler Verbraucher umgesetzt werden. Wesentlich ist die für Bürger*innen und Energiemarktteilnehmer*innen gleichermaßen niederschwellige Umsetzbarkeit der Maßnahme, um möglichst schnell die Vorteile einer verbesserten Netzauslastung und die damit verbundene Beschleunigung der Netzintegration von zusätzlichen Erzeugungsanlagen sowie zusätzlichen variablen Lasten zu realisieren.

Eine Möglichkeit zur kurzfristigen Einführung eines Preissignals für Netzkapazität ist die Einführung variabler Netzentgelte auf der 7. Netzspannungsebene, das heißt hinter dem Ortsnetztrafo, als im Voraus definierte Preisbänder. Zur Reduktion der Komplexität bei der Einführung kann eine Abschätzung der Auslastung des Niederspannungsstrangs auf der Basis der existierenden Hochlastzeitfenster (§19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) herangezogen werden. Ein Niederlastzeitfenster wiederum kann zunächst auf Grundlage existierender Lastkurven (§23c Abs. 3 Ziffer 1 EnWG) prognostiziert, und im weiteren Verlauf auf der Basis besser aufgelöster Nutzungsdaten durch die Installation intelligenter Messsysteme verfeinert werden. Es werden zunächst für ein Jahr im Voraus bundesweit einheitliche variable Netzentgelte in drei Zeitbändern (Hochlastzeitfenster, Niederlastzeitfenster und Basiszeitfenster) veröffentlicht, wobei die Zeitfenster auf der Grundlage von Viertelstundenwerten gebildet werden sollten, um eine spätere höhere Auflösung bei verbesserter Datenlage im Standardprozess zu ermöglichen. Für Verteilnetzbetreiber, die bereits heute eine bessere Datengrundlage im Niederspannungsstrang nutzen können, sollte die Möglichkeit eingeräumt werden, stärker feingranular aufgelöste Zeitfenster zu liefern. Dabei sollte die niedrigste Preisstufe unterhalb des derzeit bundesweit niedrigsten Netzentgelts liegen.

Die Netzentgeltreduktion gilt für alle Stromverbraucher*innen mit intelligentem Messsystem bei Nachweis der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch auf der gleichen Netzspannungsebene. Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gilt dabei zusätzlich die derzeit in Konsultation befindliche Regelung nach §14a EnWG zur kurativen Leistungsbegrenzung durch den Verteilnetzbetreiber bei unmittelbar drohender Netzüberlastung. Die Kommunikation von Zeitfenstern und Tarifen durch die Verteilnetzbetreiber sollte dabei nicht über Marktkommunikationsprozesse (allein) abgewickelt werden, da dies Bestandssysteme (zum Beispiel auch Home Energy Management Systeme) ausschließt, die diese Datenformate nicht beherrschen. Eine standardisierte Kommunikationsschnittstelle als Web-API, die auch durch Vertriebe eingebunden werden kann, ist vorzuziehen.

Eine weitere Option, um Investitionen in dezentrale Flexibilitäten in Bürger*innenhand anzureizen ist, die Netzentgeltstruktur so zu verändern, dass Arbeitspreise sinken und Grundpreise erhöht werden. Endverbraucher*innen legen sich dann auf eine verbindliche Leistungsbestellmenge fest. Bleiben sie innerhalb einer bestimmten Bandbreite - was problemlos digital gesteuert werden kann - und vermeiden Lastspitzen, werden sie belohnt. Brauchen sie zu einem Zeitpunkt mehr Strom als vorab vereinbart oder speisen mehr ein, wird dafür eine entsprechende Gebühr fällig. Unvorhergesehene Lastspitzen werden so für das Gesamtsystem vermieden, was Netzkosten senkt. Zugleich wird ein Anreiz gesetzt, die Energieversorgung in der Zelle verbrauchsseitig zu optimieren und lokale Speicherkapazitäten aufzubauen.

V.II. Regionale Flexibilitätsmärkte einführen

Neben variablen Netzentgelten sollten regional begrenzte Flexibilitätsmärkte der verbesserten Ausnutzung fluktuierender Erzeugung dienen. Durch die Transparenz zu Dargebots- und Lastpotentialen und durch wettbewerbsfähige Preise entstehen Anreize, mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie beispielsweise elektrischen oder thermischen Speichern gesicherte zu- oder abschaltbare Leistung bereitzustellen. Zentral ist auch hier die Bewirtschaftung der Netzkapazität. Ähnlich der von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Konsultation zur Reform des §14a EnWG formulierten gegenseitigen Verbindlichkeit zwischen Verbraucher*innen und Netz beim Anschluss steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, ist auch hier ein Schulterschluss zwischen Netz- und Verbraucherseite wünschenswert. Über die Teilnahme an regionalen Flexibilitätsmärkten können Bürger*innen, aggregierende Bürgerenergiegesellschaften, Unternehmen, Kommunen usw. zum Erfolg der Energiewende beitragen und werden dafür finanziell belohnt. Allerdings sollte im Fokus dabei nicht die Bereitschaft der Haushalte stehen, steuerbare Verbrauchseinrichtungen abregeln zu müssen. Netzbetreiber sollten im Gegenteil die im regionalen Flexibilitätsmarkt angebotene flexibel ab- oder zuschaltbare Leistung zur Vermeidung der Abregelung, die mit hochlaufender Photovoltaik-Erzeugung zunehmend auch auf Verteilnetzebene droht, nutzen um sich marktlich Flexibilitäten zu beschaffen. Der Zugang und die Bezuschlagung muss diskriminierungsfrei und transparent erfolgen. Die kurative Abregelung sollte ultima ratio sein, wenn a) die variablen Netzentgelte nicht genug Wirkung entfalten und b) auch die gesicherte zu- oder abschaltbare Leistung im regionalen Flexibilitätsmarkt, die in Zeiten hoher Auslastung auch mit entsprechenden Preissignalen einhergehen sollte, nicht mehr ausreichend wirkt.

Kapitel 3: Forderungen zur Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung

Wir unterstützen die Bestrebungen von EU-Kommission und Bundesregierung, dass der Energy-only-Markt (EOM) das zentrale Dispatch-Instrument im europäischen Stromhandel bleibt und dass dementsprechend auch keine künstlichen Beeinflussungen des Merit-Order-Prinzips eingeführt werden sollen. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien ist die zentrale Stellschraube für günstige Preise und Importunabhängigkeit. Alle politischen Anstrengungen sollten darauf gelegt werden, hierbei die europäischen Potenziale zu erschließen – wozu auch unbedingt erforderlich ist, die breite Akteursvielfalt, die sich rund um die Energiewende gebildet hat, weiter mit einzubinden.

Da angesichts der energiepolitischen Versäumnisse der letzten Jahre die kommenden Transformationen sehr kurzfristig passieren müssen und dazu nicht ausreichend Marktsignale vorhanden sind, ist es nachvollziehbar, dass die Bundesregierungen den Bau steuerbarer Kapazitäten zusätzlich anreizen bzw. absichern will. Dabei müssen Einflüsse auf den EOM und andere Flexibilitätselemente unbedingt minimiert werden.

Aus Sicht der Bürgerenergie ist zudem wichtig, dass Backup-Kapazitäten nicht allein auf Wasserstoffkraftwerke verengt werden. Gerade für Bioenergie-Anlagen, die oft in Bürgerhand liegen, ist die Residuallastabdeckung eine sinnvolle und wertschöpfende Betriebsperspektive. Auch Batterie-Großspeicher oder andere Flexibilitätsoptionen, die ebenfalls gemeinschaftlich errichtet werden können, dürfen bei der gesonderten Schaffung von Anreizen für regelbare Kapazitäten nicht außer Acht gelassen werden, selbst wenn der Balancebeitrag nur über einige Stunden gewährleistet werden kann – für den Großteil des Jahres können solche Lösungen einen sinnvollen und vor allem günstigeren Beitrag zur Systemabsicherung leisten.

Weiterhin ist darauf zu achten, dass Absicherungskapazitäten dezentral und nicht allein in der Hand großer Energiekonzerne entstehen. Ein vielfältiges, flächiges Energieversorgungssystem auf Basis erneuerbarer Energien braucht auch Absicherungskapazitäten mit ähnlichen Charakteristika. So kann die regionale Aussteuerung viel gezielter vorgenommen werden, Redispatch und entsprechende Kosten werden verringert, die Resilienz dagegen erhöht. Falls es gesonderte Kapazitätsanforderungen gibt, sollten also unbedingt kleinere Stromerzeugungseinheiten auf Basis grüner Energieträger zum Zuge kommen. Die im EEG bereits verankerten Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromerzeugung sind hier ein sinnvolles Element, sofern die Ausschreibungen kleinteilig erfolgen. Auch dezentrale KWK-Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien könnten ein Baustein für eine Systemabsicherung sein, sofern diese stromgeführt betrieben werden können und klimaneutral arbeiten.

Kapitel 4: Forderungen zur Implementierung von lokalen Signalen

Ein sinnvolles erneuerbares Stromsystem basiert sowohl auf einer verbrauchsnahe Stromerzeugung als auch auf der Ausrichtung einer netzdienlichen Allokation und Fahrweise von Flexibilitäten. Das aktuelle Strommarktdesign fußt auf dem Prinzip der Kupferplatte, welches unterstellt, dass der an den Marktplätzen gehandelte Strom quasi engpassfrei transportiert und jederzeit an jedem Ort verfügbar sei. Die seit 2013 im Durchschnitt angestiegenen Systemmanagementmaßnahmen und entsprechenden Kosten (insb. Redispatch) verdeutlichen, dass es reale physische Netzengpässe gibt und erneuerbare Erzeugung sowie Flexibilitäten oft nicht verbrauchsnahe zur Verfügung stehen. Da der Netzausbau nur sehr schleppend verläuft, ist auch weiterhin mit einem anhaltend hohen Einsatz von Systemmanagementmaßnahmen und Kosten zu rechnen. Wir sehen daher den dringenden Bedarf für die Stärkung lokaler Signale.

Lokale Signale können sich hierbei in vielschichtiger Form ausprägen. Neben einer Anpassung der einheitlichen deutschen Strompreiszone oder der Einführung eines nodalen Preissystems, sind auch der regulatorische Rahmen wie z.B. das Windenergie-an-Land-Gesetz, Anreize über den §118 EnWG zur Befreiung von Netzkomponenten, die Einführung einer G-Komponente, bis hin zu klaren Zielvorgaben beim Ausbau der erneuerbaren Energien oder auch Flexibilitäten im regionalen Kontext denkbar. Der zentrale Aspekt hierbei ist vor allem, die dezentrale Energiewende sowohl zeitnah als auch vollständig umsetzen zu können. An dieser Grundprämisse sollten sich obenstehende Vorschläge für lokale Signale messen lassen.

Wir sehen zum Beispiel in der Anpassung der einheitlichen deutschen Strompreiszone eine Möglichkeit, lokalen Marktpreissignalen mehr Sichtbarkeit zu verschaffen. Dadurch könnte in den Preiszonen mit höheren Preisen auch gezielt der bürger- und verbrauchsnahe Erneuerbaren-Ausbau sowie die Bereitstellung von Flexibilitäten angereizt werden. Die Einschätzung einer Gruppe von Sachverständigen verbindet diesen Schritt mit einer voraussichtlichen Senkung der Systemmanagementkosten und einer insgesamt faireren Kostenverteilung. Die bislang bestehende Orientierung der Preiszone an den administrativen Grenzen der Bundesrepublik (mit Ausnahme Luxemburgs) ist darüber hinaus fachlich nicht mehr nachvollziehbar, weshalb auch ein grenzüberschreitendes Design betrachtet werden sollte.

Gleichwohl gilt es aus unserer Sicht auch die Herausforderungen der Maßnahme Preiszonenanpassung gleichwertig mit in den Fokus zu nehmen. So ist davon auszugehen, dass es auch in einer kleineren Strompreiszone zu Redispatchmaßnahmen kommen wird und entsprechende Systemmanagementkosten anfallen. Hinzu kommt, dass die Anlagenproduktion stärker über das Marktpreissignal gedrosselt würde. Dies impliziert, dass die Erneuerbaren-Anlagenbetreiber keine Entschädigung in solchen Fällen aus dem Redispatch-System erhalten würden, was die betriebswirtschaftliche Grundlage schmälert und ggf. zu einem Rückbau solcher Anlagen in Niedrigpreiszone führen könnte. Bürgerenergieanlagen in Niedrigpreiszone könnten davon sogar stärker betroffen sein, da sie in der Regel nur kleine Anlagenportfolios haben und nicht von Durchmischungseffekten profitieren. Eine detaillierte Untersuchung auf den Effekt der negativen Strompreise und somit der Ausweitung des §51 EEG (keine EEG Vergütung) ist aktueller Gegenstand von Studien, wird aber voraussichtlich vor allem in der Niedrigpreiszone zu einer massiven Ausweitung führen und somit die Betriebswirtschaftlichkeit der sich dort befindlichen Anlagen deutlich reduzieren.

Wir fordern, die Diskussion zu lokalen Signalen offen und transparent zu führen, indem alle Effekte der einzelnen Maßnahmenvorschläge benannt und anhand der Grundprämisse der fristgerechten Umsetzung der dezentralen erneuerbaren Energiewende abgewogen werden. Wir empfehlen daher auch mit Blick auf die Maßnahme einer potenziellen Preiszonenanpassung sich der politischen Debatte nicht zu verschließen, gleichwohl aber in der Diskussion darüber die (positiven wie auch negativen) Effekte gegenüberzustellen und, auch im Kontext der Bürgerenergie, die bestmögliche der oben aufgeführten Maßnahmen für lokale Signale einzuführen.

Weitere aktuelle Herausforderungen: Die Bürgerenergie im Akteurs-Zusammenspiel für die Energiewende

Um die Potentiale der Bürgerenergie in einem 100 Prozent erneuerbaren Energiesystem voll zu nutzen, muss die Bürgerenergie im Strommarktdesign der Zukunft ganzheitlich eingebunden und mitgedacht werden. Doch auch über das Strommarktdesign hinaus muss die Bürgerenergie bedacht werden. So sollte die Bürgerenergie mit ihrer lokalen Expertise bei der kommunalen Wärmeplanung eingebunden werden. Darüber hinaus ist die Bürgerenergie auch spezifischen Herausforderungen ausgesetzt wie der Professionalisierung der Bürgerenergie oder steigenden Flächenpachtpreisen, die andere Akteur*innen leichter stemmen können. Die hier adressierten Punkte fallen thematisch nicht direkt in die Diskussionen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem und werden deshalb gesondert aufgeführt.

I. Die Bürgerenergie in der kommunalen Wärmeplanung zum bevorzugten Partner der Kommunen machen

Das kommende Wärmeplanungsgesetz sieht umfangreiche Pflichten der Länder in Bezug auf die lokale Wärmeplanung vor, die von den Kommunen erbracht werden müssen. Kommunen müssen dabei den Gebäudebestand analysieren, Effizienzpotentiale und Potentiale zur Erzeugung von Wärme aus EE und unvermeidlicher Abwärme erheben und ein Zielbild einer erneuerbaren Wärmeversorgung verbunden mit einer Strategie zur Erreichung des Ziels vorlegen. So notwendig und chancenreich dies für die Wärmewende ist, so mühevoll wird die Übernahme dieser Aufgabe für viele Kommunen werden. Bürgerenergiegesellschaften müssen daher in die Lage versetzt werden, in allen Phasen der kommunalen Wärmeplanung als Akteur auftreten zu können: von der Analyse bis zur Umsetzung. Das Wissen, das Engagement und das Kapital der lokalen Zivilgesellschaft sind unabdingbar für den Erfolg der kommunalen Wärmeplanung. In der Planungs- und Umsetzungsphase sind Bürgerenergiegesellschaften durch ihre lokale Verankerung ein ideales Scharnier zwischen den Kommunen und den Bürger*innen. Sie können einen Teil der Kommunikationsarbeit übernehmen und unberechtigten Ängsten und Sorgen vorbeugen. Für die Umsetzung und den Betrieb von Nahwärmenetzen durch Bürgerenergiegesellschaften gibt es bereits viele gute Beispiele, die verdeutlichen, wie Kosten reduziert werden können. Beispielsweise haben sich beim Bau von Nahwärmenetzen in Südbaden Zusammenschlüsse von Bürgerenergiegesellschaften mit dem Zweckverband Breitbandausbau als wichtiger Faktor erwiesen, um die Tiefbaukosten erheblich zu reduzieren. Darüber hinaus können bei der Umstellung von Gas- und Ölheizungen auf Wärmepumpen über BEG organisierte Einkaufsgemeinschaften für alle Beteiligten die Kosten senken.

In der kommunalen Wärmeplanung sollten Bürgerenergiegesellschaften deshalb als bevorzugte Partner der Kommunen berücksichtigt werden. Dies sollte vor allem über die notwendige lokale Förderung der Wärmeplanung adressiert werden. So sollten Kommunen eine erhöhte Förderung bekommen, wenn sie bei der Erstellung der Wärmeplanungen eine lokale Bürgerenergiegesellschaft einbinden. Weiter sind an Bürgerenergiegesellschaften gerichtete Förderprogramme etwa über die Nationale Klimaschutzinitiative notwendig. Als Vorbild und Kompetenzpartner können hier Dänemark sowie die Niederlande fungieren, wo die genossenschaftliche und lokale Förderung der Wärmewende zentral ist. Weiter ist die Entwicklung des Energy Sharing von zentraler Bedeutung der lokalen Wärmewende, indem

Strom für Wärmepumpen im regionalen Kontext durch Energy Sharing entscheidende Kostenvorteile erhalten kann und den Ausbau des regionalen Stromnetzes begrenzen kann.

II. Die Flächenpachtpreise begrenzen

In vielen Fällen werden die für den Bau neuer PV- und Windanlagen benötigten Flächen durch Flächenbesitzer*innen an Projektierer*innen gegen eine vereinbarte Geldsumme verpachtet. Dies ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da dadurch Anreize zur Verfügungstellung von Flächen für die Energiewende geschaffen werden und eine tatsächliche Aufwertung der Flächen durch die Produktion von grünem Strom stattfindet. Allerdings ist in letzter Zeit zunehmend zu beobachten, dass Flächenbesitzer*innen – u.a. auch die öffentliche Hand – horrend Pachtzahlungen fordern und sich damit in einen regelrechten Überbietungswettbewerb begeben. Dieses zunehmende Problem für den Ausbau erneuerbarer Energien wurde auch in einem kürzlich veröffentlichten [Beitrag der Agora Energiewende](#) zum beschleunigten Ausbau der Windenergie identifiziert und adressiert.

Auch wir sehen hier dringenden Handlungsbedarf, will man die für den Wettbewerb und die Akzeptanz der Energiewende wichtige Akteursvielfalt erhalten. Denn insbesondere die Bürgerenergie zieht in dem Flächenpachtpreiskampf gegenüber Energiekonzernen und großen Projektierer*innen immer öfter den Kürzeren, da sie die ausufernden Pachtzahlungen nicht stemmen kann. Dadurch werden immer mehr Bürgerenergieprojekte ausgebremst.

Wir fordern daher ein stärkeres Monitoring der Problematik und ein energisches Entgegenwirken durch den Gesetzgeber und die an der Energiewende beteiligten Behörden. Konkret sollten zukünftig öffentliche Flächeneigentümer 40 Prozent ihrer ausgeschriebenen kommunalen oder landeseigenen Flächen verpflichtend zu einem angemessenen und in den jeweiligen Ausschreibungsbedingungen festgelegten Höchstpachtbetrag an Bürgerenergiegesellschaften vergeben. Darüber hinaus sollte der Vorschlag der Agora Energiewende zur verpflichtenden und sanktionierbaren Einhaltung von Projektierer*innen zur Nicht-Überschreitung der vereinbarten Pachtzahlung einer noch festzulegenden Obergrenze geprüft werden.

III. Die Professionalisierung der Bürgerenergie-Strukturen politisch flankieren

Bürgerenergiegesellschaften ermöglichen eine echte Beteiligung der Bürger*innen und können zusammen mit Kommunen und der örtlichen Landwirtschaft die strukturelle Entwicklung im ländlichen Raum fördern. Gerade im ländlichen Raum fehlt in den Kommunen meist Know-how und Personal, um z.B. kommunale Dächer für Solarenergie zu nutzen, energetisch nachhaltige Neubauquartiere umzusetzen, sich selbst aktiv an großen Photovoltaik- und Windprojekten zu beteiligen und die Bürger*innen zu beteiligen. Hier sind Bürgerenergiegesellschaften ideale Partner*innen, die dafür sorgen können, dass die Wertschöpfung vor Ort maximiert wird. Kapitaleinkommen, Betriebserlöse und daraus resultierende Steuereinnahmen kommen der lokalen Wirtschaft und kommunalen Haushalten zugute.

Akteursvielfalt erstreckt sich nicht nur auf die Frage, wer wie prozessual und finanziell an Erneuerbare-Energie-Projekten beteiligt ist. Akteursvielfalt ist insbesondere auch beim Know-How der Projektierung elementar. Ein Großteil der Bürgerenergiegesellschaften beruht auf ehrenamtlichem Engagement. Bürgerenergiegesellschaften haben motivierte und erfahrene Akteur*innen, doch sind die Projekte und Geschäftsmodelle größer und anspruchsvoller geworden und erfordern mehr personelle und finanzielle Ressourcen. Wesentliche Barrieren der Entwicklung sind deshalb fehlende fachliche Qualifikationen sowie zeitliche Ressourcen. Ein zentraler Hebel ist hier das Schaffen von hauptamtlichen Strukturen. Eine ganze Reihe von Bürgerenergiegesellschaften sind mittlerweile diesen Weg gegangen und schaffen Arbeitsplätze. Bürgerenergiegesellschaften haben ein hohes Potenzial, die dezentrale Energiewende zu beschleunigen, welches häufig noch nicht voll genutzt wird.

Deshalb ist ein Förderprogramm zur Professionalisierung von Bürgerenergiegesellschaften notwendig. Denn zugleich wird durch die jüngsten politischen Entwicklungen das Interesse an Gründungen und der Weiterentwicklung von Bürgerenergiegesellschaften stark ansteigen. Für die notwendige Weiterentwicklung und das Wachstum von Bürgerenergiegesellschaften ist nicht allein die Fähigkeit zur Entwicklung und Implementierung komplexer Geschäftsmodelle entscheidend. Für die dauerhafte Weiterentwicklung ist wesentlich, dass Bürgerenergiegesellschaften die Themen Management und Unternehmensentwicklung in den Blick nehmen und eine kluge Wachstumsstrategie erarbeiten. Die Erfahrung aus bisherigen Coachingprojekten in der Bürgerenergie-Szene zeigt, dass diese Entwicklung sich durch eine gezielte, individuelle Begleitung über einen längeren Zeitraum fördern und beschleunigen lässt.

Im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II sind die EU-Mitgliedsstaaten aufgefordert, dass "öffentliche Stellen bei der Schaffung der Voraussetzungen für und der Gründung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie zur Erleichterung ihrer direkten Beteiligung daran Unterstützung in Regulierungsfragen und beim Kapazitätenaufbau erhalten". Viele EU-Mitgliedsstaaten, etwa Österreich, Irland, Frankreich oder die belgische Region Brüssel haben bereits solche Strukturen geschaffen. Aufgrund der zivilgesellschaftlichen Verankerung sollte solch ein Programm in Deutschland in enger Abstimmung zwischen Bund und Ländern einerseits sowie der Bürgerenergie-Bewegung andererseits aufgebaut werden. Ein Professionalisierung-Förderprogramm für die Bürgerenergie sollte die längere, intensive Begleitung von Bürgerenergiegesellschaften mit dem Ziel der Weiterentwicklung mit hauptamtlichen Kräften und dem Fokus auf attraktive Geschäftsmodelle durch Coaches ermöglichen. Das Professionalisierung-Förderprogramm sollte analog und in enger Abstimmung mit dem angekündigten Beratungs- und Förderprogramm zu Beteiligung und Prozessbegleitung für Kommunen (s.u.) aufgebaut werden. Das Bündnis Bürgerenergie erarbeitet derzeit ein detailliertes Konzept für den Aufbau eines Beratungsprogramms zur Professionalisierung von Bürgerenergiegesellschaften und geht hierzu gerne in den Dialog mit dem BMWK.

IV. Die Bürgerenergie bei der prozessualen Bürger*innenbeteiligung verankern

Wir begrüßen das angekündigte Beratungs- und Förderprogramm zu Beteiligung und Prozessbegleitung für Kommunen in Bezug auf Wind onshore des BMWK ausdrücklich. Dieses Programm sollte den Kommunen zeitnah zur Verfügung stehen und mindestens auf PV-Freiflächen-Projekte und bestenfalls auf alle Erneuerbaren-Energien-Projekte ausgedehnt werden. Insbesondere die Prozessbegleitung sollte durch gut ausgebildete und professionelle Teams durchgeführt werden.

Die Kommunen sollten im Rahmen des Programms dahingehend beraten werden, wie sie mit lokalen Bürgerenergiegesellschaften kooperieren können. Hierfür müssen entsprechend Kompetenzen und Stellen bei den beratenden Organisationen aufgebaut werden. Bürgerenergiegesellschaften verfügen über jahrelange Erfahrung und Kompetenz in der Projektvorbereitung und -planung. Sie sind damit die idealen Kooperationspartner für die Kommunen und können die dortigen geringen Personalressourcen und die fehlende Kenntnis in der Projektplanung und -umsetzung ausgleichen. Damit würden die Kommunen gleichzeitig ihrem Anspruch nach lokaler Verankerung und gesteigerter Wertschöpfung vor Ort gerecht.

Zudem sollte auf Bundesebene eine Geschäftsstelle eingerichtet werden, die neben der Vermittlung der Finanzmittel für die Qualität und die Vernetzung der Beratungs- und Prozessbegleitungsexpert*innen sorgt. Die Expert*innen sollten sich bei der Geschäftsstelle registrieren und die erforderliche Qualifikation und Erfahrung nachweisen müssen. Über Evaluationen, Supervisionen und verpflichtende Fortbildungen sichert die Geschäftsstelle die Qualität. Um den Bedarf an qualifizierten Prozessbegleiter*innen und Berater*innen sicherzustellen, sorgt die Geschäftsstelle in enger Zusammenarbeit mit den großen Mediationsverbänden für die Ausbildung von weiteren Moderator*innen und Mediator*innen und mit den Landesenergieagenturen und der FA Wind für die Ausbildung der Fachberater*innen, auch im Hinblick auf die Bürgerenergie. Um die Interessen der vielen Interessengruppen im Blick zu behalten, sollte die Geschäftsstelle durch einen breit besetzten Beirat beraten werden.

Impressum

Bündnis Bürgerenergie e.V.
Marienstr. 19/20
10117 Berlin

Kontakte

Malte Zieher
+49 (0) 1577 9212344
malte.zieher@buendnis-buergerenergie.de

Valérie Lange
+49 (0) 179 4159636
valerie.lange@buendnis-buergerenergie.de

Haftungshinweis

Dieses Dokument stellt eine unverbindliche Meinungsäußerung des Bündnis Bürgerenergie und seiner Kooperationspartner*innen dar. Es dient ausschließlich der Information und Diskussion zu aktuellen Themen im Bereich der Erneuerbaren Energien. Die Inhalte des Dokuments wurden von fachkundigen Expert*innen verfasst und sorgfältig recherchiert.

Das Bündnis Bürgerenergie übernimmt jedoch keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Informationen, die in diesem Dokument enthalten sind. Insbesondere übernimmt das Bündnis Bürgerenergie keine Haftung für eventuelle Schäden oder Verluste, die durch die Verwendung oder Nichtverfügbarkeit der bereitgestellten Informationen entstehen. Die Verwendung der Positionspapiere geschieht daher auf eigene Verantwortung.

Das Bündnis Bürgerenergie behält sich ausdrücklich vor, die Positionspapiere jederzeit ohne vorherige Ankündigung zu ändern, zu ergänzen, zu löschen oder die Veröffentlichung zeitweise oder endgültig einzustellen. Das Bündnis Bürgerenergie übernimmt keine Haftung für direkte oder indirekte Schäden, die durch die Änderung, Ergänzung, Löschung oder zeitweilige bzw. endgültige Einstellung der Positionspapiere entstehen.

Datum

Berlin, der 05. Juli 2023