



ANWENDERLEITFADEN:

**Möglichkeiten für den
Einsatz von Energiespeichern
bei genossenschaftlichen
Energieprojekten**

Autoren:

Verena Jülich, Niklas Hartmann, Carina Hock

(Kapitel 1, 2, 4, 6)

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Gruppe Energiesystemanalyse

Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg

Julia Welsch, Ulrich Fahl, Stefan Ruhland

(Kapitel 1, 2, 3, 5)

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA)

Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart

Verena Lerm, Simon Schäfer-Stradowsky

(Kapitel 1, 2, 3, 4, 7)

IKEM - Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.

Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin



im Auftrag von



www.laneg.de



Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung



gefördert durch



RheinlandPfalz

MINISTERIUM FÜR UMWELT,
ENERGIE, ERNÄHRUNG
UND FORSTEN

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung	5
2 Der Beitrag von Speichern im Energiesystem	8
3 Geschäftsmodelle für Wärmespeicher	15
3.1 Wärmeliefer-Contracting für Mehrfamilienhaus und Gewerbe	15
3.2 Mieterstrom mit dezentralem BHKW oder PV-Anlage und Wärmespeicher	21
3.3 Wärmespeicher zur Erhöhung des solaren Deckungsgrades	28
3.4 Optimierter Strom-Wärme-Betrieb für BHKW mit Wärmespeicher	34
3.5 Elektrokessel/Wärmepumpe am Minutenregelleistungsmarkt	43
4 Geschäftsmodelle für Stromspeicher	49
4.1 Mieterstrom in Mehrfamilienhäusern	49
4.2 PV-Speicher-Vermietung an Gewerbebetriebe	54
4.3 Community-Modell	59
4.4 Quartiersmodell mit PV, BHKW und Stromspeicher	62
4.5 Batteriespeicher am Primärregelleistungsmarkt	68
5 Wärmespeichertechnologien	72
5.1 Sensible Wärmespeicher	73
5.1.1 Behälterspeicher	73
5.1.2 Aquiferspeicher	74
5.1.3 Erdbeckenspeicher	75
5.1.4 Erdsondenspeicher	76
5.2 Latente Wärmespeicher	77
5.2.1 Solar-Eisspeicher	78
5.2.2 Paraffinspeicher	79
5.3 Thermochemische Wärmespeicher	79
5.4 Power-to-Heat	81
5.4.1 Wärmepumpe	81
5.4.2 Elektrokessel und Elektroheizstab	83
6 Stromspeichertechnologien	85

6.1 Batteriespeicher	86
6.1.1 Blei-Batteriespeicher	86
6.1.2 Lithium-Ionen-Batteriespeicher	87
6.1.3 Redox-Flow-Batteriespeicher	89
6.2 Power-to-Gas	92
6.2.1 Erlösmöglichkeiten Wasserstoff	93
6.2.2 Erlösmöglichkeiten Methanisierung	93
7 Rechtliche Rahmenbedingungen	95
7.1 Ausgangslage	95
7.2 Themenüberblick	97
7.3 Entflechtungsvorgaben – wer darf einen Speicher betreiben?	98
7.4 Der Speicherbau	100
7.4.1 Genehmigungsbedürftigkeit und -fähigkeit	100
7.4.2 Netzzugang, Netzanschluss und Messwesen	101
7.4.3 Anlagenbezogene Fördermöglichkeiten	106
7.5 Die Einspeicherung von Strom	107
7.5.1 Umlagen, Abgaben und Steuern bei der Einspeicherung	107
7.5.2 Vermarktungsoption: Energiespeicher am Regelenergiemarkt	123
7.6 Ausspeichern	125
7.6.1 EEG-Förderung	125
7.6.2 Feste Einspeisevergütung	127
7.6.3 Geförderte Direktvermarktung	127
7.6.4 Sonstige Direktvermarktung	130
7.6.5 Power-to-Gas-Technologie, Speichergas vermarkten	130
7.6.6 Power-to-Heat-Technologie, Wärme vermarkten	131
8 Glossar und Abkürzungsverzeichnis	134
8.1 Glossar	134
8.2 Abkürzungsverzeichnis	135
9 Literaturverzeichnis	137

1 Zusammenfassung

Der fluktuierende Charakter der Strombereitstellung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen führt zu einem erhöhten Flexibilisierungsbedarf im Strom- und Wärmemarkt. Neben dem Einsatz von Strom- und Wärmespeichern ist dabei auch die Kopplung zwischen dem Strom und dem Wärmesektor durch den Einsatz von Power-to-Heat (Elektrokessel/Wärmepumpe) von besonderer Bedeutung. Dieser Leitfaden zeigt exemplarische Geschäftsmodelle zur Integration von Energiespeichern in Projekten von Bürgerenergiegenossenschaften, die heute bereits umgesetzt werden bzw. die zukünftig denkbar sind. Zehn Geschäftsmodelle, die für genossenschaftliche Projekte infrage kommen, sind in Abbildung 1 hinsichtlich ihrer Komplexität und Wirtschaftlichkeit bewertet. In Kapitel 3 (Geschäftsmodelle für Wärmespeicher) und 4 (Geschäftsmodelle für Stromspeicher) werden die Modelle genauer beschrieben.

Im Wärmebereich bestehen mehrere Geschäftsmodelle mit geringerer Komplexität, die nach ihrer Wirtschaftlichkeit eingeordnet werden können. Die Projekte im Strombereich sind tendenziell komplexer als die Projekte im Wärmebereich. Die Grafik dient der groben Einordnung der Geschäftsmodelle. Die Einordnung konkreter Anwendungsfälle hängt dabei stark von den individuellen Rahmenbedingungen ab.

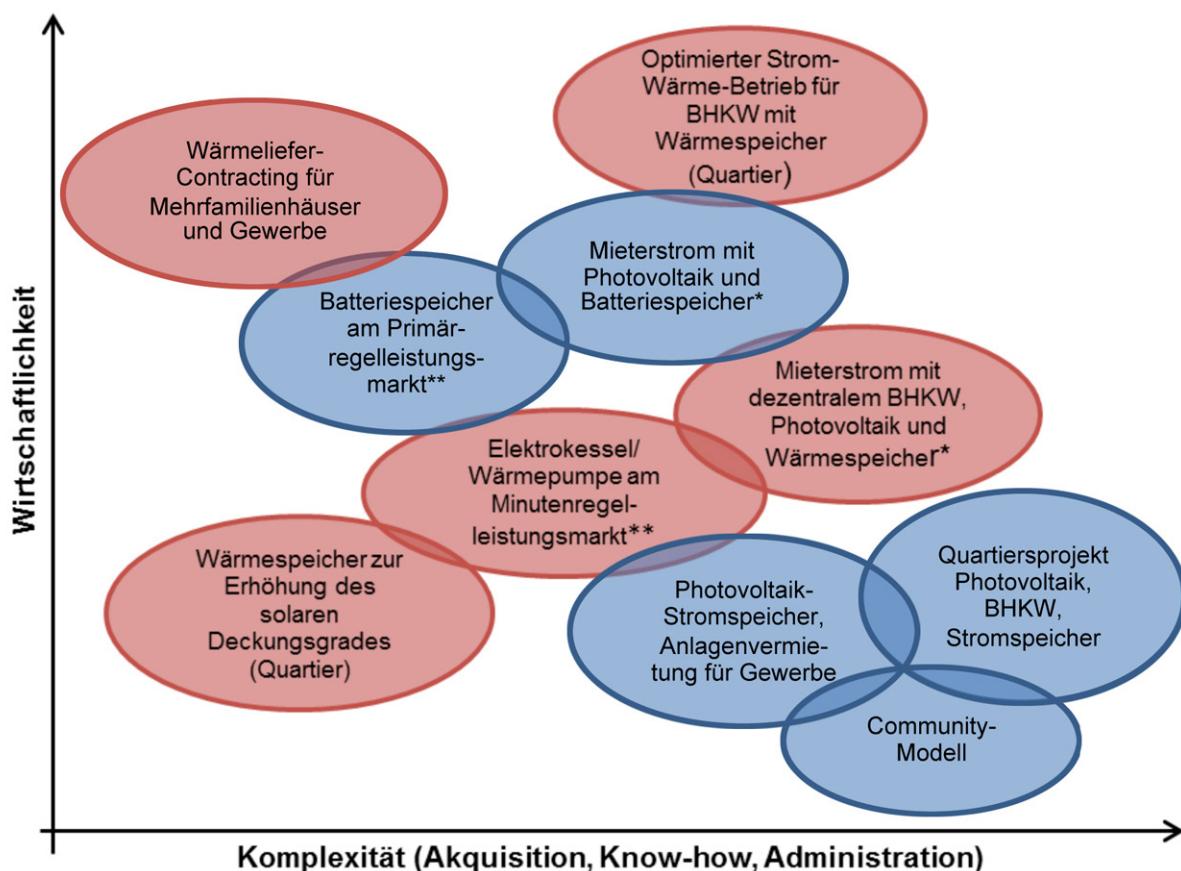


Abbildung 1: Einordnung der Geschäftsmodelle für Strom- und Wärmespeicher

*nach geplante Mieterstromgesetz **mit Dienstleister

Das „**Wärmeliefer-Contracting**“ für Mehrfamilienhäuser und Gewerbe ist ein wenig komplexes Geschäftsmodell. Da in diesem Anwendungsfall hauptsächlich Wärmespeicher mit geringem Platzbedarf und geringen spezifischen Investitionskosten eingesetzt werden, ist in der Regel keine Genehmigung erforderlich. Für den Vertrieb ist außerdem kein Wärmenetz notwendig. Die Wirtschaftlichkeit ist als hoch einzuschätzen, da die Contracting-Raten den Gegebenheiten entsprechend festgesetzt werden können.

Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt erfordert einen hohen Aufwand für die Organisation und Durchführung, weshalb die Einbindung eines externen Dienstleisters empfohlen wird. Dieser übernimmt den regelmäßigen Vertrieb am Regelleistungsmarkt. Die Geschäftsmodelle „**Batteriespeicher am Primärregelleistungsmarkt**“ und „**Elektrokessel/Wärmepumpe am Minutenregelleistungsmarkt**“ liegen daher im Bereich von geringer bis mittlerer Komplexität und mittlerer Ertragsmöglichkeit. Beim Primärregelleistungsmarkt ist allerdings ein hoher Konkurrenzdruck zu beachten. Die Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt ist aufgrund der Leittechnik mit hohen technischen Anforderungen verbunden und wird daher nicht näher betrachtet. Bei der positiven Primärregelleistung ist zusätzlich die alternative Teilnahme am Spotmarkt zu prüfen.

Im Bereich „**Wärmespeicher zur Erhöhung des solaren Deckungsgrades**“ ist die Komplexität der möglichen Projekte von der eingesetzten Technologie abhängig. Bei Solar-Eisspeichern und Behälterspeichern sind die technischen und regulatorischen Anforderungen gering. Für Aquifer- und Erdsondenspeicher ist hingegen grundsätzlich eine behördliche Genehmigung erforderlich. Die Gewinnmöglichkeiten sind begrenzt. Bei zusätzlichem Einsatz einer Wärmepumpe (z.B. in Kombination mit einem Solar-Eisspeicher) fallen die Investitionskosten hoch aus.

Die Wirtschaftlichkeit von „**Mieterstrommodellen**“ hängt stark von dem geplanten Gesetz der Bundesregierung ab. Wenn das Gesetz nicht oder nicht in geeignetem Umfang umgesetzt wird, sollte alternativ die Machbarkeit einer **PV-Speicher-Vermietung** geprüft werden. Zusätzlich zu den Erlösen aus dem Stromvertrieb kann der Verkauf von Wärme den Ertrag steigern.

Beim „**optimierten Betrieb von Blockheizkraftwerken (BHKW) mit Wärmespeicher**“ ist zu berücksichtigen, dass Wärmeabnehmer akquiriert werden müssen und bei zentralen Anlagen ein Wärmenetz zur Verfügung stehen oder errichtet werden muss (z.B. im **Quartier**). Die Errichtung eines neuen BHKW mit Wärmespeicher ist dabei Stand der Technik. Aus dem Vertrieb der Wärme kann sich eine hohe Wirtschaftlichkeit ergeben. Die Einbindung eines Dienstleisters sowie die Kosten für ein langes Wärmenetz verringern den Gewinn (in der Grafik berücksichtigt).

Quartiersprojekte im Strombereich kombinieren mehrere unterschiedliche Technologien, deren Zusammenspiel eine große Herausforderung darstellt. Zudem

ergibt sich eine hohe Komplexität daraus, dass ein Neubaugebiet und ein eigenes Stromnetz zu den Projektvoraussetzungen gehören. Die Erlösmöglichkeiten sind in den meisten Fällen gering.

Das „**Community-Modell**“ umzusetzen, ist für eine Energiegenossenschaft relativ komplex, da die Genossenschaft als Stromversorger auftritt und Strom für die Mitglieder der Community vermarktet. Die Erlöse sind bei diesem Geschäftsmodell recht gering, die Identifikation der Genossenschaftsmitglieder mit dem Projekt kann hingegen sehr hoch sein.

Die qualitative Einordnung in den Kapiteln 3 und 4 soll einen Überblick über die möglichen Geschäftsmodelle zur Integration von Energiespeichern in Projekte von Bürgerenergiegenossenschaften vermitteln. Die Umsetzbarkeit und Erlösmöglichkeiten individueller Projektvorhaben bzw. Geschäftsmodelle sind jedoch jeweils anhand der individuellen Rahmenbedingungen von der Energiegenossenschaft zu prüfen.

In den Geschäftsmodellen können unterschiedliche Speichertechnologien zum Einsatz kommen, die in den Kapiteln 5 (Wärmespeichertechnologien) und 6 (Stromspeichertechnologien) beschrieben werden. Die wichtigsten technischen Kennzahlen werden vorgestellt, zusätzlich wird ein Eindruck zu Marktreife und Kosten vermittelt. Bei den Stromspeichern sind insbesondere Batteriespeicher von Relevanz für genossenschaftliche Energieprojekte, bei den Wärmespeichern kommen verschiedene sensible, latente oder thermochemische Speicher heute oder zukünftig infrage.

Zu jedem Geschäftsmodell werden die wesentlichen zu beachtenden rechtlichen Rahmenbedingungen überblicksartig dargestellt. Hier werden insbesondere die anfallenden Abgaben, Umlagen und Steuern benannt, die regelmäßig einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle haben. Eine detailliertere Ausführung über die relevanten rechtlichen Aspekte bei genossenschaftlichen Stromspeicherprojekten und sog. funktionalen Speichern (wie Power-to-Gas/Power-to-Heat) findet sich in Kapitel 7.

Im Glossar sind kurze Erklärungen zu den wichtigsten im Leitfaden verwendeten Fachbegriffen zu finden. Ein ergänzendes Abkürzungsverzeichnis erläutert die Bedeutung der wichtigsten Abkürzungen.

2 Der Beitrag von Speichern im Energiesystem

Energiegenossenschaften und Speicher – eine gute Kombination

Energiegenossenschaften haben in der Vergangenheit eine Vorreiterrolle in der deutschen Energiewende übernommen, die sie weiterhin ausbauen wollen. Die wirtschaftliche und technische Bedeutung von Stromspeichern nimmt stetig zu, doch aufgrund von stark veränderlichen Preisen, wenig erprobten Anwendungen und ungeklärten regulatorischen Rahmenbedingungen wird bisher nur vereinzelt in Stromspeicherprojekte investiert. Das Interesse ist jedoch hoch und bei sinkenden Speicherpreisen ist ein starkes Wachstum des Marktes mittelfristig wahrscheinlich. Die Branche braucht daher Vorreiter, die die Anwendung von Stromspeichern vorantreiben, die Einsatzmöglichkeiten erproben und den lokalen Nutzen aufzeigen. Energiegenossenschaften fällt durch ihre Position zwischen klassischem Energieversorger und privatem PV-Anlagen-Betreiber dabei eine essentielle Rolle zu. Der Trend zur Dezentralität von energiebezogenen Projekten macht die in Energiegenossenschaften traditionell bestehende Bürgernähe relevant, welche für eine starke Identifikation der Energieabnehmer mit den Projekten sorgen kann. Durch diesen Faktor lässt sich die Kundenbindung bei den einzelnen Projekten erheblich steigern.

Da die Wärmebereitstellung und -speicherung generell durch ihre dezentrale Struktur in Form von lokalen Wärmenetzen oder einer Hausenergieversorgung geprägt sind, können Energiegenossenschaften durch ihre gute Vernetzung mit lokalen Verbrauchern in diesem Bereich von besonderer Bedeutung sein. Die Ausgestaltung der Wärmeversorgung und die Technologieauswahl für die Wärmespeicherung können dabei an die lokalen Gegebenheiten und Präferenzen der Kunden angepasst werden.

Nachdem Energiegenossenschaften bisher vorrangig die Bereitstellung von erneuerbarem Strom und erneuerbarer Wärme vorangetrieben haben, können sie als nächsten Schritt einen Beitrag zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen, zur Erbringung von Energiedienstleistungen und zur Schaffung der notwendigen Infrastruktur leisten.

Das Energiesystem wandelt sich

Die deutsche „Energiewende“ ist in den letzten Jahren international bekannt und zu einem Begriff geworden. Steigende Anteile erneuerbarer Energieträger und sehr hohe Installationszahlen von Photovoltaik(PV)- und Windkraftanlagen zeigen, dass hohe Anteile erneuerbarer Energien von technischer Seite aus möglich sind. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht eine kontinuierliche Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien in Deutschland vor. Die erneuerbaren Energien sollen bis zum Jahr 2050 60% des Bruttoendenergieverbrauchs und 80%

des Bruttostromverbrauchs abdecken. Nun geht es nicht mehr um das „Ob“, sondern um das „Wie“ des erneuerbaren Energiesystems. Wie können hohe Anteile erneuerbarer Energiequellen in den Strom- und Wärmesektor effizient eingebunden werden, ohne dass wir bei Flaute im Dunkeln sitzen? Wie können wir möglichst effizient den Strom vom Erzeuger zum Verbraucher bringen? Wie gleichen wir Stromerzeugung und -nachfrage aus? Wie können wir die Wärmeerzeugung nutzen, um die Stromnachfrage flexibel zu gestalten?

Die Grundvoraussetzung für die Umsetzung der Energiewende ist die Integration von Flexibilisierungsoptionen in das Energiesystem, um bei einem steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien zeitliche und räumliche Schwankungen in der Energiebereitstellung und -nachfrage ausgleichen zu können. Dafür werden in Zukunft neue Technologien und Strategien benötigt. Dazu zählen neben Netzausbau, Stromimport und -export, Regelung konventioneller Kraftwerke und ausnahmsweise erneuerbarer Erzeugnisanlagen, auch der Einsatz von Strom- und Wärmespeichern, Nachfragemanagement und Sektorkopplung (Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, z.B. durch den Einsatz von Power-to-X).

Was uns flexibel macht

Im heutigen Energiesystem sind überwiegend zentrale Großkraftwerke für die Bereitstellung von Flexibilität zuständig. An die früher vornehmlich als Grundlastkraftwerke eingesetzten Kraftwerke werden zunehmend neue Herausforderungen gestellt. Häufiges An- und Abfahren sowie hohe Lastwechsel erfordern technische Weiterentwicklungen, die heute bereits in der Umsetzung sind. Auch durch regelbare erneuerbare Kraftwerke, hierzu zählen Biomasse und Wasserkraft, können Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch teilweise ausgeglichen werden.

Während früher die Erzeugung der Last folgte, wird mit der zunehmenden Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien vermehrt auch die Last der Erzeugung folgen müssen. Manche Verbraucher können ihre Nachfrage zeitlich verschieben und somit auf das Angebot reagieren. Der Ausbau des Stromnetzes kann auch eine Art Flexibilisierung darstellen: Werden beispielsweise in einem Ort große Strommengen bereitgestellt, aber zur gleichen Zeit wenig Strom genutzt, kann die Energie in Regionen mit einem höheren Verbrauch transportiert werden. Durch das europäische Verbundnetz können Bereitstellung und Nachfrage teilweise über Stromimport und -export angeglichen werden.

Eine weitere Möglichkeit, auf Unterschiede zwischen Stromerzeugung und -nachfrage zu reagieren, sind Stromspeicher. Stromspeicher wurden bisher vor allem in Form von Pumpspeicherkraftwerken betrieben. Ursprünglich wurden Pumpspeicher eingesetzt, um Grundlastkraftwerke wie Kernkraft- oder Braunkohlekraftwerke auch nachts betreiben zu können, indem Überschussstrom für Lastspitzen am Mittag bzw. Abend des nachfolgenden Tages gespeichert wurde. In Zukunft werden

Pumpspeicherkraftwerke gebraucht, um die Differenz zwischen Verbrauch und Erzeugung auch zu anderen Tageszeiten auszugleichen.

Da große Anteile der in Deutschland genutzten Energie in den Wärmesektor fließen, gewinnt die Kopplung von Strom- und Wärmesektor zunehmend an Bedeutung. Eine mit Strom betriebene Wärmepumpe beispielsweise kann Stromüberschüsse zur Wärmebereitstellung nutzen. Zudem können Wärmespeicher einen zeitlichen Ausgleich von Wärmebereitstellung und -nachfrage leisten. Untersucht wird auch eine Kopplung des Stromsektors mit anderen Bereichen wie z.B. dem Gassektor: Unter Einsatz elektrischer Energie kann Wasser durch Elektrolyse in Wasserstoff und zusätzlich mittels Methanisierung in Methangas umgewandelt werden. Durch die Nutzung in Gaskraftwerken lässt sich die Energie auch wieder rückverstromen.

Energiespeicher gewinnen an Relevanz

Erneuerbare Energietechnologien, deren Leistung sich nach Sonnenscheindauer und Windgeschwindigkeit richtet, speisen Strom unabhängig vom Bedarf ins Netz. Besonders auf der Niederspannungsebene kann dadurch das Stromnetz stark belastet werden. Treten lokale Netzengpässe auf, können kleine Stromspeicher im Tagesbereich die lokale Nutzung dezentraler erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen erhöhen und Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgleichen.

Auch im Gesamtsystem kann ein adäquater Speichereinsatz eine Verringerung der Stromproduktionskapazitäten ermöglichen und eine Abregelung von Erneuerbare-Energien(EE)-Anlagen verhindern. Durch die Speicherung von Strom für Zeiten hoher Nachfrage müssen für die Spitzenlastzeiten weniger regelbare Kraftwerke vorgehalten werden. Die von den Kraftwerken produzierten Strommengen werden effizienter genutzt.

Stromspeicher können somit positive Effekte auf das Energiesystem haben: Starke Erzeugungs- und Nachfragespitzen führen zu hohen Preisunterschieden auf dem Strommarkt. Eine Glättung ermöglicht eine mittel- bis langfristige Senkung der Systemkosten, da die Anzahl von (fossilien) Reservekraftwerken reduziert werden kann.

Während kurzfristige Schwankungen von Erzeugung und Bedarf über das Strom- und Wärmenetz ausgeglichen werden können, werden in Zukunft auch die Unterschiede zwischen Energieproduktion in Sommer- und Wintermonaten zunehmend an Bedeutung gewinnen. Energiespeicher mit großen Kapazitäten können solche saisonalen Schwankungen ausgleichen und somit die Versorgungssicherheit erhöhen.

Fokus auf den Wärmesektor

Die Berücksichtigung des Wärmesektors ist entscheidend, da der Energiebedarf für Wärme mit über 50% den Großteil der Endenergiennachfrage in Deutschland ausmacht. Thermische Energiespeicher verfügen über eine hohe Ein- und Ausspeicherleistung und können große Energiemengen speichern. Sie werden

sowohl für die Speicherung über lange Zeiträume eingesetzt, z.B. zur saisonalen Speicherung solarer Wärme, als auch für kurze Speicherperioden, z.B. zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage von Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen. Thermische Speicher können zentral beim Erzeuger oder dezentral beim Verbraucher installiert sein und stationär oder mobil eingesetzt werden. Sie dienen der Effizienzsteigerung des Gesamtsystems sowie der Integration fluktuierender Wärmequellen. In beiden Bereichen werden sie mit dem Ziel betrieben, den Primärenergiebedarf (Energiebedarf zur Deckung der Gesamtenergiennachfrage, inklusive des Energiebedarfs zur Gewinnung, Umwandlung und zum Transport des Energieträgers) und den CO₂-Ausstoß zu senken (Hauer et al. 2013).

Der Bedarf an thermischen Energiespeichern ergibt sich hauptsächlich aus technischen Randbedingungen sowie aus den Zielen der Energiewende im Wärmesektor und der damit verbundenen Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energien. Erneuerbare Wärme, die in solarthermischen Anlagen erzeugt wird, steht häufig in Zeiten geringen Verbrauchs zur Verfügung. Die Einbindung thermischer Energiespeicher kann hier dem zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage dienen. Dabei kommen bei solarthermischen Anlagen neben Pufferspeichern auch saisonale Wärmespeicher zum Einsatz, die im Sommer erzeugte Wärme für die Wintermonate speichern und so einen hohen solaren Deckungsanteil ermöglichen. Zur Integration von zentralen Anlagen sind Wärmenetze erforderlich, die die Wärme verteilen. Diese sollten zudem zur Integration zukünftiger Erzeugungstechnologien geeignet sein. Dann lässt sich z.B. die Abwärme aus Heizkraftwerken nutzen, die mit erneuerbaren Energieträgern wie Biogas oder Holzhackschnitzeln betrieben werden, sowie industrielle Abwärme, die ganzjährig anfällt und für den kurz- und mittelfristigen zeitlichen Ausgleich gespeichert wird.

Strom und Wärmebereitstellung verknüpfen

Ein weiterer Bedarf für thermische Speicher ergibt sich aus der Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor. Bei einem Überschuss an Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind und PV) können Wärmespeicher in Kombination mit Power-to-Heat zu einem Ausgleich im Stromnetz beitragen. Bei hoher solarer Einstrahlung und starkem Wind kann die Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen und PV-Anlagen höher als die Nachfrage sein. Die Aufnahme dieser Überschüsse durch Speicher kann das Abregeln von erneuerbaren Erzeugungsanlagen teilweise zu vermeiden helfen. Darüber hinaus können Power-to-Heat-Anlagen die Netzstabilität durch die Erbringung negativer Regelleistung unterstützen.

Rechtliche Rahmenbedingungen

Das Fundament des Rechtsrahmens für Energiespeicher bildet das Energiewirtschaftsrecht, das die leitungsgebundene Energieversorgung mit Gas und Strom regelt. Energiespeichertechnologien werden darin nicht allgemein

gesetzlich definiert. Einige Spuren auf der Suche nach dem gesetzlichen Umgang mit Stromspeichern lassen sich indes finden. So gibt es eine Begriffsbestimmung für Gasspeicher in § 3 Nr. 31 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die sich allerdings nicht auf Stromspeicher übertragen lässt. In anderen Gesetzen werden Stromspeicher explizit benannt (z.B. § 61k EEG 2017), ohne jedoch zu definieren, welche Technologien konkret als Stromspeicher gelten. Der Gesetzentwurf zur Änderung des Stromsteuergesetzes sieht in § 2 Nr. 9 Stromsteuergesetzentwurf (StromStG-E) erstmals eine gesetzesspezifische Definition von Batteriespeichern vor. Im StromStG-E und anderen aktuellen Gesetzesnovellierungen im Energierecht sind punktuelle Anpassungen für Energiespeicher vorgesehen. Eine allgemeingültige Definition ist aber weiterhin nicht geplant.

Abseits dieser Erwähnungen, die jeweils spezifische Anwendungsfälle betreffen, müssen Energiespeicher sich in einen Rechtsrahmen einfügen, der nicht unmittelbar für sie ausgelegt ist. Dies kann zu Unstimmigkeiten führen. Bei diesem Einfügen in das Energiewirtschaftsrecht wird derzeit auf die Funktionen der Stromspeicher zurückgegriffen. Entscheidend sind dabei die drei Prozesse Einspeichern, Speichern und Ausspeichern. Diese rechtliche Aufspaltung eines Speichervorgangs ist nicht bei jeder Speichertechnologie nachvollziehbar und deshalb umstritten. Für die rechtliche Handhabung wird der Vorgang des Einspeicherns in der Regel als Letztverbrauch verstanden, da Strom zu Speicherzwecken in eine andere Energieform umgewandelt wird. Das Ausspeichern, d.h. die Rückverstromung der Energie samt möglicher Rückspeisung in ein Netz, wird dagegen grundsätzlich als Stromerzeugung behandelt. Das Speichern selbst wird nur für Gasspeicher geregelt, im Übrigen wird lediglich auf den Umgang mit Speicherenergieverlusten eingegangen. Darüber hinaus unterfallen sektorenübergreifende Speichervorgänge sogenannter funktionaler Speicher wie bspw. Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Heat (PtH) teilweise Spezialregelungen.

Die sich daraus ergebende Fülle an rechtlichen Einzelfragen wird im Rahmen der Erläuterung einzelner Geschäftsmodelle in den Kapiteln 3 und 4 modellspezifisch und überblicksartig vorgestellt. Zudem wird in Kapitel 7 ein Überblick zu den wichtigsten Rechtsfragen für Bürgerenergiegenossenschaften gegeben.

Chancen von Energiegenossenschaften

Energiegenossenschaften bestehen meist aus einem Zusammenschluss von interessierten Bürgern und lokalen Partnern, wie zum Beispiel Kommunen, Landwirten und Unternehmen, mit dem Ziel, Strom bzw. Wärme regional zu erzeugen. Der Fokus liegt dabei auf einer effizienten, ökologischen und wirtschaftlichen Energieversorgung, die meist auf erneuerbaren Energieträgern basiert. Durch den Zusammenschluss verschiedener Akteure können erneuerbare Energiequellen erschlossen werden, die für den Einzelnen nicht nutzbar sind. Zum Beispiel können durch die Zusammenarbeit mit Kommunen und Unternehmen

Dachflächen auf öffentlichen und industriellen Gebäuden für solarthermische oder photovoltaische Anlagen genutzt werden, die für die Bürger sonst nicht verfügbar wären. Für Unternehmen und Kommunen wiederum sind oft der Aufwand und das Risiko für die Umsetzung eigener Energieprojekte zu hoch, und/ oder das notwendige Know-how ist nicht vorhanden. In solchen Fällen können Energiegenossenschaften die Umsetzung übernehmen, das Risiko streuen und das benötigte Know-how ansammeln. Die Finanzierung der Erzeugungsanlagen und der ggf. benötigten Netzstrukturen wird durch die monetäre Beteiligung der Mitglieder ermöglicht.

Durch die spezifische Organisationsform einer Genossenschaft werden deren Mitglieder von Konsumenten (Stromverbrauchern) zu Prosumenten (Stromverbrauchern und -erzeugern). Dadurch wird die Akzeptanz von erneuerbaren Energien auf lokaler Ebene erhöht. Das Geschäftsmodell der Genossenschaften basierte bisher hauptsächlich auf der Installation von PV- oder Windkraftanlagen und deren Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Durch die sinkenden EEG-Zahlungsansprüche sowie die anspruchsbegründende Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungen von neuen EE-Anlagen mit bestimmter Größe ab 2017 wird dieses Modell zukünftig vermehrt an Rentabilität einbüßen und damit an Attraktivität verlieren.

Die Integration von Strom- und Wärmespeichern bietet Spielraum für die Entwicklung neuer, potenziell attraktiver Geschäftsmodelle für Energiegenossenschaften, mit denen sie auch weiterhin einen wertvollen Beitrag zur Energiewende leisten können. Mit Energiespeichern kann der Anteil der Nutzung lokal erzeugten erneuerbaren Stroms bzw. lokal bereitgestellter Wärme erhöht werden, indem Strom und Wärme für Zeiten höherer Nachfrage zwischengespeichert werden bzw. zusätzliche Deckungsbeiträge am Strom- oder Systemdienstleistungsmarkt erzielt werden.

Für Energiegenossenschaften stehen eine hohe Kundenbindung und eine zufriedenstellende Rendite im Vordergrund. Die langfristige Bindung von Kunden kann durch lokal bereitgestellten regenerativen Strom bzw. lokal bereitgestellte Wärme verbessert werden. Wenn Strom und Wärme aus Anlagen in unmittelbarer Nähe stammen, kann sich der Kunde mit dem Konzept identifizieren. Der Einsatz von Strom- und Wärmespeichern kann außerdem zu einem höheren Autarkiegrad beitragen, da ein höherer Anteil des lokal bereitgestellten Stroms bzw. der lokal erzeugten Wärme selbst genutzt werden kann, wenn Energiespeicher einen zeitlichen Ausgleich zwischen Energiebereitstellung und -nachfrage gewährleisten.

Für Wärmegenossenschaften ist in der Regel nicht nur die Wärmeproduktion, sondern auch die Verteilung der Wärme Teil des Geschäftsmodells. In Heizkraftwerken, BHKW und solarthermischen Anlagen wird Wärme bereitgestellt. Energiegenossenschaften können bestehende Anlagen übernehmen oder neue installieren. Das Geschäftsmodell kann zu einem „Nahwärme Plus“-Konzept

erweitert werden, indem unterschiedliche Wärmequellen, wie industrielle Abwärme sowie solare und geothermische Wärme, genutzt werden. Die Wärme wird in einem Wärmenetz an die Verbraucher geliefert. Allerdings ist die Errichtung eines Wärmenetzes mit einem großen finanziellen Aufwand verbunden. Eine Machbarkeitsstudie, die die Ausgangslage und das Vorhaben im Detail beschreibt und mögliche Risiken auflistet, kann helfen, mögliche Probleme frühzeitig zu erkennen. Aufgrund der Komplexität des Projekts sollte die Zusammenarbeit mit einem Ingenieurbüro in Betracht gezogen werden. Die Integration von Wärmespeichern kann die Wirtschaftlichkeit des Systems steigern.¹

Geschäftsmodelle sind der Schlüssel zum Erfolg

Aus ökonomischer Perspektive sind verschiedene Geschäftsmodelle für die Integration von Strom- und Wärmespeichern in Projekten von Energiegenossenschaften denkbar, die in unterschiedlichen Bereichen und auf unterschiedlichen Märkten Anwendung finden können. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Speicher sind insbesondere die Kapital- und Betriebskosten sowie auch technische Charakteristika wie der Wirkungsgrad und die Speicherverluste von Bedeutung. Die Umsetzbarkeit sowie etwaige Entgelt-, Umlagen- und Steuerbefreiungen sind dabei durch die rechtlichen Rahmenbedingungen festgelegt.

Allerdings müssen sich Energiegenossenschaften für alle hier beschriebenen Projekte vom „einfachen“ Geschäftsmodell der EEG-geförderten Strom- oder Wärmeerzeugungsanlage verabschieden. Eine Förderung von Wärme- und Stromspeichern, die eine ähnliche Sicherheit für den Investor bietet, ist derzeit nicht abzusehen. Umso wichtiger ist es, zukünftigen Geschäftsmodellen im Strom- und Wärmespeicherbereich frühzeitig Aufmerksamkeit zu widmen, im eigenen Umfeld neue Marktnischen zu entdecken und Kompetenzen im Umgang mit höheren unternehmerischen Risiken zu erwerben.

¹ Energieagentur Rheinland Pfalz GmbH: Geschäftsmodelle für Bürgerenergiegenossenschaften, 2015; Reinhard Bock-Müller: Wie gründe ich eine Energiegenossenschaft, 2012.

3 Geschäftsmodelle für Wärmespeicher

Im Folgenden werden verschiedene Geschäftsmodelle für Wärmespeicher dargestellt, die für genossenschaftliche Energieprojekte relevant sein können. Dabei werden mögliche Geschäftsmodelle hinsichtlich verschiedener Kriterien bewertet und die Voraussetzungen für die Umsetzung erläutert.

Das Wärmeliefer-Contracting für Mehrfamilienhäuser (MFH) und Gewerbe sowie das Mieterstrommodell für Einzelgebäude sind unter den betrachteten Voraussetzungen als besonders attraktiv einzustufen. Auch der Wärmespeicher im Quartier (in Kombination mit Solarthermie oder einem BHKW) sollte von Bürgerenergiegenossenschaften als Geschäftsmodell geprüft werden. Das Geschäftsmodell Power-to-Heat (Elektrokessel/Wärmepumpe) am Regelleistungsmarkt ist komplex und benötigt ein hohes Maß an Know-how.

Insgesamt sind die Geschäftsmodelle von sehr vielen Parametern und Rahmenbedingungen abhängig, die sich schnell verändern können, sodass für jedes Geschäft individuell die Tragfähigkeit zu prüfen ist und keine Rückschlüsse bzgl. einer konkreten Wirtschaftlichkeit aus diesem Leitfaden abgeleitet werden können.

3.1 Wärmeliefer-Contracting für Mehrfamilienhaus und Gewerbe

Anbieter von Wärmeliefer-Contracting-Lösungen ersetzen die bestehende Heizungsanlage in privaten, gewerblichen und öffentlichen Gebäuden durch eine effizientere und ökologischere Technologie bzw. installieren in Neubauten eine moderne Heizungstechnik. Prognosen erwarten einen hohen Modernisierungsbedarf im Heizungsbereich, sodass für dieses Geschäftsmodell ein hohes Potenzial in der Gebäudesanierung erwartet wird. Beim Neubau von Gebäuden muss nach aktueller Gesetzeslage (Erneuerbare-Energien-Wärmegegesetz) ein bestimmter Anteil des Wärmebedarfs mit erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden. Das Wärmeliefer-Contracting ist so zu strukturieren, dass diese Vorgaben erfüllt werden können. Der Contractor plant, finanziert, baut und betreibt die Heizungsanlage und liefert die Wärme gegen eine monatliche Contracting-Rate bzw. einen vereinbarten Wärmepreis an die Letztverbraucher. Die Contracting-Verträge regeln Rechte und Pflichten der Vertragsparteien und haben in der Regel eine feste Laufzeit von 10 bis 15 Jahren. Als Heizungstechnologie werden hauptsächlich BHKW, Holzhackschnitzel- und Pelletöfen und solarthermische Anlagen eingesetzt (Schürmann 2013), (Stadtwerk am See GmbH & Co. KG 2016). Ein Blockheizkraftwerk ist eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die gleichzeitig Wärme und Strom bereitstellen kann. Die Kopplung der Wärme- und Strombereitstellung führt zu einer höheren Ausnutzung der eingesetzten Energieträger. Je nach Gegebenheiten kann der Einsatz von Wärmespeichern das Konzept verbessern.

Im Rahmen des Wärmeliefer-Contracting können Energiegenossenschaften versuchen, attraktive Energiedienstleistungen anzubieten und einen großen Markt im Sanierungs- und Neubaubereich zu erschließen. Durch die Vergütung der Wärmelieferung über Contracting-Raten können Erlöse erzielt werden. Der Einsatz von BHKW generiert durch den Stromverkauf zusätzliche Erlöse. Die Optimierung des Betriebs von BHKW bzw. des Managements der Wärmespeicher kann die Erlössituation verbessern.

Voraussetzungen: Es sind interessierte Kunden erforderlich, die bereit sind, für den Service der Energiegenossenschaft den für ein sinnvolles Geschäftsmodell benötigten Preis zu bezahlen. Dabei steht das Contracting im Wettbewerb zu allen anderen verfügbaren Angeboten am Wärmemarkt (z.B. dem Eigenbetrieb einer Heizungsanlage durch den Kunden). Dabei ist das „Rundum-Sorglos-Paket“, das vom Contractor angeboten wird und Wartungs- und Entstörungsleistungen sowie den Brennstoffeinkauf (für BHKW) beinhaltet, auch zu berücksichtigen. Für private Hauseigentümer ist das Angebot interessant, wenn der Kunde keine Zeit und Mühe in die Sanierung der Heizungsanlage investieren will und alle Aufwendungen über die gesamte Vertragslaufzeit an einen Dienstleister vergeben kann. Gewerbliche Kunden können von dem Service profitieren. Durch eine individuelle Vertragsgestaltung kann der Kunde selbst entscheiden, welche Leistungen vom Contractor übernommen werden sollen. So kann das Interesse an Contracting-Konzepten gesteigert werden (Schürmann 2013).

Contractingmodelle haben für den Contractor jedoch auch eine Vielzahl von Risiken, die durch adäquate vertragliche Regelungen nur teilweise verringert werden können, wie z.B. das Risiko eines veränderten Energiebedarfs (durch Effizienzmaßnahmen oder Nutzungsänderung) und Kreditausfallrisiken auf Seiten des Kunden.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Für Mietverhältnisse über Wohnraum im Falle der Umstellung der hauseigenen zentralen WärmeverSORGung auf eine gewerbliche Lieferung durch einen Contractor durch den Vermieter gilt: Der Wohnraummieter, der bereits vor der Umstellung die Betriebskosten der Wärme zu tragen hatte, hat gem. § 556c BGB grundsätzlich auch nach der Umstellung die Kosten der Wärmelieferung im Rahmen der Betriebskosten zu tragen. Zu den Voraussetzungen gehört, dass die Wärme von der neuen Heizungsanlage im Vergleich zum bestehenden System effizienter bereitgestellt werden kann und die Betriebskosten dadurch nicht steigen. Bei der Vertragsgestaltung über Laufzeiten von zehn bis 15 Jahren kann man sich an den Vorgaben der AVBFernwärmeV orientieren, die u.a. in Abweichung von den §§ 305 ff. BGB die Vereinbarung längerer Vertragslaufzeiten mit Verbrauchern, die auch Mieter sind, ermöglicht. Im Gegenzug sieht die Verordnung spezielle Kündigungsrechte vor.²

² Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.6, S. 139.

Der Neubau eines Wärmespeichers, in den überwiegend KWK-Wärme eingespeichert wird, kann grundsätzlich einen Anspruch auf Zuschlagszahlungen³ gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber gem. § 1 Abs. 1 Nr. 4 Alt. 2 KWKG und §§ 22 ff. KWKG begründen. Errichtet die Bürgerenergiegesellschaft einen Wärmespeicher, sind Fragen zur Genehmigungsbedürftigkeit und -fähigkeit der Anlage insbesondere in Abhängigkeit zu deren Größe und Standort zu beachten.⁴

Bei der Veräußerung der Wärme kann ein Mehrwert realisiert werden, wenn infolge der Verwendung von umweltfreundlichen Einsatzstoffen Wärme mit möglichst geringem Primärenergiefaktor erzeugt und so der Primärenergiebedarf des Gebäudes positiv beeinflusst werden kann.⁵ Die auf der Basis von Holz erzeugte Wärme kann einen niedrigeren Primärenergiefaktor aufweisen, der zwischen dem Faktor für fossile Brennstoffe und dem für erneuerbare Energien liegt. Wärme aus solarthermischen Anlagen hat den günstigsten Primärenergiefaktor von 0,0. Schließlich ist der von den Letztverbrauchern aus dem BHKW direkt bezogene Strom nicht mit Netzentgelten und netzentgeltgekoppelten Kosten belastet. Eine Stromsteuerbefreiung kann in Betracht kommen.⁶ Die EEG-Umlage fällt wohl in voller Höhe an.

Wirtschaftlichkeit: Im Zuge der Mietrechtsreform im Jahr 2013 konnten Hemmnisse für das Wärmeliefer-Contracting für Miethäuser überwunden werden. Da die hierbei geltenden Vorgaben bei neuen, innovativen Technologien nicht immer eingehalten werden können, gibt es die Möglichkeit, dass sich der Vermieter mit einem Baukostenzuschuss beteiligt, um die monatliche Rate für die Mieter zu senken. So kann der Hauseigentümer den Service des Contractors in Anspruch nehmen, ohne dass die Letztverbraucher einen Kostennachteil haben. Wegen des hohen Heizungssanierungsbedarfs in Wohngebäuden, gewerblichen und öffentlichen Gebäuden erscheint der potenzielle Markt groß. Für die Verteilung der Wärme können je nach Zustand vorhandene Rohrsysteme verwendet werden. Es sind keine kostenintensiven Wärmenetze erforderlich, wenn der Wärmeerzeuger im Objekt installiert werden kann. Die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells wird in der Literatur als hoch eingeschätzt (Schürmann, 2013).

Technologien: Als Wärmespeicher kommen verschiedene Technologien infrage: Behälterspeicher, Solar-Eisspeicher, Paraffinspeicher, Adsorptionsspeicher (Kapitel 5).

3 Auszug aus § 23 KWKG: „Der Zuschlag beträgt 250 Euro je Kubikmeter Wasseräquivalent des Wärmespeichervolumens. Bei Speichern mit einem Volumen von mehr als 50 Kubikmetern Wasseräquivalent beträgt der Zuschlag jedoch höchstens 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten. Der Zuschlag nach Satz 1 darf insgesamt 10 Millionen Euro je Projekt nicht überschreiten.“

4 Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.4.1, S. 53.

5 Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.6, S. 82.

6 Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.5, S. 119104.

Bewertung:

Wärmeliefer-Contracting für Mehrfamilienhaus und Gewerbe					
	gering				hoch
Akquisitionsaufwand			●		
Aufwand Projektstart	●				
Know-how-Bedarf			●		
Projektanforderungen	●				
Vertriebsaufwand		●			
Wettbewerb			●		
Ertragsmöglichkeiten				●	
Kostensenkungspotenzial			●		
Marktreife				●	

Der **Akquisitionsaufwand** ist als mittelhoch einzuschätzen. Aufgrund des Sanierungsbedarfs ist die Anzahl potenzieller Kunden hoch, jedoch müssen diese mit geeigneten Marketingstrategien von den Vorteilen des Services überzeugt werden.

Der **Aufwand für den Projektstart** ist gering, da die Installation von BHKW und solarthermischen Anlagen Stand der Technik ist. Da in diesem Geschäftsmodell keine Aquifer- oder Erdsondenspeicher, sondern hauptsächlich Wärmespeicher mit geringem Platzbedarf und geringen spezifischen Investitionskosten eingesetzt werden, ist in der Regel keine Genehmigung erforderlich.

Für die Installation und den Betrieb von solarthermischen Anlagen und BHKW in Kombination mit Behälterspeichern besteht ein geringer **Know-how-Bedarf**. Bei anderen Speichertypen ist aufgrund der komplexen Technik mehr Know-how erforderlich (z.B. Adsorptionsspeicher, Paraffinspeicher). Die **Projektanforderungen** sind gering. Das Geschäftsmodell ist insbesondere für kleinere Projekte geeignet, die von Energiegenossenschaften mit begrenzten Ressourcen umgesetzt werden können.

Für den Vertrieb ist kein Wärmenetz erforderlich, was im Vergleich zu Quartierskonzepten zu einem geringeren **Vertriebsaufwand** führt. Bei der Ausarbeitung der Contracting-Verträge ist juristischer Sachverstand notwendig. Energiegenossenschaften können sich bei der Vertragsgestaltung an Musterverträgen orientieren. Contracting-Anbieter stehen im **Wettbewerb** mit anderen Dienstleistern und Handwerksbetrieben, die in der Heizungstechnik arbeiten. Kooperationen mit lokalen Heizungsinstallateuren können diesem Wettbewerb entgegenwirken. Ein weiterer Wettbewerb besteht mit Banken, die bei den aktuell niedrigen Zinsen attraktive Finanzierungsmöglichkeiten anbieten.

Die **Ertragsmöglichkeiten** sind marktabhängig, im Grundsatz kann aber die Energiegenossenschaft die Contracting-Raten in den Verträgen selbst festlegen. Wenn der Kunde eine hohe Zahlungsbereitschaft für kostenintensive innovative Technologien hat, können die Raten dementsprechend angepasst werden. Die Schwankungen von Brennstoffpreisen können durch Preisanknopfungsklauseln ausgeglichen werden.

Bei den Technologien, die sich noch im Entwicklungsstadium befinden, besteht ein hohes **Kostensenkungspotenzial**, z.B. bei Adsorptionsspeichern und Paraffinspeichern, aber auch ein erhöhtes technisches Risiko. Bei marktreifen Technologien ist die **Marktreife** als hoch einzustufen, da bereits viele Energieversorger, zum Beispiel Stadtwerke, Contracting-Lösungen unter Einbeziehung dieser Technologien anbieten.

Insgesamt sollte das Geschäftsmodell von Bürgerenergiegenossenschaften geprüft werden, da es sich um kleinere Projekte handelt, die im Vergleich zu Großprojekten mit Wärmenetzen mit geringerem Investitionsvolumen umgesetzt werden können. Die Modernisierung von Heizungsanlagen mit innovativer, effizienter Technik entspricht den zentralen Zielen von Energiegenossenschaften, die nachhaltige, ökologische Energiesolutions anbieten wollen. Contracting kann auch zur Diversifikation der Geschäftsbereiche beitragen. Es sind jedoch auch die Risiken z.B. durch Nutzungsänderung oder durch Kreditausfälle bei den Kunden zu beachten, die nur teilweise vertraglich zu begrenzen sind.

Beispielprojekt 1: Wärme- und Stromliefer-Contracting / Kindertagesstätte / PV-Anlage, BHKW, Strom- und Wärmespeicher

Die Energiegenossenschaft BürgerEnergieRheinMain eG wurde beauftragt, für den Neubau einer Kita in Mörfelden-Walldorf ein Energieversorgungskonzept zu erstellen. Die Genossenschaft errichtet und betreibt die Erzeugungsanlagen und liefert im Rahmen eines Energieliefer-Contracting seit dem Jahr 2015 Strom und Wärme an die städtische Kita. Das System besteht aus einer PV-Anlage (9,88 kWp) auf dem Dach, einem Pellet-BHKW (32 kW), einem Blei-Stromspeicher und einem Wärme Pufferspeicher. Der jährliche Wärmebedarf von 62.000 kWh kann durch die Pelletheizung und den Wärmespeicher gedeckt werden. Die PV-Anlage stellt ca. 8.800 kWh Strom pro Jahr bereit. Durch den Speichereinsatz können 80% dieser Energie vor Ort genutzt werden. Der überschüssige Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist. Insgesamt können so im Vergleich zur Nutzung von konventionellen Energieträgern jährlich 20 Tonnen CO₂ eingespart werden. Die Vertragslaufzeit für die Wärmeversorgung beträgt 15 Jahre, für die Stromlieferung 20 Jahre.

Kontakt:

BürgerEnergieRheinMain eG
Menzelstraße 9b
64546 Mörfelden-Walldorf
www.bermeg.de

Informationen zum Projekt: www.energiegenossenschaften-gruenden.de

Beispielprojekt 2: Heizungs-Contracting der Bürgerenergiegenossenschaft Rodgau/Rödermark eG

Die EnerGo eG hat in einem Sportlerheim und in einem Seniorenwohnheim je eine neue Pellet-Heizungsanlage mit je 100 kW Leistung inklusive Pufferspeicher und eine Gasterme zur Spitzenlastbereitstellung installiert. Über langfristige Contracting-Verträge beliefert die Genossenschaft die Kunden mit Wärme. Den Betrieb und die Wartung der Anlagen übernehmen lokale Heizungsbauer im Auftrag der Genossenschaft. Die Kunden zahlen einen Grundpreis sowie einen verbrauchsabhängigen Arbeitspreis.

Kontakt:

Bürger-Energiegenossenschaft Rodgau/Rödermark eG (EnerGo eG)

Hans-Sachs-Straße 37

63110 Rodgau

Informationen zum Projekt: www.energiegenossenschaften-gruenden.de

Beispielprojekt 3: Wärmeliefer-Contracting / Mehrfamilienhaus / BHKW und Wärmespeicher

In Meersburg wurde unter der Leitung der Josef Hebel GmbH & Co. KG im Jahr 2014 ein modernes Mehrfamilienhaus gebaut. Für die Wärmelieferung wurde mit dem regionalen Stadtwerk am See ein Wärme-Contracting-Vertrag abgeschlossen. Der Energieversorger installiert und betreibt ein gasbetriebenes BHKW mit einer Leistung von 9 kWel bzw. 20 kWth. Ein Spitzenlastgaskessel mit einer Leistung von 80 kWth und ein Behälterspeicher mit einem Volumen von 1.000 Litern garantieren eine vollständige Deckung der Wärmelast der 21 Wohneinheiten. Die Mieter verpflichten sich, die Heizungswärme und das Warmwasser während der Vertragslaufzeit vom Contractor zu beziehen. Die Vorteile für die Kunden sind Kostensicherheit durch langfristige Verträge, Fernüberwachung mit 24 Stunden-Notdienst, optimale Wartung und Instandhaltung, Versorgungssicherheit und transparente Abrechnung (Stadtwerk am See GmbH & Co. KG 2016).

Kontakt:

Stadtwerk am See GmbH & Co. KG

Kurt-Wilde-Str. 10

88662 Überlingen

www.stadtwerk-am-see.de

Informationen zum Projekt: www.groeber-consulting.com

Beispielprojekt 4: Wärmeliefer-Contracting / Sporthotel / BHKW und Wärmespeicher

Im Jahr 2016 wurde die Heizungsanlage des Sporthotel & Resort Grafenwald von der Städtische Werke AG saniert. Im Rahmen eines Wärmeliefer-Contracting wurden ein Erdgas-BHKW (50 kWel und 90 kWth) mit Pufferspeicher, ein Brennwertkessel (225 kW) zur Deckung von Grund- und Spitzenlast und ein Niedertemperaturkessel (270 kW) zur Spitzenlastdeckung installiert. Zudem wurden die Heizkreisverteilung, die Heizungspumpen und die Regelanlagen erneuert. Über die Vertragslaufzeit von 10 Jahren werden der Betrieb und die Wartung der Heizungsanlage vom Contractor übernommen.

Kontakt:

Städtische Werke AG

Königstor 3-13

34117 Kassel

www.sw-kassel.de

Informationen zum Projekt: www.energiecontracting.de

Beispielprojekt 5: Wärmeliefer-Contracting / Mehrfamilienhaus / Solarthermie und Wärmespeicher

Für die Sanierung der Heizungsanlage eines Mehrfamilienhauses in Berlin Friedrichshain wurde ein Wärmeliefer-Contracting gewählt. Die haus24 Wärme GmbH hat im Jahr 2008 eine solarthermische Anlage mit einer Kollektorfläche von 22 m² auf dem Dach des Gebäudes, eine Erdgas-Brennwertheizung (135 kW) und einen Zwischenspeicher (400 Liter) installiert. Die Investitionskosten betrugen 24.400 EUR. Das Projekt wurde von der GASAG AG mit 2.750 EUR und vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle mit 1.320 EUR gefördert. Durch die Sanierung können insgesamt ca. 235 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden.

Kontakt:

haus24 Wärme GmbH

Helmholtzstraße 2

10587 Berlin

www.haus24.com

Informationen zum Projekt: www.energiecontracting.de

3.2 Mieterstrom mit dezentralem BHKW oder PV-Anlage und Wärme-speicher

Im Mieterstrommodell kann ein Energiedienstleister als Betreiber des BHKW oder der PV Anlage mit Wärmespeicher (z.B. Energiegenossenschaft oder Contractor) den Strom an die Mieter eines Mehrfamilienhauses (Verbraucher) vor Ort vermarkten. Überschüssige Abwärme aus dem BHKW kann bei stromgeführtem Betrieb dem Wärmespeicher zugeführt werden. Überschüssiger Strom aus einer PV-Anlage oder einem BHKW kann auf drei verschiedenen Wegen genutzt werden: Neben der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz besteht die Möglichkeit, eine

elektrische Wärmepumpe zu betreiben, die Heizwärme und Warmwasser bereitstellt und bei geringem Wärmebedarf die Wärme in einem thermischen Speicher zwischenspeichert. Eine weitere Option ist die Umwandlung des Überschussstroms in Wärme mit einem Elektroheizstab, der in einem Wärmespeicher integriert ist. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kann zusätzlich benötigter Strom aus dem Stromnetz bezogen werden.

Erlöse ergeben sich für die Energiegenossenschaft als Betreiber der Erzeugungsanlage mit Wärmespeicher aus der Vermarktung des durch das BHKW bzw. die PV-Anlage bereitgestellten Stroms. Dabei entfallen bei geeigneter rechtlicher Konstruktion für die Belieferung der Mieter des Objekts die Netznutzungsentgelte, und eine Befreiung von der Stromsteuer kommt in Betracht, sodass der Strom für die Mieter gegenüber dem Netzbezug günstiger werden kann. Zusätzliche Erlöse bringt die Vermarktung der bereitgestellten Wärme, die durch den Einsatz des Wärmespeichers an das Bedarfsprofil der Mieter angepasst werden kann. Überschüssiger Strom kann in das Stromnetz eingespeist und vermarktet werden.

Voraussetzungen: Voraussetzung für den Betrieb einer Stromerzeugungsanlage im Rahmen des Mieterstrommodells ist die räumliche Nähe zwischen der Anlage und den Kunden. Das heißt, der Strom darf den Mietern nicht über das öffentliche Stromnetz zugeführt werden. Jeder Mieter kann dabei frei entscheiden, ob er an dem Mieterstrommodell teilnehmen möchte. Das heißt, der Mieter kann den Stromlieferanten frei wählen. Nimmt der Mieter den Strom nicht ab, entfällt der Vorteil aus der Netzentgeltsstruktur. Anders verhält es sich beim Wärmebezug, der meist im Mietvertrag festgeschrieben ist und aus der Heizungsanlage des Vermieters erfolgt. Seit Juli 2013 hat der Vermieter nach der Wärmelieferverordnung die Möglichkeit, den Betrieb der Heizungsanlage und die Wärmelieferung an Dritte (z.B. Energiegenossenschaften) abzugeben. Der Mieter muss in diesem Fall die Wärme von dem Dritten abnehmen, jedoch ist in der Verordnung vorgeschrieben, dass sich die „Effizienz der Wärmelieferung“ verbessern muss und die Betriebskosten der Wärmeversorgung nicht höher als die der bestehenden Versorgung sein dürfen.⁷

Rechtliche Rahmenbedingungen: Wird der Strom aus dem BHKW oder der PV-Anlage vom Betreiber direkt an den/die Mieter geliefert, fallen auf die Strommenge keine Netzentgelte und netzentgeltgekoppelten Kosten an.⁸ Die EEG-Umlage entsteht in voller Höhe.⁹ (Hinweis: Das erwartete Gesetz zu Mieterstrommodellen könnte künftig durch die geplante direkte Förderung eine Verbesserung bringen.) Die Stromsteuer könnte einzelfallspezifisch entfallen.¹⁰ Handelt es sich bei der Stromlieferkonstellation um eine Lieferung innerhalb einer Kundenanlage gem.

⁷ www.enbausa.de/finanzierung-beratung/aktuelles/artikel/waermelieferverordnung-bremst-contracting-aus-3741.html.

⁸ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitte 7.5.1.2 und 7.5.1.3, S. 110 ff.

⁹ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.1, S. 104.

¹⁰ Insbes. nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromStG, s. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.4, S. 114.

§§ 3 Nr. 24a/24b EnWG, wird der Betreiber nicht zum Energieversorger (§ 3 Nr. 18 EnWG) und die entsprechenden Pflichten insbesondere aus den §§ 36 ff. EnWG müssen nicht erfüllt werden. Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung im Bedarfsfall ist voll umlagen-, steuer- und abgabenbelastet.

Sollen überschüssige Strommengen aus der Solaranlage im Wärmespeicher gespeichert werden, ist der Strombezug dieser Power-to-Heat(PtH)-Anlage als „Letztverbrauch für die Eigenversorgung“ lediglich mit einer anteiligen EEG-Umlage belastet, es muss also nicht die volle Umlage entrichtet werden. Sowohl der Betreiber der Stromerzeugungsanlage als auch der Betreiber der Wärmeerzeugungsanlage müssen dafür personenidentisch sein und die Anlagen müssen in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander betrieben werden.“ Beziehen dagegen mehrere Personen Strom aus der EE-Anlage, erhöhen sich die Anforderungen an das Messkonzept, damit die Letztverbräuche zweifelsfrei dem Anlagenbetrieb zugeordnet werden können. Das Merkmal der „Personenidentität“ von Betreiber und Verbraucher kann dann schwerer erfüllt werden.

Laut dem EEG 2017 kann Überschussstrom aus einer neu gebauten Solaranlage, die unter das EEG 2017 fällt (mit einer Nennleistung von bis zu 750 kW), in das Netz eingespeist und nach dem EEG gefördert werden. Der Anspruch auf eine EEG-Förderung besteht allerdings insbesondere nicht in voller Höhe, wenn zugleich eine Stromsteuerbefreiung nach in Anspruch genommen wird, da dies einer Doppelförderung gleichkäme.¹²

Betreiber von Bestandssolaranlagen können ihren Solarstrom (auch in Teilmengen) weiterhin nach dem EEG 2014 bzw. älteren Fassungen des EEG fördern lassen.

Für EEG-Förderansprüche sowohl aus Neu- als auch aus Bestandssolaranlagen mit einer installierten Leistung ab 100 kW gilt im Übrigen, dass der Anspruch auf die volle EEG-Zahlung nur besteht, wenn die technischen Vorrichtungen nach den Vorgaben des § 9 EEG 2017 vorgehalten werden.¹³

Beabsichtigt die Bürgerenergiegenossenschaft, Wärme aus dem dezentralen BHKW über ein Fernwärmennetz zu vermarkten, sollten die Vorgaben aus der FernwärmeverSORGungsbedingungenverordnung (AVBFernwärmeV) berücksichtigt werden. Bei der vertraglichen Vereinbarung über die Lieferung von Wärme mit einem privatrechtlich organisierten Fernwärmelieferanten sind bei der Vertragsgestaltung die von den AGB Regelungen in den §§ 305 ff. BGB abweichenden Spezialregelungen der AVBFernwärmeV zu beachten. Insbesondere für (Laufzeit-)Abreden mit Mietern gelten eigene Vorgaben. Darüber hinaus regelt die AVBFernwärmeV mögliche

¹¹ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.1, S. 104.

¹² Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 121 ff. zu den allgemeinen Voraussetzungen für EEG-Zahlungsansprüche.

¹³ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 121 ff. zu den technischen Einrichtungen.

Zutrittsrechte, Anschlussvoraussetzung und Baukostenzuschussansprüche des Fernwärmelieferanten.

Speziell im Falle der Umstellung der hauseigenen zentralen Wärmeversorgung auf eine gewerbliche Lieferung durch einen Contractor gilt: Der Wohnraummieter, der bereits vor der Umstellung die Betriebskosten der Wärme zu tragen hatte, hat gem. § 556c BGB grundsätzlich auch nach der Umstellung die Kosten der Wärmelieferung im Rahmen der Betriebskosten zu tragen. Voraussetzungen sind insbesondere, dass die Wärme von der neuen Heizungsanlage im Vergleich zum bestehenden System effizienter bereitgestellt werden kann und die Wärmelieferung nicht teurer ist, als die bisherigen Betriebskosten für die Wärme aus der ersetzen Anlage. Diese Anforderungen müsste die Energiegenossenschaft berücksichtigen.

Wirtschaftlichkeit: Die Umwandlung des Überschussstroms in Wärme mit einem Elektroheizstab ist bei den derzeit üblichen Rahmenbedingungen und Preisen nicht wirtschaftlich, da die Vergütung der Netzeinspeisung höher ist als die Einsparung der Wärmebezugskosten bei der Eigennutzung des Stroms. Der Betrieb einer Wärmepumpe ist jedoch aufgrund der effizienten Umwandlung von Strom in Wärme ggf. mit einem positiven Deckungsbeitrag möglich. Die höheren Investitionen für eine Wärmepumpe sind jedoch bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen.

Technologien: Als Wärmespeicher kommen verschiedene Technologien infrage: Behälterspeicher, Adsorptionsspeicher (kleinere Speicher. s. dazu Kapitel 5).

Bewertung:

Mieterstrom mit dezentralem BHKW oder PV-Anlage und Wärmespeicher					
	gering				hoch
Akquisitionsaufwand		●			
Aufwand Projektstart	● ←		●		
Know-how-Bedarf		● ←		●	
Projektanforderungen	●				
Vertriebsaufwand		● ←			●
Wettbewerb		●			
Ertragsmöglichkeiten	● ←	●			
Kostensenkungspotenzial			●		
Marktreife		●			

Beim **Akquisitionsaufwand** ist zu berücksichtigen, dass für die Generierung eines neuen Projektes ein Mietgebäude notwendig ist, dessen Bewohner interessiert und bereit sind, sich mehrheitlich an dem Projekt zu beteiligen. Bei Integration einer PV-Anlage sind zusätzlich geeignete Dachflächen erforderlich. Die Errichtung von BHKW und Wärmespeicher erfordert Räumlichkeiten, z.B. freie Kellerräume. Der **Aufwand für den Projektstart** beinhaltet das Aufsetzen von Verträgen mit dem Besitzer des Objekts sowie von Belieferungsverträgen mit den Mietern und die Installation der verschiedenen Systemkomponenten. Durch die Einbindung eines externen Dienstleisters kann der Aufwand verringert werden (←). Dabei bieten einige Dienstleister Vertragsmuster an (z.B. VfW Verband für Wärmelieferung e.V.).

Für die Durchführung des Projektes besteht ein mittlerer **Know-how-Bedarf** bezüglich der Vermarktung des Stroms bzw. der Wärme. Die Einbindung eines externen Dienstleisters kann den Aufwand verringern (←). Die **Projektanforderungen** sind gering, da die notwendigen Vertragskonzepte bereits existieren.

Der **Vertriebsaufwand** ist hoch, da Kunden für das Projekt gewonnen werden müssen. Jeder Mieter kann dabei frei entscheiden, ob er an dem Mieterstrommodell teilnehmen möchte. Der Vertrieb der Wärme ist dagegen einfacher, da die Mieter die Wärme abnehmen müssen. Darüber hinaus muss die Vermarktung von Strom und Wärme sowie der Stromeinkauf für zusätzlich benötigten Strom aus dem Stromnetz geregelt werden. Die Einbindung eines externen Dienstleisters kann den Aufwand verringern (←). Für das Projekt herrscht insgesamt ein geringer **Wettbewerb**, da es derzeit nur wenige Anbieter gibt. Allerdings ist im Bereich der Wärmeversorgung die Konkurrenz durch alternative Lösungen groß.

Was die **Ertragsmöglichkeiten** angeht, so ist üblicherweise zu erwarten, dass sie im Vergleich zur Stromeinspeisung ins öffentliche Netz höher ausfallen werden, wenn durch den Direktvertrieb des Stroms die Stromsteuer und die Netznutzungsentgelte

entfallen. Zusätzlich zu den Erlösen aus dem Stromvertrieb steigert der Verkauf der Wärme den Deckungsbeitrag. Durch die Vergabe des Projekts an einen Dienstleister verringert sich der Deckungsbeitrag (→).

Bei den Technologien, die sich noch im Entwicklungsstadium befinden, besteht ein hohes **Kostensenkungspotenzial**, z.B. bei Adsorptionsspeichern, es gibt aber auch technische Risiken. Kommerzielle Technologien wie Behälterspeicher besitzen kein nennenswertes Kostensenkungspotenzial. Die **Marktreife** ist als gering einzustufen, da bisher nur vereinzelte Projekte zum Mieterstrommodell mit BHKW und Wärmespeicher existieren.

Insgesamt kann das Geschäftsmodell zu einer nachhaltigen, dezentralen und zukunftsfähigen Energieversorgung beitragen und sollte für Gebäude mit interessierten Mietern in Erwägung gezogen werden. Wegen der Vielzahl an rechtlichen Rahmenbedingungen, der komplexen Vertragsgestaltung und des hohen Vertriebsaufwands ist die Einbindung eines Dienstleisters eine wichtige Option. Dabei ist zu beachten, dass bei der Fremdvergabe der Wärmeversorgung eine Kostenneutralität in Bezug zur bestehenden Versorgung vorgeschrieben ist und die entsprechende Beweislast beim Vermieter liegt.¹⁴

Beispielprojekt 1: Wohngebäudekomplex in Berlin mit BHKW und Wärmespeicher

Im Zuge einer energetischen Sanierung hat die Charlottenburger Baugenossenschaft die Heizzentrale eines Wohngebäudekomplexes in Berlin-Spandau mit 132 Wohnungen durch ein wärmegeführtes BHKW mit einer Leistung von 49 kW elektrisch und 97 kW thermisch ergänzt. Dadurch können gegenüber einer konventionellen Technik ca. 300 MWh/a an Primärenergie und ca. 80 Tonnen an CO₂ pro Jahr eingespart werden. Geplant, installiert, betrieben und finanziert wird das BHKW von der Berliner Energieagentur. Strom und Wärme werden direkt vermarktet und an die Mieter geliefert. Nicht nur Heizungswärme, sondern auch das Warmwasser wird von dem BHKW in Verbindung mit einem Wärmespeicher bereitgestellt. Durch den Behälterspeicher kann ein zeitlicher Ausgleich zwischen Wärmeangebot und -nachfrage erreicht werden. Falls die Wärme aus dem BHKW und dem Speicher nicht für die Warmwasserversorgung ausreicht, wird das System von einem Brennwertkessel unterstützt. Neben dem BHKW ist eine PV-Anlage auf dem Dach des Gebäudes zur Stromversorgung installiert. Insgesamt können so jährlich ca. 270 MWh Strom erzeugt werden.

Kontakt:
Charlottenburger Baugenossenschaft eG
Dresselstraße 1
14057 Berlin
www.charlotte-bau.de
Informationen zum Projekt: www.stadtentwicklung.berlin.de

¹⁴ www.enbausa.de/finanzierung-beratung/aktuelles/artikel/waermelieferverordnung-bremst-contracting-aus-3741.html.

Beispielprojekt 2: Aktiv-Stadthaus in Frankfurt mit PV-Anlage und Wärmespeicher

Die ABC Frankfurt Holding hat auf dem Dach und auf der Fassade eines Mehrfamilienhauses mit 74 Wohnungen eine PV-Anlage mit einer Leistung von insgesamt 370 kW installiert, die einen bilanziellen Stromüberschuss von über 40.000 kWh/a generiert. Somit kann dieses Gebäude als Plusenergiehaus bezeichnet werden, da es mehr Energie bereitstellt, als es verbraucht. Für eine Erhöhung der gebäudeinternen Stromnutzung stehen, neben einem Stromspeicher mit einer Kapazität von 250 kWh, drei thermische Behälterspeicher mit einem Volumen von je 5.000 Litern zur Verfügung. Der Betrieb einer Wärmepumpe, die die Wärme des Abwassers in einem naheliegenden Kanal für die Gebäudeheizung und das Warmwasser nutzt, ist durch die Wärmespeicher durchgehend gesichert. So wird ca. 50% des gesamten Energieverbrauchs der Mieter durch den lokal erzeugten Strom gedeckt. Ein Energiemanagementsystem steuert die Komponenten der Anlage (z.B. Wärmepumpe und Stromspeicher) unter Berücksichtigung des Stromangebots und der Nachfrage im Gebäude. Jede Mietpartei hat, je nach Wohnungsgröße, ein bestimmtes „kostenfreies“ Strombudget, das in der Kaltmiete enthalten ist. Den restlichen Strom beziehen die Mieter zu einem Sondertarif vom regionalen Energieversorger, der die PV-Anlage des Gebäudes betreibt.

Kontakt:

ABG FRANKFURT HOLDING Wohnungsbau- und Beteiligungsgesellschaft mbH

Niddastrasse 107

60329 Frankfurt am Main

www.abg-fh.com

Informationen zum Projekt: www.forschungsinitiative.de

3.3 Wärmespeicher zur Erhöhung des solaren Deckungsgrades

In solarthermischen Anlagen wird Wärme hauptsächlich im Sommer bei hoher Sonneneinstrahlung erzeugt. Die überschüssige Wärme kann in verschiedenen thermischen Speichern (z.B. Solar-Eisspeicher) saisonal gespeichert und so im Winter genutzt werden. Hierdurch erhöht sich der Nutzungsgrad der Anlagen, und der solare Deckungsanteil im System steigt. Abbildung 2 zeigt, dass die solare Wärme den Warmwasserbedarf in der Übergangs- und Sommerzeit und den Heizwärmebedarf in der Übergangszeit teilweise decken kann. Im Sommer kann die überschüssige Wärme, die einen hohen Anteil des Solarertrags ausmacht, gespeichert und in den Wintermonaten zur Verfügung gestellt werden.

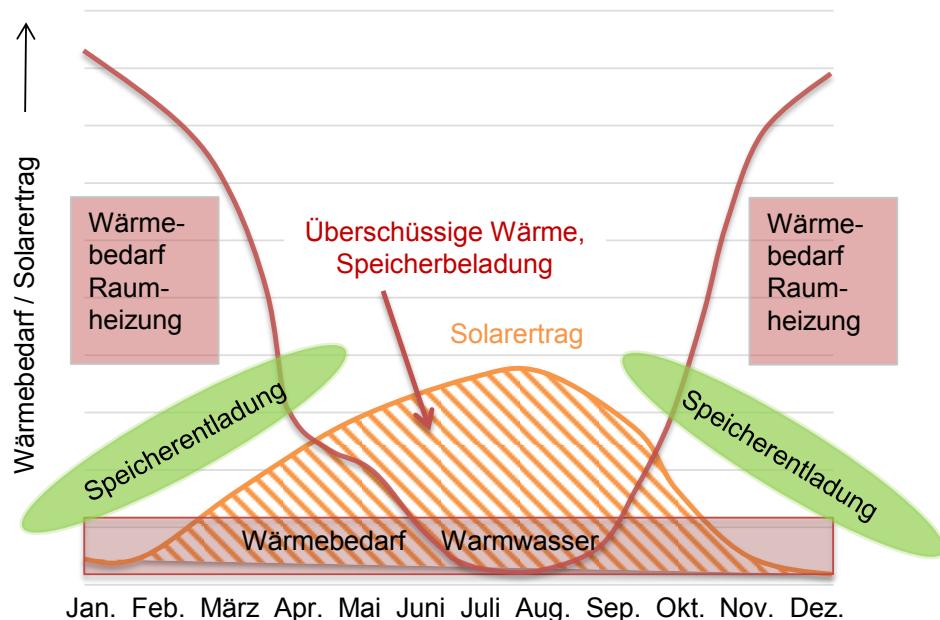


Abbildung 2: Solarertrag und Wärmebedarf im Jahresverlauf¹⁵

Einige Technologien nutzen zudem das Erdreich, das den Speicher umgibt, als Wärmequelle (z.B. Erdsondenspeicher und Solar-Eisspeicher). Zum Einsatz kommen insbesondere Langzeitwärmespeicher, jedoch auch die Kurzzeitspeicherung (Pufferspeicher über den Tagesverlauf). Das Betreibermodell kann in ein Quartierskonzept integriert werden oder der Wärmeversorgung von privat kommunal und gewerblich genutzten Gebäuden dienen. Für den Transport der Wärme zu den Gebäuden im Quartier der Letztverbraucher ist ein Wärmenetz nötig, das von der Energiegenossenschaft errichtet und betrieben werden kann. Da der Einsatz im Quartier für Bürgerenergiegenossenschaften hohe Relevanz besitzt, wird dieser Anwendungsfall Gegenstand der nachfolgenden Betrachtung.

¹⁵ www.heizungsfinder.de/solarthermie/systeme/heizungsunterstuetzung.

Durch die Erhöhung des solaren Deckungsanteils am Wärmebedarf wird der Zusatzheizbedarf durch andere, z.B. fossile Energieträger reduziert. So können Kosten für diese Energieträger eingespart werden.

Die Erlöse durch den Vertrieb der solaren Wärme durch eine Energiegenossenschaft hängen von der verfügbaren Wärmemenge, die durch die Kollektoren bereitgestellt wird, ab. In solarthermischen Anlagen fällt der Solarertrag überwiegend in den Sommermonaten an, in denen kein bzw. ein geringer Heizwärmebedarf besteht. So können lediglich der Warmwasserbedarf und ein kleiner Teil des Heizwärmebedarfs durch die solare Wärme gedeckt werden. Wird die überschüssige solare Wärme, die im Sommer nicht vertrieben werden kann, in saisonalen Speichern für den Heizwärmebedarf im Winter gespeichert, steht diese Wärmemenge für die Deckung der Heizlast zur Verfügung. Der Verkauf dieser Wärme steigert die Erlöse im Vergleich zu Systemen ohne Speicher.

Voraussetzungen: Die solarthermische Anlage in Kombination mit einem saisonalen Eisspeicher erfordert zusätzlich die Installation einer elektrisch angetriebenen Sole-Wärmepumpe, um die latente Wärme des Wassers zu nutzen. Auch Erdsonden- und Aquiferspeicher benötigen eine Wärmepumpe, um die gespeicherte Wärme im Winter auf ein höheres Temperaturniveau transformieren zu können (Näheres zu Speichern in Kapitel 5). Für den Bau von Aquifer- und Erdsondenspeichern ist, je nach Gesetzeslage in den einzelnen Bundesländern, eine behördliche Genehmigung erforderlich.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Für Mietverhältnisse über Wohnraum gilt im Falle der Umstellung der hauseigenen zentralen Wärmeversorgung auf eine gewerbliche Lieferung durch einen Contractor durch den Vermieter: Der Wohnraummieter, der bereits vor der Umstellung die Betriebskosten der Wärme zu tragen hatte, hat gem. § 556c BGB grundsätzlich auch nach der Umstellung die Kosten der Wärmelieferung im Rahmen der Betriebskosten zu tragen. Voraussetzungen sind insbesondere, dass die Wärme von der neuen Heizungsanlage im Vergleich zum bestehenden System effizienter bereitgestellt werden kann und die Betriebskosten dadurch nicht steigen.

Für den Zugang zu einem Wärmenetz – falls erforderlich – gibt es im Gegensatz zu anderen Formen leitungsgebundener Energieversorgung keine vergleichbaren allgemeingültigen regulatorischen Vorgaben. Insbesondere werden im Energiewirtschaftsrecht keine Ansprüche auf Netzzugang und -anschluss geregelt. Die Vorgaben dazu sind zumeist in einem öffentlich-rechtlichen Versorgungsverhältnis festgeschrieben. Sie befinden sich daher insbesondere in kommunalen Satzungen oder Gemeindeordnungen und müssten vor Ort ermittelt werden.¹⁶

¹⁶ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.4.2.3, S. 102.

Die ausschließlich durch Solarenergie erzeugte Wärme hat den niedrigstmöglichen Primärenergiefaktor, was sich rechnerisch positiv auf den Primärenergiebedarf des zu beheizenden Gebäudes auswirken kann.¹⁷

Wie in Bezug auf die unterirdischen Wärmespeicher bereits dargestellt, sollten im Vorfeld Fragen zur Genehmigungsbedürftigkeit und -fähigkeit mit den zuständigen (Bau-)Behörden geklärt werden. Die Anforderungen können je nach Umfang der baulichen Maßnahmen variieren.¹⁸

Wirtschaftlichkeit: Bei solarthermischen Anlagen mit Speichern, die eine Wärmepumpe benötigen, wird die Wirtschaftlichkeit durch die hohen Investitionskosten wesentlich beeinflusst. Wärmepumpen werden bei Solar-Eisspeichern, Erdsondenspeichern und, je nach Temperaturniveau, bei Aquiferspeichern eingesetzt. Die Genehmigungsprozesse für die Errichtung von Aquifer- und Erdsondenspeichern verursachen zusätzliche Kosten.

Technologien: Als Wärmespeicher kommen verschiedene Technologien in Frage: Aquiferspeicher, Erdsondenspeicher, Behälterspeicher, Erdbeckenspeicher, Solar-Eisspeicher, Paraffinspeicher, Adsorptionsspeicher (s. dazu Kapitel 5).

Bewertung:

Wärmespeicher zur Erhöhung des solaren Deckungsgrades					
	gering				hoch
Akquisitionsaufwand					
Aufwand Projektstart					
Know-how-Bedarf					
Projektanforderungen					
Vertriebsaufwand					
Wettbewerb					
Ertragsmöglichkeiten					
Kostensenkungspotenzial					
Marktreife					

Der **Akquisitionsaufwand** ist eher gering. Die Größe der Anlage richtet sich nach dem Wärmebedarf der Abnehmer. Dabei kommt das Geschäftsmodell sowohl für kleinere als auch für größere Wärmelasten in Frage. Zudem ist für die Errichtung einer solarthermischen Anlage eine geeignete Fläche erforderlich.

Der **Aufwand für den Projektstart** ist von der eingesetzten Technologie abhängig. Bei Solar-Eisspeichern und Behälterspeichern sind die technischen und regulatorischen

¹⁷ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.6, S. 126.

¹⁸ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.4.1, S. 96.

Anforderungen gering. Für Aquifer- und Erdsondenspeicher ist hingegen eine behördliche Genehmigung erforderlich (→). Der Bau solarthermischer Anlagen erfordert grundsätzlich keine speziellen anlagenspezifischen Genehmigungen.

Für die Anbindung und den Betrieb von solarthermischen Anlagen in Kombination mit Solar-Eisspeichern besteht ein geringer Know-how-Bedarf. Bei anderen Speichertypen ist aufgrund der komplexen Technik mehr Know-how vonnöten (z.B. Adsorptionsspeicher, Paraffinspeicher). Die Projektanforderungen sind gering. Das Geschäftsmodell kann sowohl bei kleinen als auch bei großen Projekten angewendet werden.

Bezogen auf den **Vertriebsaufwand** ist bei zentralen Anlagen, die über das Mehrfamilienhaus hinausgehen, eine Anbindung an ein Wärmenetz erforderlich. Die Errichtung eines neuen Wärmenetzes für den Wärmevertrieb erfordert hohe Investitionen und Aufwendungen. Bei der Errichtung einer solarthermischen Anlage besteht ein **Wettbewerb** mit den Wärmegestehungskosten der bestehenden Heizungsanlagen bzw. mit den Preisen von anderen Fernwärmeanbietern.

Die **Ertragsmöglichkeiten** sind begrenzt. Beim zusätzlichen Einsatz einer Wärmepumpe (z.B. in Kombination mit einem Solar-Eisspeicher) fallen höhere Investitionen an. Der Zusatzheizbedarf sinkt jedoch mit steigendem solarem Deckungsanteil, sodass die Kosten für den Energiebezug durch Erhöhung des solaren Deckungsgrades eingespart werden. Zudem steigt durch den Speichereinsatz der Ertrag bei der Vermarktung der gespeicherten Wärme in Zeiten mit hohem Bedarf. Generell wirkt sich eine hohe Zyklenzahl des Wärmespeichers positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus (Pufferspeicher). Der saisonale Speicher wird mit weniger Zyklen pro Jahr betrieben.

Bei den Technologien, die sich noch im Entwicklungsstadium befinden, besteht ein hohes **Kostensenkungspotenzial**, z.B. bei Adsorptionsspeichern, Paraffinspeichern und anderen Latent-Wärmespeichern, es gibt aber auch hohe technische Risiken. Die **Marktreife** ist als hoch einzustufen, da die Kombination aus solarthermischer Anlage mit Wärmespeicher (Behälterspeicher) bereits häufig zum Einsatz kommt.

Insgesamt kann der solare Deckungsanteil durch den Einsatz eines Wärmespeichers in Kombination mit einer solarthermischen Anlage erhöht werden. Dies führt zu einer Reduktion des Zusatzheizbedarfs. Dieses Betreibermodell sollte aufgrund des geringen Aufwandes bei gleichzeitig hohem Nutzen in Erwägung gezogen werden.

Beispielprojekt 1: Solar-Eisspeicher in der Gemeinde Fischerbach

Die Energiegenossenschaft Bürger-Energie Fischerbach eG betreibt ein Kalt-Wärmenetz und einen zentralen Solar-Eisspeicher für die Wärmeversorgung von 26 Gebäuden. In den einzelnen Gebäuden sind Sole-Wasser-Wärmepumpen und Solar-Luftabsorber installiert. Die Solar-Luftabsorber versorgen die Gebäude mit Wärme und speisen Überschusswärme in die Sole-Ringleitung ein. In der Ringleitung wird die Wärme zu anderen Verbrauchern transportiert, die mit den Sole-Wasser-Wärmepumpen die Wärme auf ein geeignetes Temperaturniveau heben können. Ist im Netz ausreichend Wärme vorhanden, wird die überschüssige Wärme für die Regeneration des Eisspeichers verwendet. Dieser kann die Wärme saisonal für den Heizbedarf im Winter speichern. Das Kalt-Wärmenetz wird im Temperaturbereich 0 bis 25°C betrieben. Die Rohrleitungen sind nicht isoliert und können aus dem Erdreich, das die Rohre umgibt, Wärme aufnehmen. Die Wärmepumpen arbeiten reversibel und können auch zur Gebäudeklimatisierung eingesetzt werden. Ein entscheidender Vorteil ist die Flexibilität des Systems. Nicht nur Wärme aus den Solar-Luftabsorbern, sondern auch Wärme aus dezentralen BHKW und Abwärme von Heizungsanlagen können in das Netz eingespeist werden.

Kontakt:

Bürger-Energie Fischerbach eG
Hauptstraße 38
77716 Fischerbach
www.buerger-energie-fischerbach.de
Informationen zum Projekt: www.buerger-energie-fischerbach.de

Beispielprojekt 2: Nahwärmenetz in Crailsheim mit Erdsondenspeicher

In Crailsheim speisen ein Kollektorfeld mit 2.492 m² auf einem Gebäude und ein weiteres mit 4.913 m² ein Nahwärmenetz, das ein Versorgungsgebiet mit 260 Wohnungen und eine Schule samt Sporthalle versorgt. Die überschüssige Wärme wird in zwei Pufferspeichern (Behälterspeicher mit 100.000 bzw. 480.000 Litern) und in einem Erdsonden-Wärmespeicher (Erdreichvolumen 37.500 m³) mit 100 Sonden in 60 m Tiefe gespeichert. Eine Wärmepumpe mit einer Leistung von 530 kW entzieht den Speichern die Wärme, wenn das Angebot solarer Wärme die Nachfrage im Wärmenetz nicht decken kann. Durch diese Anlage kann ein solarer Deckungsanteil im Nahwärmenetz von 51% erreicht werden.

Kontakt:

Stadtwerke Crailsheim GmbH
Friedrich-Bergius-Straße 10-14
74564 Crailsheim
www.stw-crailsheim.de
Informationen zum Projekt: www.bine.info

Beispielprojekt 3: Solar-Eisspeicher in der Wohnanlage „La Cigale“

Die Wohnanlage der Wohnbaugenossenschaft „La Cigale“ in Genf mit 273 Wohnungen und 19.211 m² Energiebezugsfläche hat nach einer Renovierung einen spezifischen Energiebedarf von 30 kWh/m²/a. Die primäre Wärmequelle ist eine Solaranlage, die über Solarkollektoren mit einer Fläche von 1.680 m² verfügt. Diese speist das Heizungssystem und zwei Eisspeicher mit je 30.000 Litern Volumen. Überschüssige solar erzeugte Wärme wird im Sommer gespeichert. Fünf Wärmepumpen mit je 100 kW Leistung entziehen dem Speicher im Winter wieder die Wärme. Durch die Gebäudesanierung und den Einsatz der Solaranlage in Verbindung mit den Eisspeichern konnte der Energiebedarf um 70% reduziert werden. Die Gesamtinvestitionssumme betrug 17 Mio. EUR.

Kontakt:

SOCIÉTÉ COOPÉRATIVE D'HABITATION LA CIGALE
P.a Brolliet SA
Avenue Cardinal-Mermillod 36
CH-1227 Carouge – GE
www.renov-lacigale.ch/de
Informationen zum Projekt: <http://renov-lacigale.ch>

Beispielprojekt 4: Erdbeckenspeicher in Chemnitz

Im Zuge einer notwendigen Bodensanierung in Chemnitz im Jahr 1996 wurde für das Nahwärmesystem der solarisVerwaltungs-GmbH ein Kies-Wasser-Speicher mit einem Volumen von 8.000.000 Litern erbaut. Der Erdbeckenspeicher ist bei einem solaren Deckungsanteil von 42% für einen jährlichen Wärmebedarf von 1.200 MWh/a bei einer maximalen Temperatur von 85°C ausgelegt. Der Speicher kann direkt be- und entladen werden und speichert solare Wärme, die von einer Solaranlage mit einer Kollektorfläche von 2.000 m² erzeugt wird, saisonal für den Winter. Der quaderförmige Speicher ist 3,5 m tief und wurde mit einer Straße überbaut, sodass keine Nutzfläche verloren geht.

Kontakt:

Technische Universität Chemnitz
Lehrstuhl Technische Thermodynamik
Projektgruppe „Solarthermie 2000“
09107 Chemnitz
www.tu-chemnitz.de/mb/TechnThDyn/
Informationen zum Projekt: www.progenius.de

3.4 Optimierter Strom-Wärme-Betrieb für BHKW mit Wärmespeicher

Ein BHKW kann mit Biomasse/Biogas oder fossilen Energieträgern betrieben werden. Der Betreiber des BHKW mit Wärmespeicher kann dabei eine Energiegenossenschaft sein, die als Energieversorgungsunternehmen auftritt. BHKW mit Wärmespeicher kommen sowohl in privaten, gewerblichen und industriellen Gebäuden als auch in Quartieren zum Einsatz.

In Quartierskonzepten können Energiegenossenschaften Kunden in einem geografisch zusammenhängenden Gebiet (z.B. einem städtischen Wohngebiet oder Bioenergiedorf) mit Wärme beliefern. Als Kunden kommen neben Ein- und Mehrfamilienhäusern auch kommunale und gewerbliche Wärmeverbraucher innerhalb des Quartiers in Frage. Für den Transport der Wärme zu den Gebäuden der Letztabbraucher ist ein Wärmenetz nötig, das von der Energiegenossenschaft errichtet und betrieben werden kann. Wenn bereits ein Wärmenetz vorhanden ist, müssen die Netznutzungskosten in einem Vertrag mit dem Netzbetreiber geregelt werden. Als Wärmequelle können zentrale Blockheizkraftwerke dienen, die mit erneuerbaren Energieträgern (z.B. Biogas) betrieben werden. Diese werden möglichst in unmittelbarer Nähe zu den Verbrauchern installiert, um die Länge des Wärmenetzes zu minimieren.

Um einen zeitlichen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage der Wärme zu gewährleisten, können thermische Energiespeicher in das System integriert werden. Die eingesetzte Speichertechnologie hängt dabei vom Anwendungsfall und den Umgebungsbedingungen ab. Bei Erdsonden- und Aquiferspeichern müssen die hydrogeologischen Bedingungen am Standort geeignet sein. Erdbeckenspeicher sind aufgrund des Platzbedarfs eher für den ländlichen Bereich von Bedeutung, Behälter- und Adsorptionsspeicher können dagegen platzsparend eingebaut werden.

Bei wärmegeführten BHKW kann die Betriebszeit durch den Einsatz von Wärmespeichern in der Übergangs- und Sommerzeit verlängert werden. Ohne Wärmespeicher muss das BHKW in der Sommerzeit in Teillast betrieben werden, was häufig entweder nicht möglich oder unwirtschaftlich ist. Speicher können die Abwärme bei Volllast aufnehmen und bei Bedarf die Wärmelast decken, die sonst ein Spitzenlastkessel übernehmen würde. Durch die Verkaufserlöse aus der zusätzlichen Stromeinspeisung ins Stromnetz können im Vergleich zur Nutzung des Spitzenlastkessels zusätzliche Deckungsbeiträge erzielt werden.

Bei stromgeführtem BHKW wird der Betrieb durch das Stromlastprofil festgelegt. Der stromgeführte Betrieb kann durch den Einsatz eines Wärmespeichers unterstützt werden. Bei zeitlichem Auseinanderfallen von Strom- und Wärmenachfrage kann so die Abwärme, die zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht nachgefragt wird, für den Bedarfsfall in einem Wärmespeicher zwischengespeichert werden. Der Verkauf dieser sonst ungenutzten Wärme führt zu zusätzlichen Erlösen.

In Abbildung 3 ist eine typische Jahresdauerlinie eines BHKW aufgetragen. Die Fläche unter der Kurve stellt den Heizbedarf dar. Sie veranschaulicht, wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Heizleistung nachgefragt wird. In diesem Beispiel ist das BHKW auf 20% der maximalen Heizlast ausgelegt. Durch die Beladung des Speichers können die Betriebsstunden des BHKW deutlich erhöht werden und durch die Entladung des Speichers kann der Betrieb des Spitzenlastkessels reduziert werden.

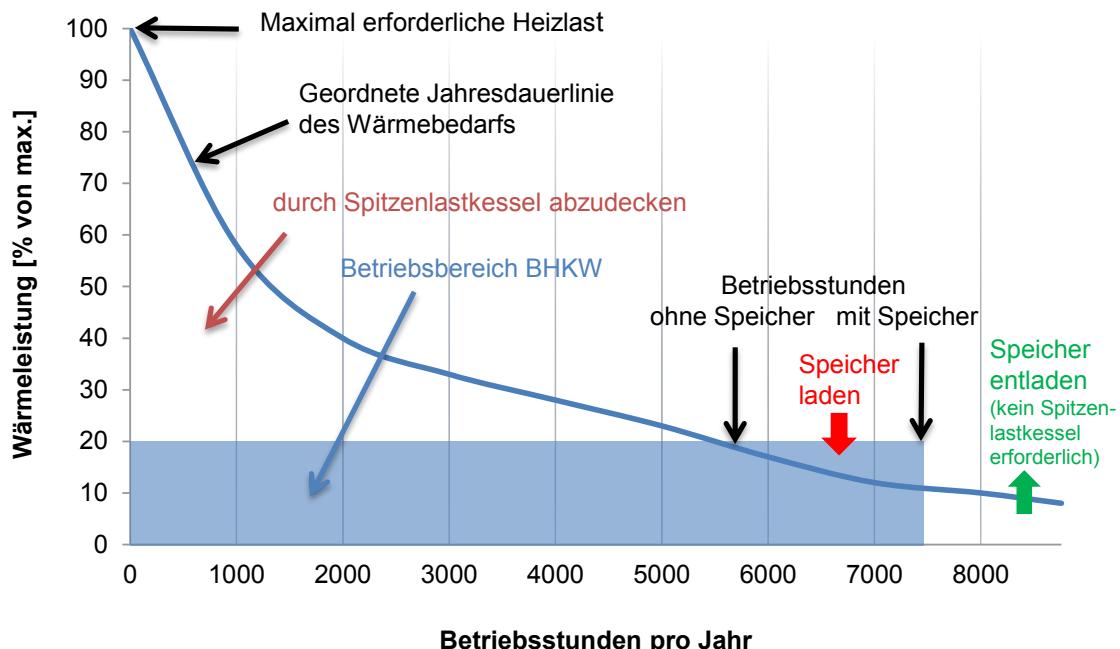


Abbildung 3: Beispiel einer Jahresdauerlinie des Bedarfs und Betriebs eines BHKW¹⁹

Die Betreiber von Biogas-BHKW (z.B. Landwirte) stehen häufig vor der Herausforderung, die anfallende Abwärme vor Ort ökonomisch sinnvoll zu vermarkten. Durch den Zusammenschluss mit lokalen Partnern zu einer Energiegenossenschaft, die ein Wärmenetz einrichten oder nutzen kann, schaffen sie sich die Möglichkeit, die Wärme, an potenzielle Kunden weiterzuleiten. Die Letztverbraucher profitieren von günstigen Wärmepreisen und die Betreiber des BHKW erzielen zusätzliche Erlöse.

Voraussetzungen: Um die erzeugte Wärme eines BHKW nutzen zu können, muss die Anlage an ein Nah- oder Fernwärmennetz angeschlossen sein, das die Wärme zu den Verbrauchern transportiert. Dies kann bei großen Entfernungen zwischen dem Standort des BHKW und den Verbraucherstandorten problematisch sein, da lange Leitungen erforderlich sind, die die Wirtschaftlichkeit des Systems durch hohe Investitionskosten und Wärmeverluste negativ beeinflussen. In diesem Fall können andere Transporttechnologien, wie z.B. mobile Wärmespeicher, zum Einsatz kommen (umgesetzte Beispiele im Industriebereich). Dabei ist eine

¹⁹ www.ing-büro-junge.de/html/kwk.html

möglichst hohe Wärmedichte (hoher Wärmebedarf bezogen auf die Fläche des Projektgebiets) erforderlich. Eine weitere Voraussetzung ist eine Steuerung des Systems, die den Betrieb der Anlagen sowie die Be- und Entladung der Speicher möglichst effizient reguliert.

Für einen ökonomischen Betrieb des BHKW mit Wärmespeicher im Quartier sollte die Mehrheit der Bewohner an das Wärmenetz angeschlossen werden. Die Akzeptanz des Projekts in der umliegenden Bevölkerung ist somit ein entscheidender Faktor bei der Umsetzung des Quartierskonzepts.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Für den Zugang zu einem bereits vorhandenen Wärmenetz gibt es im Gegensatz zu anderen Formen leitungsgebundener Energieversorgung keine vergleichbaren allgemeingültigen regulatorischen Vorgaben. Insbesondere werden im Energiewirtschaftsrecht keine Ansprüche auf Netzzugang und Anschluss geregelt.²⁰ Die Vorgaben dazu sind zumeist in einem öffentlich-rechtlichen Versorgungsverhältnis festgeschrieben. Sie befinden sich daher insbesondere in kommunalen Satzungen oder Gemeindeordnungen und müssten vor Ort ermittelt werden. Möchte die Bürgerenergiegenossenschaft parallel zu bereits bestehender Netzinfrastruktur der Gemeinde oder Kommune neue Netzinfrastruktur installieren, ist dies insbesondere nur zulässig, wenn sie nicht dem regelmäßig geltenden Anschluss- und Nutzungzwang aus der Satzung oder Verordnung der Gemeinde unterfällt. Dies setzt wiederum voraus, dass ihr Konzept diese Parallelstruktur aus Gründen der Förderung erneuerbarer Energien rechtfertigt.

Muss zur Versorgung aus der KWK-Anlage (hier Blockheizkraftwerk) neue Wärmenetzinfrastruktur erst installiert werden, dann kann hierfür gem. § 1 Abs. 1 Nr. 4 Alt. 1 KWKG ein Zuschlag vom Übertragungsnetzbetreiber beansprucht werden, wenn die Voraussetzungen der §§ 18 ff. KWKG vorliegen.²¹

Der Neubau eines Wärmespeichers, in den überwiegend KWK-Wärme eingespeichert wird, kann grundsätzlich einen Anspruch auf Zuschlagszahlungen²² gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber gem. § 1 Abs. 1 Nr. 4 Alt. 2 KWKG und §§ 22 ff. KWKG begründen. Errichtet die Bürgerenergiegesellschaft einen Wärmespeicher, sind Fragen zur Genehmigungsbedürftigkeit und -fähigkeit der Anlage insbesondere in Abhängigkeit zu deren Größe und Standort zu beachten.²³

²⁰ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.4.2.3, S. 102.

²¹ Auszug aus § 19 Abs. 1 KWKG: „Der Zuschlag beträgt für neu verlegte Wärmeleitungen mit einem mittleren Nenndurchmesser von bis zu 100 Millimetern 100 Euro je laufenden Meter der neu verlegten Wärmeleitung, höchstens aber 40 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten, oder für neu verlegte Wärmeleitungen mit einem mittleren Nenndurchmesser von mehr als 100 Millimetern 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten des Neu- oder Ausbaus.“

²² Auszug aus § 23 KWKG: „Der Zuschlag beträgt 250 Euro je Kubikmeter Wasseräquivalent des Wärmespeichervolumens. Bei Speichern mit einem Volumen von mehr als 50 Kubikmetern Wasseräquivalent beträgt der Zuschlag jedoch höchstens 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten. Der Zuschlag nach Satz 1 darf insgesamt 10 Millionen Euro je Projekt nicht überschreiten.“

Auf den Strom aus der KWK-Anlage kann ein Anspruch auf Zuschlagszahlungen pro kWh gegen den Netzbetreiber gem. § 6 KWKG bestehen. Der KWK-Strom darf aus Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen gewonnen werden, vgl. § 1 KWKG. Wird der KWK-Strom aus erneuerbaren Energien i.S.d. § 3 Nr. 21 EEG 2017 erzeugt und ein Zahlungsanspruch nach § 19 EEG 2017 durch Netzeinspeisung begründet²⁴, fällt dieser Strom gem. § 1 Abs. 3 KWKG nicht in den Anwendungsbereich des KWKG – eine Zuschlagszahlung nach dem KWKG kann dann nicht erfolgen.

Tritt die Bürgerenergiegenossenschaft als Energieversorger von Letztverbrauchern auf, gehen damit im Strombereich grundsätzlich Versorgungs-, Vertragsgestaltungs-, Rechnungslegungs- und Kennzeichnungspflichten einher (§§ 36 ff. EnWG), deren Umfang und genaue Ausgestaltung einzelfallabhängig sind. Im Bereich der Wärmeversorgung ergeben sich entsprechenden Vorgaben gegebenenfalls aus den Verordnungen oder Satzungen der Gemeinde oder Kommune vor Ort, die sich u.U. an den Vorgaben der AVBFernwärmeV orientieren.

Bei der vertraglichen Vereinbarung über die Lieferung von Wärme mit einem privatrechtlich organisierten Fernwärmelieferanten sind bei der Vertragsgestaltung die von den AGB-Regelungen in den §§ 305 ff. BGB abweichenden Spezialregelungen der AVBFernwärmeV zu beachten. Insbesondere für (Laufzeit-)Abreden mit Mietern gelten eigene Vorgaben.

Darüber hinaus regelt die AVBFernwärmeV u.a. mögliche Zutrittsrechte, Anschlussvoraussetzung und Baukostenzuschussansprüche des Fernwärmelieferanten. Die Vorgaben der AVBFernwärmeV gelten im Wesentlichen auch bei der Vereinbarung einer FernwärmeverSORGUNG in einem öffentlich-rechtlichen Verhältnis gem. § 35 Abs. 1 AVBFernwärmeV. Öffentlich-rechtliche Fernwärmelieferverhältnisse beruhen zumeist auf den bereits dargestellten Satzungen oder Verordnungen, die wiederum die Vorgaben aus der AVBFernwärmeV beachten müssen.

Bei der Veräußerung der Wärme kann ein Mehrwert realisiert werden, wenn infolge der Verwendung von umweltfreundlichen Rohstoffen Wärme mit möglichst geringem Primärenergiefaktor erzeugt werden kann, was sich rechnerisch positiv auf den Primärenergiebedarf des Gebäudes auswirken kann.²⁵ Die durch Biogas erzeugte Wärme kann einen niedrigeren Primärenergiefaktor aufweisen, der zwischen dem Faktor für konventionell erzeugtes Gas und dem für aus „Umweltenergien“ erzeugtes Gas liegt.

Wirtschaftlichkeit: Die Wirtschaftlichkeit des Speichers ist von mehreren Faktoren abhängig. Entscheidend ist die Dimensionierung des Speichers. Einerseits sinken die spezifischen Investitionskosten des Speichers mit seiner Größe, andererseits

²³ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.4.1, S. 96.

²⁴ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1, S. 103.

²⁵ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.6, S. 126.

muss die Speichergröße mit der thermischen Leistung des BHKW, der Wärmelast und den erzielbaren Stromerlösen abgestimmt sein.

Im Quartier hängt die Wirtschaftlichkeit neben den Wärmegestehungskosten und der verwendeten Speichertechnologie hauptsächlich von der Länge des Wärmenetzes und der Wärmeverbrauchsdichte ab. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten, sollte der durchschnittliche Abstand zwischen den Abnehmern üblicherweise maximal 50 Meter betragen und der durchschnittliche Wärmetransport pro Meter Trasse und Jahr sollte bei mindestens 500 kWh liegen (Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH 2015). Unter geeigneten Bedingungen können Aquiferspeicher für große Wärmemengen in großen Versorgungsgebieten Vorteile aufweisen, während in kleineren Projekten Erdsondenspeicher und insbesondere Erdbeckenspeicher ökonomisch sinnvoller sind. Bei besonders geringem Flächenangebot am Standort können Behälterspeicher und Adsorptionsspeicher installiert werden.

Die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells wird durch rechtliche Rahmenbedingungen, insbesondere durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) beeinflusst. Betreiber neuer, modernisierter oder nachgerüsteter KWK-Anlagen haben laut KWKG 2017 einen Anspruch auf eine Zuschlagszahlung. Diese wird für hocheffiziente Anlagen gewährt, die keine bestehende FernwärmeverSORGUNG verdrängen. Zuschläge für neue bzw. ausgebauten Wärmenetze werden nach aktueller Rechtslage gewährt, wenn mindestens 60% der Wärme im Netz aus KWK-Anlagen stammt. Wärmespeicher, die überwiegend mit Wärme aus KWK-Anlagen betrieben werden und an das öffentliche Netz angeschlossen sind, werden derzeit mit bis zu 30% der Investitionskosten gefördert. Die Zuschläge werden dann vom jeweiligen Netzbetreiber gezahlt, der im Rahmen der entstandenen Kosten die Netzentgelte erhöhen kann.²⁶ Die Anwendbarkeit der Regelungen ist in jedem Einzelfall zu prüfen.

Technologien: Als Wärmespeicher kommen verschiedene Technologien infrage: Aquiferspeicher (große Speicher), Erdsondenspeicher, Behälterspeicher, Erdbeckenspeicher, Adsorptionsspeicher (mobil, stationär; s. dazu Kapitel 5).

²⁶ www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016

Bewertung:

Optimierter Strom-Wärme-Betrieb für BHKW mit Wärmespeicher					
	gering				hoch
Akquisitionsaufwand	←		●		
Aufwand Projektstart		→	●		
Know-how-Bedarf		→	●		
Projektanforderungen			●		
Vertriebsaufwand	←		●		
Wettbewerb	●				
Ertragsmöglichkeiten			●		
Kostensenkungspotenzial	●				
Marktreife					●

Beim **Akquisitionsaufwand** ist zu berücksichtigen, dass Wärmeabnehmer in der Nähe sein müssen und bei zentralen Anlagen ein Wärmenetz zur Verfügung stehen oder errichtet werden muss. Die Errichtung eines neuen Wärmenetzes für den Wärmevertrieb ist dabei mit höherem Aufwand verbunden, da eine größere Anzahl an Wärmekunden gewonnen werden muss. Die Errichtung eines neuen BHKW mit Wärmespeicher ist dabei Stand der Technik. Bei bestehendem BHKW reduziert sich der Aufwand, da die nachträgliche Installation eines Speichers einfacher ist (←). Die Dimensionierung der Systemkomponenten richtet sich dabei nach der Wärmelast.

Der **Aufwand für den Projektstart** ist von der eingesetzten Technologie abhängig. Bei den Behälterspeichern sind die technischen und regulatorischen Anforderungen gering. Für Aquifer- und Erdsondenspeicher ist hingegen eine behördliche Genehmigung erforderlich (→). Der Einsatz von Aquifer- oder Erdsondenspeichern ist dabei zusätzlich von den hydrogeologischen Bedingungen am Standort abhängig.

Für die Installation und den Betrieb von Behälterspeichern besteht ein geringer **Know-how-Bedarf**. Bei anderen Speichertypen (z.B. Adsorptionsspeicher) ist aufgrund der komplexen Technik mehr Know-how erforderlich (→).

Die Projektanforderungen sind gering. Das Geschäftsmodell kann sowohl bei kleinen als auch bei großen Projekten angewendet werden.

Der **Vertriebsaufwand** ist hoch, da für den wirtschaftlichen Betrieb eines BHKW eine hohe Anzahl an Wärmeabnehmern erforderlich ist. Im Quartierskonzept ist im Vorfeld abzuklären, wie viele potenzielle Kunden bereit wären, auf die neue Wärmequelle umzusteigen, bzw. es ist Aufklärungsarbeit notwendig, um die Akzeptanz im Quartier zu erhöhen. Dabei kann der Aufwand durch Einbindung eines externen Dienstleisters, der die Vermarktung übernimmt, reduziert werden

(←). Die Integration eines Wärmespeichers ist dabei mit geringem zusätzlichem Aufwand verbunden.

Für die Integration eines BHKW bzw. eines Wärmespeichers besteht ein **Wettbewerb** mit den lokalen Energieversorgern bzw. mit den bestehenden Heizungsanlagen der potenziellen Kunden. Aus dem Vertrieb der Wärme können sich gute **Ertragsmöglichkeiten** ergeben, da der Einsatz eines Wärmespeichers durch die sonst möglicherweise ungenutzte Wärme zusätzliche Erlöse einbringen kann. Die Erhöhung der Betriebsstunden durch den Speicher kann zudem den Erlös aus der Vermarktung des zusätzlich generierten Stroms erhöhen. Durch den Einsatz eines Speichers steigt in der Regel die Effizienz des Gesamtsystems. Die Einbindung eines Dienstleisters sowie die Kosten für ein langes Wärmenetz mindern die Rendite.

Behälterspeicher sind ausgereifte Technologien. Ein **Kostensenkungspotenzial** besteht vor allem bei Technologien, die sich noch im Entwicklungsstadium befinden, z.B. bei Adsorptionsspeichern, jedoch steigert ihr Einsatz auch die technischen Risiken. Die **Marktreife** ist als hoch einzustufen, da die Kombination aus BHKW und Wärmespeicher Stand der Technik ist und bereits häufig umgesetzt wurde.

Insgesamt trägt der optimierte Strom-Wärme-Betrieb eines BHKW in Kombination mit einem Wärmespeicher zu einem zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage der Wärme bei. Der Betrieb eines BHKW ist nur rentabel, wenn ausreichend Abnehmer erreicht werden können, und erfordert die Errichtung eines Wärmenetzes zur Verteilung der bereitgestellten Wärme. Das Geschäftsmodell kann sowohl für kleine als auch für größere Projekte angewendet werden, wobei sich Quartiere mit relativ dichter Bebauung und interessierten Einwohnern besonders eignen. Bei Quartierskonzepten ist es wichtig, die Akzeptanz im Vorfeld zu klären und durch Öffentlichkeitsarbeit sicherzustellen. Hierzu sollten die Vorteile für die Verbraucher vermittelt werden, wie zum Beispiel eine nachhaltige, dezentrale Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien bzw. KWK und der zusätzlich gewonnene Platz auf den Grundstücken der Verbraucher, wenn bestehende Heizungsanlagen deinstalliert werden können. Zudem werden Nahwärmekunden zeitlich entlastet, da für den einzelnen Kunden kaum noch Wartung und kein Brennstoffeinkauf mehr notwendig sind. Diese Vorteile können mögliche Unsicherheiten bezüglich der Umstellung auf ein neues System beseitigen und müssen die hohen Anschlusskosten rechtfertigen. Die Einbindung eines externen Dienstleisters kann die Vermarktung der Wärme vereinfachen (bei stromgeführtem Betrieb).

Beispielprojekt 1: Nahwärmenetz mit Pufferspeicher im Bioenergiedorf Kappel

An das Nahwärmenetz der Energiegenossenschaft Kappel sind 88 Gebäude angeschlossen. Ein Heizwerk mit 2 x 500 kW Hackgutkesseln sowie zwei Pufferspeichern mit je 25.000 Litern zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch dienen dabei der Wärmebereitstellung. Eine Biogasanlage mit 400 kW Wärmeleistung sorgt für die Bereitstellung des Grundwärmeverbrauchs. Das Heizwerk sowie das Nahwärmenetz mit einer Trassenlänge von 4.200 m befinden sich in Bürgerhand (Genossenschaft).

Kontakt:

Energiegenossenschaft Kappel eG

Kastellauner Straße 43

55483 Kappel

Informationen zum Projekt: www.energiegenossenschaft-kappel.de; www.energieatlas.rlp.de

Beispielprojekt 2: Nahwärmenetz mit Behälterspeicher im Bioenergiedorf Emmingen

Im Nahwärmenetz der Gemeinde Emmingen werden ca. 150 Haushalte mit Wärme versorgt. Das Netz wird von drei Blockheizkraftwerken, die mit Biogas betrieben werden, und einem Hackschnitzelkessel gespeist. Der Langzeitwärmespeicher aus Stahlbeton (Behälterspeicher) mit einem Volumen von 1.000.000 Litern und einer Spitzenleistung von 1.000 kW ist in das Nahwärmenetz integriert und sorgt für eine effiziente Nutzung der Abwärme aus den BHKW und für eine Reduzierung des Hackschnitzelbedarfs. Zudem garantiert der Speicher eine Reserveversorgung von zwei bis fünf Tagen, was zur Sicherheit und Stabilität des Wärmesystems beiträgt. Der Wärmespeicher gibt pro Jahr ca. 250 MWh Wärme an das Netz ab und spart ca. 330 m³ Holzhackschnitzel ein. Die Dämmung des Speichers wurde mit Mineralwolle (Außenwand und Deckel) und Schaumglasschotter (Boden) realisiert.

Kontakt:

solarcomplex AG

Ekkehardstr. 10

78224 Singen

www.solarcomplex.de

Informationen zum Projekt: www.bioenergiedorf-emmingen.de

Beispielprojekt 3: Genossenschaftliches Nahwärmenetz der Gemeinde Honigsee

Für die Nutzung der in zwei biogasbetriebenen Blockheizkraftwerken erzeugten Wärme wurde durch die Energiegenossenschaft Honigsee ein Wärmenetz errichtet. Für einen wirtschaftlichen Erfolg des Projekts war es sinnvoll, alle 450 Bewohner mit ihrem Heizungssystem an das Nahwärmenetz anzuschließen. Gründe für die Akzeptanz in der Bevölkerung waren die Unabhängigkeit von großen Energieversorgern, die schwierige

Kalkulierbarkeit von Preisen für fossile Brennstoffe, der Raumgewinn durch das Entfallen einer großvolumigen, konventionellen Heizungsanlage, die klimaschonende Energieerzeugung und die Möglichkeit der aktiven Beteiligung am Wärmenetz durch eine Mitgliedschaft in der Energiegenossenschaft. Da viele Arbeiten bei der Errichtung des Wärmenetzes von Bürgern ehrenamtlich durchgeführt wurden, konnten die Investitionskosten um mehr als 400.000 EUR auf 630.000 EUR reduziert werden. Finanziert wurde das Projekt durch die Geschäftsanteile von Bürgern und Kommune an der Energiegenossenschaft, eine Förderung des Schleswig-Holstein-Fonds und einen Kredit von einer örtlichen Bank. Die angeschlossenen 54 Wohneinheiten profitieren von günstigen Wärmepreisen (3,8 Ct/kWh plus 12 EUR monatliche Grundgebühr). Der CO₂-Ausstoß der Gemeinde konnte um 30% reduziert werden und der Anlagenbetreiber hat durch den Vertrieb der Wärme eine zusätzliche Einnahmequelle. In das Projekt ist bislang kein Speicher integriert, jedoch kann ein solcher in Zukunft die Effizienz des Gesamtsystems steigern.

Kontakt:

Energieversorgung Honigsee eG

Dipl.-Biol. Rainer Hingst

Preetzer Chaussee 4

24211 Honigsee

www.energieversorgung-honigsee.de

Informationen zum Projekt: www.genossenschaften.de

Beispielprojekt 4: BHKW und Aquiferspeicher beim Berliner Reichstag

Für die Beheizung und Klimatisierung des Reichstagsgebäudes wird ein BHKW eingesetzt, das mit Pflanzenöl betrieben wird. Die überschüssige Wärme wird in einem Aquifer-Wärmespeicher (100.000.000 Liter) gespeichert. Im Winter wird ein Kältespeicher mit Kühltürmen, die Umgebungskälte aufnehmen, und mit Wärmepumpen, die Abwärme aus dem BHKW nutzen, beladen, wobei sich das Grundwasser auf 5°C abkühlt. Die Kälte wird im Bedarfsfall mit Wärmepumpen bei einer maximalen Förderrate von 300 m³/h entnommen. Der tiefer liegende Wärmespeicher (285 bis 315 m) wird mit einer Temperatur von 70°C beladen, bei einer maximalen Förderrate von 100 m³/h. Das Blockheizkraftwerk arbeitet stromgeführt mit einer elektrischen Gesamtleistung von 3,2 MW. Die Abwärme mit einer Temperatur von 110°C versorgt das Heizungsnetz und treibt die Absorptionskältemaschine und -wärmepumpe an. Im Sommer ist der Wärmebedarf kleiner als die Menge an erzeugter Abwärme. Diese Überschusswärme wird für den Winter saisonal gespeichert. Im Sommer wird die eingelagerte Kälte in Hochtemperaturkühlsystemen und über Absorptionskältemaschinen in Niedertemperaturnetzen genutzt. Der Kältebedarf kann zu 100% und der Wärmebedarf zu ca. 13% aus dem Speicher gedeckt werden.

Kontakt:

Geothermie Neubrandenburg GmbH

Seestraße 7A

17033 Neubrandenburg

www.gtn-online.de

Informationen zum Projekt: www.bine.info

3.5 Elektrokessel/Wärmepumpe am Minutenregelleistungsmarkt

Elektrokessel bzw. Wärmepumpen können ausschließlich negative Regelleistung zur Verfügung stellen und eignen sich damit grundsätzlich sowohl für die Sekundärregelleistung (SRL) als auch für die Minutenregelleistung (MRL). Positive und negative Regelleistung werden von den Übertragungsnetzbetreibern getrennt ausgeschrieben. Derzeit liegt der Bedarf an Regelleistung bei einer Größenordnung von rund 2.100 MW für die SRL und 2.600 MW für die MRL.²⁷ Da die technischen Anforderungen zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung aufgrund der Leittechnik sehr hoch sind, wird diese Regelleistungsart im Folgenden nicht näher betrachtet.

Die Leistung des Elektrokessels oder der Wärmepumpe in Kombination mit einem Wärmespeicher wird am MRL-Markt angeboten und muss im entsprechenden Angebotszeitraum abrufbar sein.

Voraussetzungen: Eine erste Voraussetzung ist die Anbindung der Anlage an Wärmeabnehmer bzw. ein Wärmenetz. Hierfür eignen sich Standorte, an denen bereits ein Wärmenetz (z.B. mit KWK) existiert oder entstehen soll. Alternativ kann die Wärme in einem mobilen Wärmespeicher gespeichert werden.

Für den Eintritt in den Regelleistungsmarkt muss die Anlage bestimmte Präqualifikationsanforderungen erfüllen. Unter anderem muss die Anlage dafür einen vorgegebenen Fahrplan möglichst genau abfahren. Der Betreiber kann entweder selbst am Regelleistungsmarkt anbieten oder einen Dienstleister mit dem Handel beauftragen. Kleinere Anlagen, die die Mindestgröße von 5 MW nicht erfüllen, können über ein Pooling gemeinsam an der Ausschreibung teilnehmen.

Die Mindestgröße für das angebotene Leistungsband beträgt bei der MRL jeweils 5 MW. Dabei muss die vereinbarte Leistung bei der MRL innerhalb von 15 Minuten vollständig erbracht werden können. Elektrokessel bzw. Wärmepumpen mit Wärmespeicher können aufgrund ihrer schnellen Reaktionsfähigkeit im Minutenbereich diese Anforderungen erfüllen.²⁸

Die MRL wird täglich ausgeschrieben. Dabei werden verschiedene Zeitscheiben unterschieden, innerhalb derer die gesamte angebotene Leistung zur Verfügung stehen muss. Die MRL wird pro Tag in sechs Zeitschreiben von jeweils vier Stunden unterteilt.²⁹

Kurzinfo Regelleistungsmarkt

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für die Leistungs-Frequenz-Regelung im deutschen Netzgebiet verantwortlich. Da das Stromnetz keine eigene Speicherkapazität besitzt, müssen Stromentnahme und Einspeisung zu

²⁷ Consentec GmbH: „Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt“, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Februar 2014; BalancePower GmbH: „Regelleistung Minutenreserveleistung, Sekundärregelleistung“, Juli 2016.

²⁸ Ebd.

²⁹ Ebd.

jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Dabei muss die Netzfrequenz um den Sollwert von 50 Hz gehalten werden. Als Regelleistung wird die Bereitstellung von Leistung als Reaktion auf Frequenzänderungen im Stromnetz bezeichnet. Ein Anstieg der Netzfrequenz erfordert die Bereitstellung von negativer Regelleistung (Strombezug aus dem Netz). Ein Absinken der Netzfrequenz erfordert die Bereitstellung positiver Regelleistung (Stromeinspeisung ins Netz). Abbildung 4 zeigt einen Überblick über die Regelleistungsprodukte und deren Einsatzreihenfolge im deutschen Strommarkt.

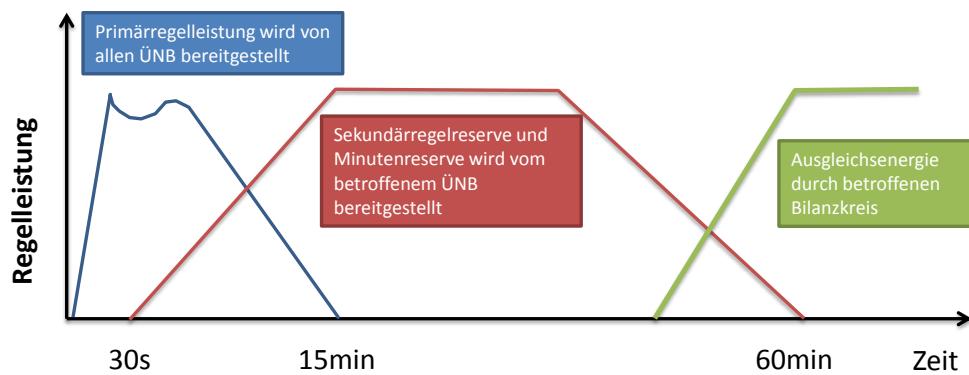


Abbildung 4: Einsatzreihenfolge Regelleistung, Quelle: Fraunhofer ISE

Die ÜNB müssen diese Regelleistungskapazitäten einkaufen. Dies geschieht über die Online-Plattform www.regelleistung.net, an der die ÜNB ihren Regelleistungsbedarf ausschreiben. Grundsätzlich werden dabei drei Arten von Regelleistung unterschieden, deren Hauptunterscheidungsmerkmal die Aktivierungszeit und -dauer ist. Dies sind Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL). Dabei muss PRL innerhalb von 30 Sekunden für mindestens 15 Minuten bereitgestellt werden können. SRL muss in weniger als fünf Minuten aktiv sein und muss mindestens vier Stunden vorgehalten werden können.

Zuletzt kann MRL binnen 15 Minuten aktiviert werden, um anschließend bis zu mehrere Stunden zu überbrücken. Die Entscheidung, welcher von mehreren Anbietern den Zuschlag erhält, wird über den angebotenen Leistungspreis getroffen. Die Marktteilnehmer bieten einen Leistungspreis (in EUR/kW für die Leistungsvorhaltung) und bei der SRL und MRL zusätzlich einen Arbeitspreis (in EUR/kWh bei Abruf) an. Der Leistungspreis ist der Betrag, der für die Vorhaltung der Kapazität von den Übertragungsnetzbetreibern an den Anbieter zu zahlen ist. Alle Gebote werden nach dem gebotenen Leistungspreis sortiert. Die Zuschlagserteilung erfolgt dann für die Anbieter der günstigsten Leistungspreise, bis die benötigte Regelleistungskapazität erreicht ist. Der Arbeitspreis wird nur bei Abruf der Kapazität gezahlt. Die bezuschlagten Angebote mit dem geringsten Arbeitspreis werden dafür zuerst gewählt.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Beim Abruf negativer Regelenergie ist zu beachten, dass es sich um die Entnahme von Netzstrom handelt. Strombezug aus

dem (Versorgungs-) Netz ist nach derzeitiger Gesetzeslage zunächst voll belastet durch Netzentgelte, netzentgeltgekoppelte Kosten, EEG-Umlage und Stromsteuer. Voraussetzung für eine Befreiung von diesen Kosten ist derzeit unter anderem, dass der bezogene Strom nur zwischengespeichert und anschließend vollständig wieder in das Netz eingespeist wird. Dies erklärt sich vor allem daraus, dass die Befreiungsvorschriften hauptsächlich der Vermeidung einer Doppelbelastung dienen. Für die hier vorgesehene Teilnahme am Regelenergiemarkt kommen diese Befreiungstatbestände derzeit nicht in Betracht.³⁰

Für die Power-to-Heat-Technologien gibt es lediglich eine Möglichkeit der Kostenbefreiung im Stromsteuergesetz: Nach § 9b StromStG sind Strommengen von der Stromsteuer befreit, die von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes oder der Forst- und Landwirtschaft (§ 2 Nr. 3 u. 5 StromStG) zur Wärmeerzeugung entnommen werden, und nur dann, wenn die Wärme nachweislich allein von diesen Unternehmen genutzt wird.

Handelt es sich um eine steuerbare Verbrauchseinrichtung in der Niederspannungsebene, der Strom zugeleitet werden darf, kann zudem eine Vereinbarung mit dem Verteilernetzbetreiber über ein reduziertes Netzentgelt nach § 14a EnWG in Betracht kommen. Der Zugriff auf die Anlage durch den Netzbetreiber muss dann gestattet werden.³¹ Die Art und Weise des Zugriffs des Netzbetreibers soll in einer Rechtsverordnung durch die Bundesregierung konkretisiert werden (derzeit noch nicht geschehen).

Das EEG 2017 hat in Bezug auf eine Befreiung von der EEG-Umlagebelastung keine begünstigenden Auswirkungen auf Power-to-Heat-Technologien.

Da die Wärme in diesem Geschäftsmodell aus „grauem Netzstrom“ erzeugt wird, hat sie keinen besonders günstigen Primärenergiefaktor. Der Primärenergiefaktor für Netzstrom liegt derzeit bei 1,8 (zum Vergleich: Der Primärenergiefaktor von Wärme aus ausschließlich erneuerbaren Energien liegt bei 0,0).

Wirtschaftlichkeit: Die durchschnittlich erzielbaren Erlöse für den Leistungspreis liegen bei der negativen MRL bei 16.000 EUR/MW und Jahr. Zu beachten ist, dass momentan viele neue Teilnehmer am Markt für negative Regelleistung agieren, was zu Ertragseinbrüchen führt. Diese Tendenz zeigt sich an der Entwicklung der Erlöse für die Bereitstellung von Regelleistung. Im Jahr 2014 konnten noch durchschnittlich ca. 34.000 EUR/MW pro Jahr für die negative MRL erzielt werden.³² Zusätzlich zu dem Leistungspreis kommt bei Abruf noch ein Arbeitspreis hinzu. Der derzeit begrenzte Bedarf an Regelleistung kann in Zukunft, durch die

³⁰ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1, S. 103.

³¹ Vgl. in Rechtliche Rahmenbedingungen 7.5.1.2 S. 110.

³² Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung: www.regelleistung.net; Vgl. dazu: <http://balancepower.de/regelleistung/articles/regelleistung.html>

zunehmende Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien, ansteigen. Das kann zu höheren Ertragspotenzialen führen.³³

Technologien: Derzeit werden Behälterspeicher eingesetzt. Möglich sind grundsätzlich auch andere Technologien wie Aquiferspeicher oder Erdbeckenspeicher (s. dazu Kapitel 5).

Bewertung:

Elektrokessel/Wärmepumpe am Minutenregelleistungsmarkt					
	gering				hoch
Akquisitionsaufwand				●	
Aufwand Projektstart		● ←			●
Know-how-Bedarf	● ←			●	
Projektanforderungen				●	
Vertriebsaufwand	● ←		●		
Wettbewerb					●
Ertragsmöglichkeiten		● ←	●		
Kostensenkungspotenzial	●				
Marktreife					●

Der **Akquisitionsaufwand** beim Einstieg in den Minutenregelleistungsmarkt ist bei kleinen Power-to-Heat-Anlagen relativ hoch, da bei einer Mindestangebotsgröße von 5 MW eine Vielzahl kleinerer Anlagen zusammengeschlossen werden müssen. Da der Markt für MRL besteht, ist hier keine Kundenakquise notwendig. Jedoch müssen lokale Wärmeabnehmer bzw. ein Wärmenetz zur Nutzung der Wärme vorhanden sein.

Der **Aufwand für den Projektstart** ist aufgrund der Präqualifikationsanforderungen hoch, weshalb die Einbindung eines externen Dienstleisters empfohlen wird (←). Für die Durchführung des Projektes ist ein hoher **Know-how-Bedarf** hinsichtlich der Präqualifikation und der Durchführung der Regelleistungsbereitstellung erforderlich, der durch die Einbindung eines externen Dienstleisters verringert werden kann (←). Die **Projektanforderungen** für den laufenden Betrieb sind daher ebenfalls als hoch einzustufen. Der **Vertriebsaufwand** ist bei Einbindung eines externen Dienstleisters gering (←). Dieser übernimmt den regelmäßigen Vertrieb am Regelleistungsmarkt. Ohne Dienstleister ist der Aufwand höher, da die Genossenschaft selbst an der Regelleistungsausschreibung teilnehmen muss.

Der Regelleistungsmarkt ist begrenzt auf eine bestimmte, von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschriebene Gesamtleistung. Durch die immer weiter steigende Anzahl an möglichen Teilnehmern ist der **Wettbewerb** als hoch einzustufen. Die **Ertragsmöglichkeiten** sind derzeit gut, jedoch ist die zukünftige

³³ Vgl. den folgenden Artikel auf den Seiten des Energieberaters Enervis, zuletzt aufgerufen am 22.06.2016: www.enervis.de/de/news-strommarkt/434-der-markt-fuer-negative-sekundaerregelleistung-nischenmarkt-oder-hoffnungstraeger-von-netz-und-markt-2

Entwicklung des Regelleistungsbedarfs und der Leistungspreise ungewiss. Die Einbindung eines Dienstleisters verringert den Gewinn (↔).

Behälterspeicher und Elektrokessel sind ausgereifte Technologien. Ein Kostensenkungspotenzial kann bei der Wärmepumpentechnologie bestehen. Die Marktreife ist als hoch einzustufen, da der Regelleistungsmarkt bereits lange besteht und gute Erfahrungswerte existieren.

Insgesamt ist die Bereitstellung von negativer Minutenregelleistung mit Power-to-Heat mit hohem Aufwand verbunden, weshalb zur Durchführung dieses Projektes die Einbindung eines externen Dienstleisters empfohlen wird. Das Geschäftsmodell eignet sich vor allem für große kommunale Energiegenossenschaften, die Großprojekte auf Landkreisebene realisieren und große Speicher bzw. Power-to-Heat-Anlagen mit großer Leistung einsetzen können. Hier entfällt der Aufwand für das Pooling kleiner Anlagen in einem virtuellen Kraftwerk.

Beispielprojekt 1: Elektroheizer N-Ergie in Nürnberg

Die N-Ergie AG in Nürnberg betreibt einen Wärmespeicher (Fassungsvermögen 33.000.000 Liter) mit zwei Elektrodenheizern mit je 25 MW elektrischer Leistung. Durch diese kann negative Regelleistung zur Verfügung gestellt werden. Die Investitionskosten betragen 4 Millionen Euro für die Elektrodenheizer.

Kontakt:

N-ERGIE Aktiengesellschaft

Am Plärrer 43

90429 Nürnberg

www.n-ergie.de

Informationen zum Projekt: www.n-ergie.de

Beispielprojekt 2: Smart-District-Heating-Anlage mit Power-to-Heat in Dänemark

Im Jahr 2007 wurden durch den dänischen Strom- und Fernwärmeanbieter Brædstrup Fjernvarme KWK- und solarthermische Anlagen installiert und an ein Wärmenetz mit ca. 1.200 Verbrauchern angeschlossen. Im Jahr 2012 hat der Betreiber das System mit einem Erdsondenspeicher (19.000.000 Liter) ergänzt und die Kollektorfläche auf 18.600 m² ausgebaut. Bei hohen Strompreisen wird der generierte Strom ins Netz eingespeist, und der Wärmespeicher dient der Optimierung der KWK Anlagen (2 Gas-BHKW mit 8 MWth bzw. 7,4 MWel). Bei niedrigen oder negativen Strompreisen wird der überschüssige Strom aus dem Netz über eine Wärmepumpe (Kompressionswärmepumpe mit 1,5 MWth bzw. 0,4 MWel) und einen Elektroboiler (Heizstab mit 10 MWel) in Wärme umgewandelt und über die Erdsonden gespeichert. So können durch die KWK-Anlage positive Regelenergie und durch die Power-to-Heat-Technologien negative Regelenergie bereitgestellt werden. Außerdem wird die solare Wärme saisonal für den Heizbedarf im Winter gespeichert. Zusätzlich zum Erdsondenspeicher stehen zwei Behälterspeicher mit je 7.500 m³ für die kurzfristige Wärmespeicherung sowie mehrere Gas-Spitzenlastkessel zur Verfügung. Der Einsatz der Wärmepumpe bzw. des Elektroboilers wird für die Bereitstellung von Regelleistung staatlich gefördert.

Kontakt:

Brædstrup Fjernvarme A.M.B.A.

Fjernvarmevej 2

8740 Braedstrup, Dänemark

www.braedstrup-fjernvarme.dk

Informationen zum Projekt: www.solar-district-heating.eu

4 Geschäftsmodelle für Stromspeicher

Der deutsche Stromspeichermarkt zeichnet sich momentan durch stark fallende Batteriespeicherpreise und viele interessierte Akteure aus. Im Folgenden werden verschiedene Geschäftsmodelle für Stromspeicher dargestellt, die für genossenschaftliche Energieprojekte relevant sein können.

Das Mieterstrommodell kann, sofern das geplante Mieterstromgesetz der Bundesregierung umgesetzt wird, für Energiegenossenschaften das interessanteste Geschäftsmodell im Stromspeicherbereich darstellen. Bei einer Vermietung von PV-Speichersystemen an Gewerbebetriebe hängt die Wirtschaftlichkeit sehr stark von Stromverbrauchsstruktur und Stromvertrag des Gewerbes ab und muss daher im Einzelfall untersucht werden. Quartiersprojekte sind häufig sehr komplex und auch aufgrund der geringen Wirtschaftlichkeit nur in Einzelfällen sinnvoll. Batteriespeicher für die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt sind aufgrund des hohen benötigten Investitionsvolumens für Energiegenossenschaften nur bedingt zu empfehlen.

Insgesamt sind die Geschäftsmodelle von sehr vielen Parametern und Rahmenbedingungen abhängig, die sich schnell verändern können, sodass für jedes Geschäft individuell die Tragfähigkeit zu prüfen ist und keine Rückschlüsse bzgl. einer konkreten Wirtschaftlichkeit aus diesem Leitfaden abgeleitet werden können.

4.1 Mieterstrom in Mehrfamilienhäusern

Stromspeicher können in Kombination mit einer Photovoltaikanlage den Verbrauch von lokal erzeugter Energie in Mehrfamilienhäusern erhöhen. Häufig sind ausreichend große Dachflächen für eine PV-Anlage vorhanden. Mithilfe des Speichers können überschüssige PV-Strommengen, beispielsweise aus der Mittagszeit, in Zeiten von geringer PV-Stromerzeugung, wie z.B. abends, verschoben werden. Somit kann im Mehrfamilienhaus eine größere Menge des PV-Stromes verbraucht werden als im vergleichbaren Fall ohne Speichereinsatz. Für die Integration einer Speichereinheit in ein bestehendes oder zeitgleich errichtetes Photovoltaiksystem bis 30 kWp Nennleistung kann derzeit ein zinsgünstiger Kredit in Verbindung mit einem Tilgungszuschuss aus dem Förderprogramm 275 der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) in Anspruch genommen werden.³⁴

Die Energiegenossenschaft kann in diesem Fall als Investor auftreten: Sie mietet die Dachfläche und errichtet und betreibt die PV-Speicher-Kombination. Der erzeugte Strom kann dann an die Mieter verkauft werden, ohne dass er durch das öffentliche Netz geleitet wird. Dadurch entstehen weniger Umlagen und Entgelte, sodass der Strom günstiger ist als der reguläre Haushaltsstrompreis.

³⁴ Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW): Kredit 275: Erneuerbare Energien – Speicher. Online verfügbar unter: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-%28275%29> (Zuletzt geprüft: 07.06.2016).

Die Differenz kann dem Mieter als geringerer Strompreis zugutekommen und/oder einen wirtschaftlichen Ertrag für die Energiegenossenschaft darstellen. Die Energiegenossenschaft kann auch als Vollversorger auftreten, indem zusätzlich Energie von einem Energieversorger eingekauft und somit der Verbrauch der Mieter vollständig gedeckt wird. Die Wahl des Versorgers muss den Mietern aber belassen bleiben. Das bedeutet, dass anderen Versorgern der diskriminierungsfreie und unentgeltliche Zugang zum Stromanschluss des Mieters gewährt werden muss. Der Anreiz für die Mieter, von der Energiegenossenschaft Strom zu beziehen, besteht in der direkten Versorgung mit lokal erzeugtem Grünstrom.

Voraussetzungen: Es muss gewährleistet sein, dass jeder Energieanbieter die Verbraucher im Mehrfamilienhaus im Wege der unentgeltlichen Durchleitung mit Energie versorgen kann. Dazu müssen vom Anlagenbetreiber alle erforderlichen Unterstützungsleistungen erbracht werden, damit der vorgelagerte örtliche Netzbetreiber einen abrechnungs- und bilanzierungsrelevanten Zählpunkt für den betreffenden Nutzer der Energieanlage technisch einrichten und betreiben kann. Mit dem zuständigen Netzbetreiber sollten daher die erforderlichen Regelungen hinsichtlich Betretungsrechten des Grundstücks und Abstimmungen zur Installation von Zählern und Messeinrichtungen im Voraus abgesprochen werden.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Die in diesem Geschäftsmodell beschriebene Versorgungsanlage dürfte zumeist eine Kundenanlage gem. § 3 Nr. 24 a) EnWG darstellen. Der Betreiber einer Kundenanlage wird nicht zum Energieversorger (§ 3 Nr. 18 EnWG) mit den entsprechenden Pflichten (zum Beispiel aus den §§ 36 ff. EnWG).

Auf die von Mietern direkt aus der Solaranlage der Bürgerenergiegenossenschaft bezogene Strommenge fallen keine Netzentgelte und netzentgeltgekoppelten Kostenpositionen an.³⁵ Die EEG-Umlage entsteht in voller Höhe.³⁶ Die Stromsteuer entsteht durch Stromentnahme, kann jedoch – je nach Einzelfall – durch einen Befreiungstatbestand wieder entfallen.³⁷ Dagegen ist der Netzstrombezug der Mieter voll abgaben-, steuer- und umlagebelastet.

Sollen überschüssige Strommengen aus der Solaranlage der Bürgerenergiegenossenschaft im Batteriespeicher der Bürgerenergiegenossenschaft gespeichert werden, kann der Strombezug der Batterie als „Letztverbrauch für die Eigenversorgung“ von einer verringerten EEG-Umlage profitieren (für Kleinanlagen kann die Umlage sogar ganz entfallen³⁸). Sowohl die Solaranlage als auch der Batteriespeicher müssen dafür von derselben Bürgerenergiegenossenschaft (Personenidentität)

³⁵ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitte 7.5.1.2 und 7.5.1.3, S. 66 ff.

³⁶ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.1, S. 104.

³⁷ Insbes. nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromStG, s. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.4, S. 114.

³⁸ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.1. S. 109 (Anlagen mit höchstens 10 kW Nennleistung und einem kalenderjährlichen Stromverbrauch von höchstens 10 MWh).

und in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander betrieben werden.³⁹ Haben mehrere Personen Zugang zu Strom aus der Anlage, können Letztverbräuche meist nicht mehr zweifelsfrei dem Anlagenbetreiber zugeordnet werden, weshalb die Inanspruchnahme der Vergünstigungen dann oft am Merkmal der „Personenidentität“ von Betreiber und Verbraucher scheitert.

Im § 61k Abs. 1 EEG 2017 ist erstmals eine vollständige Umlagebefreiung für eingespeicherte Strommengen vorgesehen, die den Sachverhalt, in dem Strom vollständig vor dem Netz verbraucht wird, berücksichtigt. Wichtig ist insbesondere, dass die aus dem Stromspeicher entnommene umlagebelastete Strommenge – wie in diesem Geschäftsmodell vorgesehen – vollständig vor dem Netz (von den Mietern) verbraucht wird.⁴⁰ Wird die Strommenge nicht vollständig in eine Richtung ausgespeichert, greifen die Einschränkungen für die Umlageprivilegierung für gemischt betriebene Speicher aus § 61k Abs. 1a S. 2 EEG 2017. Kommt § 61k EEG 2017 insgesamt nicht zur Anwendung, dürfte der Strombezug des Speichers voll umlagepflichtig sein.

Der aus dem Speicher letztverbrauchte Strom ist nach den allgemeinen Grundsätzen EEG-umlagebelastet. Ob die Stromsteuerpflicht entsteht, ist dagegen umstritten.

Laut dem EEG 2017 kann Überschussstrom aus einer neu gebauten Solaranlage, die unter das EEG 2017 fällt (mit einer Nennleistung von bis zu 750 kW), in das Netz eingespeist und nach dem EEG gefördert werden. Überschüssige EE-Teilstrommengen können zum Beispiel im Wege der geförderten Direktvermarktung veräußert werden. Eine ggf. gewährte Stromsteuerbefreiung muss jedoch bei der Berechnung der EEG-Förderung abgezogen werden, womit die Doppelförderung einer Strommenge vermieden werden soll.⁴¹

Der Anspruch auf eine EEG-Förderung besteht allerdings nicht, wenn zugleich ein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch genommen wird.⁴² Dem PV-Anlagenbetreiber bleibt es zudem unbenommen, überschüssige EE-Teilstrommengen ohne EEG-Förderung ohne besondere Einschränkungen im Wege der sonstigen Direktvermarktung zu veräußern (zum Beispiel über Herkunfts nachweise).

Strom aus Bestandssolaranlagen kann (auch in Teilmengen) weiterhin nach dem EEG 2014 bzw. einem EEG älterer Fassung (je nach Inbetriebnahmejahr) gefördert werden.

Sowohl für Neu- als auch für Bestandssolaranlagen mit über 100 kW installierter Leistung gilt im Übrigen, dass der Anspruch auf die volle EEG-Zahlung nur besteht,

39 Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.1, S. 104; zur Entstehung der verringerten EEG-Umlage bei Letztverbrauch für die Eigenversorgung.

40 Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.1, S. 104 ff.

41 Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 127 ff., zu den allgemeinen Voraussetzungen für EEG-Zahlungsansprüche.

42 Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S.127, zu den allgemeinen Voraussetzungen für EEG-Zahlungsansprüche.

wenn die technischen Vorrichtungen nach den Vorgaben des § 9 EEG 2017 vom Anlagenbetreiber vorgehalten werden.⁴³

Hinweis

Neben dem Mieterstrommodell wurden bisher auch Anlagenmiete bzw. Teilmiete als Geschäftsmodelle für die Nutzung von PV in Gewerbebetrieben und Mehrfamilienhäusern diskutiert – siehe die Broschüre des DGS Franken: „Neue Chancen für die Photovoltaik“ (Seufert 2015). Das geplante Mieterstromgesetz, das eine direkte Förderung vorsieht, wird sich auf diese Konzepte auswirken, die aber für die Versorgung von Gewerbebetrieben weiterhin interessant sein können.

Wirtschaftlichkeit: Wird das Gesetz zur Förderung von Mieterstrom wie geplant umgesetzt, kann sich ein wirtschaftliches Geschäftsmodell entwickeln. Zu den Stromproduktionskosten der PV-Anlage von angenommenen 9 ct/kWh kommt dann die EEG-Umlage von aktuell ca. 6,9 ct/kWh hinzu. Die Energiegenossenschaft als Anlagenbetreiber muss außerdem die Umsatzsteuer abführen (angenommen 5,3 ct/kWh). Die verbleibende Differenz von 7,8 ct/kWh zum Haushaltsstrompreis von ca. 29 ct/kWh muss die Speicherkosten, die erwartete Marge der Energiegenossenschaft sowie einen Anreiz für die Mieter decken.

Bewertung (unter der Annahme, dass die Verordnung in Kraft tritt):

Mieterstrom in Mehrfamilienhäusern				
	gering			hoch
Akquisitionsaufwand			●	
Aufwand Projektstart	●			
Know-how-Bedarf	●			
Projektanforderungen	●			
Vertriebsaufwand			●	
Wettbewerb	●			
Ertragsmöglichkeiten		●		
Kostensenkungspotenzial			●	
Marktreife	●			

Bei der **Akquise** ist nach einem Mietshaus mit geeigneter Dachfläche und möglichst vielen interessierten Bewohnern zu suchen. Aufgrund von guten lokalen Kontakten der Energiegenossenschaften kann ein geeignetes Mietshaus vermutlich mit mittlerem Aufwand gefunden werden. Zu **Projektstart** müssen die PV-Speicheranlage sowie geeignete Zähler angebracht werden, der Aufwand ist hier vergleichsweise gering.

⁴³ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 127121 ff. zu technischen Einrichtungen.

Für Installation und Inbetriebnahme der Anlage ist ein vergleichsweise geringer **Know-how-Bedarf** zu erwarten. Stromspeicher werden mittlerweile von den meisten PV-Installateuren mit angeboten. Energiegenossenschaften, die bereits Projekte mit PV-Aufdachanlagen durchgeführt haben, können von den gewonnenen Erfahrungen profitieren.

Während der Projektlaufzeit ist es notwendig, die PV-Speicheranlage zu warten. Zusätzlich werden die Kunden betreut (regelmäßige Abrechnung) und der Stromeinkauf und -verkauf organisiert. Der **Vertriebsaufwand** ist relativ hoch, da bei Mieterwechsel ggf. neue Kunden akquiriert und betreut werden müssen. Bisher gibt es wenig Anbieter in diesem Geschäftsmodell, allerdings besteht Konkurrenz zu konventionellen Stromanbietern. Da mit dem Mieterstrom der PV-Strom allerdings lokaler Strom vermarktet werden kann, wird davon ausgegangen, dass der **Wettbewerb** insgesamt moderat ist.

Das Modell kann nur wirtschaftlich werden, wenn die geplante Verordnung zum Mieterstrom umgesetzt wird. Dann lassen sich die **Ertragsmöglichkeiten** als durchschnittlich einstufen. Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von der zeitlichen Verteilung des Stromverbrauchs im Mietshaus sowie der PV-Speichergröße ab und sollte daher im Einzelnen überprüft werden. Das **Kostensenkungspotenzial** ist hoch, wenn man davon ausgeht, dass die Preise für Batteriespeichertechnologien weiterhin so stark sinken wie in den letzten Jahren. Die **Marktreife** des Geschäftsmodells ist gering, da das Modell stark von der kommenden Verordnung abhängt.

Insgesamt kann somit zu dem Geschäftsmodell geraten werden, vorausgesetzt, dass die geplante Verordnung umgesetzt wird. Je nach Stromverbrauchsgewohnheiten der Mieter im Haus sollte dann überprüft werden, ob sich die Installation eines PV-Stromspeichers rentiert oder ob die Anlage ohne Stromspeicher wirtschaftlicher ist.

Beispielprojekt: Saniertes Mehrfamilienhaus in Oldenburg

In Oldenburg wurde ein Mehrfamilienhaus mit sechs Mietparteien mit einer 28,8-kW-PV-Anlage, zwei Mikro-BHKW sowie einer Wärmepumpe ausgestattet. Zudem wurden zur Energiespeicherung zwei E3/DC-Geräte mit einer Gesamtkapazität von 30 kWh modular integriert. Während in den Wintermonaten die BHKW die Bereitstellung der thermischen Energie übernehmen, wird im Sommer benötigtes Warmwasser durch Solarstrom und Wärmepumpe bereitgestellt. Nach außen tritt der Vermieter als Stromkäufer und -einspeiser auf. Im beschriebenen Projekt wird mit einem Autarkiegrad von 80% kalkuliert. Die alten Stromzähler dienen der internen Kostenaufteilung des Strombezuges. Mieter können die elektrische Energie zu gegenwärtig 24,3 ct/kWh beziehen.

Kontakt:

Laudeley Betriebstechnik
Herrhausenstraße 7, 27721 Ritterhude

Tel.: 04292/810 340

laudeley@laudeley.de

www.laudeley.de

Informationen zum Projekt: www.hennehaus.de

4.2 PV-Speicher-Vermietung an Gewerbebetriebe

Steigende Stromeinkaufspreise und sinkende Stromgestehungskosten erneuerbarer Energiequellen machen die Nutzung selbst erzeugten Stroms im Gewerbesektor interessant. Die Energiegenossenschaft kann hier als Investor für PV-Speicheranlagen auftreten. Gewerbeunternehmen bei diesem Modell davon, dass sie sich gänzlich auf das Kerngeschäft konzentrieren und zugleich ihr Image durch die Verwendung von Grünstrom verbessern können, ohne sich auf eine lange Kapitalbindung einlassen zu müssen.

Beim „Mietmodell“ wird das öffentliche Netz nicht genutzt, dadurch fallen keine damit verbundenen Kosten an. Gegebenenfalls kann auch die EEG-Umlage verringert werden. Voraussetzung hierfür ist, dass die PV-Speicheranlage auf dem Gelände des Gewerbebetriebs installiert ist. Zudem muss die durch Vertragsgestaltung sichergestellt sein, dass der Stromverbraucher zum Anlagenbetreiber wird⁴⁴.

Beim Mietmodell tritt die Energiegenossenschaft als Anlageneigentümer auf, d.h. sie lässt das PV-Speichersystem errichten und stellt die Funktionsfähigkeit sicher. Der Gewerbebetrieb als Stromverbraucher übernimmt die Anlage und alle damit zusammenhängenden wirtschaftlichen Risiken, um so zum Anlagenbetreiber zu werden. Für die Nutzung der PV-Anlage bezahlt das Unternehmen ein Entgelt an die Energiegenossenschaft. Der erzeugte Strom aus PV-Anlage und Speicher wird zur Deckung des Stromverbrauchs im Gewerbe genutzt, überschüssige Strommengen werden, falls möglich, gegen EEG-Förderung ins Netz eingespeist. Größere Gewerbebetriebe zahlen aufgrund ihres Status als Großkunde in vielen Fällen einen vertraglich vereinbarten geringeren Strompreis, mit dem der Strom aus einer PV-Speicheranlage nicht konkurrieren kann. Für das Geschäftsmodell kommen daher eher kleine und mittlere Unternehmen infrage, die häufig einen mit Privatkunden vergleichbaren Stromtarif zahlen. Zudem ist die PV-Speicherlösung besonders für solche Betriebe lohnend, bei denen der durch die PV-Anlage erzeugte Strom nicht zeitgleich verbraucht wird.

Für Gewerbeunternehmen mit einer Strombezugsmenge von bis zu 100 MWh/a werden die Netzentgelte aufgrund eines standardisierten Lastprofils in einer standardisierten Höhe erhoben. Bei Strombezügen über 100 MWh/a werden die Netzentgelte individuell ermittelt. Dabei wird zwischen dem sog. Arbeitspreis und dem Leistungspreis unterschieden. Der Arbeitspreis fällt auf die bezogene Strommenge an (ct/kWh). Der Leistungspreis orientiert sich allein an der Jahreshöchstleistung (EUR/kW), für die der Netzbetreiber die entsprechend leistungsstarke Infrastruktur bereitstellen muss. Gewerbeunternehmen zahlen häufig aufgrund der für einen stabilen Netzbetrieb ungünstigen Leistungsspitzen im Gewerbe einen sehr hohen Leistungspreis. Ein Speichereinsatz kann hier einen weiteren positiven Beitrag im

44 Siehe z.B. Vertragsvorlagen der DGS Franken für PV-Anlagenmiete.

Spitzenlastmanagement leisten und reduziert durch verringerte Lastspitzen die Strombezugskosten. Daneben ist eine Komplettversorgung des Betriebsstandortes durch die Energiegenossenschaft denkbar.

Im gewerblichen Bereich liegt darüber hinaus ein starker Fokus auf der Versorgungssicherheit. Als Option kann ein Teil der Speicherkapazität für die Notstromversorgung im Falle eines Stromausfalls bereitgestellt werden, wodurch gegebenenfalls Zusatzerlöse zu erzielen sind.

Voraussetzungen: Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) gibt standardisierte synthetische Lastprofile für unterschiedliche Arten des Gewerbes heraus. Diese können dazu dienen, sich einen ersten Eindruck über die Struktur des Energiebedarfs verschiedener Sektoren zu verschaffen. Branchen mit Verbrauch überwiegend in den Abendstunden sind beispielweise Abendgaststätten, Freizeiteinrichtungen, Sportvereine und Fitnessstudios. Für eine genaue technische Auslegung des Systems ist die Berücksichtigung von spezifischen Lastspitzen, Ruhezeiten und Lastgradienten notwendig.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Die in diesem Geschäftsmodell beschriebene Versorgungsanlage dürfte zumeist eine Kundenanlage gem. § 3 Nr. 24 a) EnWG darstellen. Der Betreiber einer Kundenanlage wird nicht zum Energieversorger (§ 3 Nr. 18 EnWG) mit den entsprechenden Pflichten (zum Beispiel aus den §§ 36 ff. EnWG).

Auf die direkt aus den Solaranlagen oder den Stromspeichern bezogene Strommenge fallen keine Netzentgelte und netzentgeltgekoppelten Kostenpositionen an.⁴⁵ Die Stromsteuer entsteht durch Stromentnahme aus der PV-Anlage, kann jedoch – je nach Einzelfall – durch einen Befreiungstatbestand wieder entfallen.⁴⁶ Die EEG-Umlage fällt ebenfalls grundsätzlich an. Eine mögliche verringerte EEG-Umlage Die vom Letztverbraucher bezogene Strommenge ist setzt „Letztverbrauch für die Eigenversorgung“ (vgl. § 3 Nr. 19 EEG 2017) voraus. Die hierfür zumindest geforderte Personenidentität von (PV-)Anlagenbetreiber und Letztverbraucher (Gewerbe) kann erfüllt werden, indem die Bürgerenergiegenossenschaft das wirtschaftliche Risiko aus dem Solaranlagenbetrieb auf das Gewerbe überträgt. Es ist denkbar, diese Übertragung über eine entsprechende Vertragsgestaltung im Einzelfall zu konstruieren. In eine solche vertragliche Regelung kann auch der Stromspeicher einbezogen werden.

Gelingt es, die Betreibereigenschaft in Bezug auf den ausschließlich dezentral betriebenen Speicher mit Hilfe der vertraglichen Konstruktion ebenfalls auf das Gewerbe zu übertragen, kann der Verbrauch des Speichers als „Letztverbrauch für die Eigenversorgung“ von einer verringerten Umlage profitieren. Da

⁴⁵ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitte 7.5.1.2 und 7.5.1.3, ab S. 115 ff.

⁴⁶ Insbes. nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 StromStG, siehe im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.4, S. 114.

der ausschließlich dezentral betriebene Speicher aus Sicht des EEG 2017 (§ 3 Nr. 1, 2. Hs.) als eine Erzeugungsanlage behandelt werden kann, ist es zumindest denkbar, dass der Letztverbrauch von Strom aus dem Speicher durch das Gewerbe ebenfalls „Letztverbrauch für die Eigenversorgung“ darstellt und – sozusagen spiegelbildlich – die Anwendung der Regelungen für die Eigenversorgung in Betracht kommt. Gelingt es dem konkreten Geschäftsmodell, diese rechtlichen Voraussetzungen abzubilden, fällt in diesen seltenen Ausnahmefällen „vor“ und „hinter“ dem Speicher zunächst die verringerte EEG-Umlage für Eigenversorgung an.

Dieser in beide Richtungen für die Eigenversorgung genutzte dezentrale Speicher kann zusätzlich von dem Speicherprivileg aus § 61k EEG 2017 profitieren. Im § 61k Abs. 1 EEG 2017 ist eine Privilegierung für Speicher vorgesehen, wonach sich die Umlagenlast für *eingespeicherte* Strommengen in dem Umfang und der Höhe verringert, in der die Umlage auf die ausgespeicherte Strommenge anfällt; hier anteilig (s. Absatz zuvor). Vorausgesetzt wird insbesondere, dass die aus dem Strohspeicher entnommene zumindest anteilig umlagebelastete Strommenge – wie in diesem Geschäftsmodell vorgesehen – *vollständig* vor dem Netz (von dem Gewerbe) verbraucht wird.⁴⁷ Diese Befreiungsmöglichkeit besteht zwar nach § 61k Abs. 1a S. 2 EEG 2017 für multivalent betriebene Speicher grundsätzlich auch. Sie ist jedoch an weitere Voraussetzungen geknüpft. Insbesondere ist die Privilegierung auf höchstens 500 vom Strohspeicher eingespeicherte kWh je kWh installierter Speicherkapazität pro Kalenderjahr beschränkt, was bei der Nutzung im Gewerbe ein Hinderungsgrund sein könnte.

Sollte es am Letztverbrauch für die Eigenversorgung fehlen, kann die Anwendung des § 61k Abs. 1 EEG 2017 allein in Betracht kommen, um die Umlagenlast auf eingespeicherten Strommengen zumindest zu reduzieren, da für die Anwendung dieses Paragraphen der „Letztverbrauch für die Eigenversorgung“ keine Voraussetzung ist.

Ob die Stromsteuer auf die aus dem Speicher entnommene Strommenge entsteht, ist strittig. Laut dem EEG 2017 kann Überschussstrom aus einer neu gebauten Solaranlage, die unter das EEG 2017 fällt (mit einer Nennleistung von bis zu 750 kW), in das Netz eingespeist und nach dem EEG gefördert werden. Überschüssige EE-Teilstrommengen können zum Beispiel im Wege der geförderten Direktvermarktung veräußert werden. Eine ggf. gewährte Stromsteuerbefreiung muss jedoch bei der Berechnung der EEG-Förderung abgezogen werden, womit die Doppelförderung einer Strommenge vermieden werden soll.⁴⁸

Der Anspruch auf eine EEG-Förderung besteht allerdings nicht, wenn zugleich ein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch genommen wird.⁴⁹

47 Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.1, S. 104 ff.

48 Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 121 ff. zu den allgemeinen Voraussetzungen für EEG-Zahlungsansprüche.

49 Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 127 ff. zu den allgemeinen Voraussetzungen für EEG-Zahlungsansprüche.

Dem PV-Anlagenbetreiber bleibt es zudem unbenommen, überschüssige EEG-Teilstrommengen ohne EEG-Förderung ohne besondere Einschränkungen im Wege der sonstigen Direktvermarktung zu veräußern (zum Beispiel über Herkunftsachweise).

Strom aus Bestandssolaranlagen kann (auch in Teilmengen) weiterhin nach dem EEG 2014 bzw. einem EEG älterer Fassung (je nach Inbetriebnahmejahr) gefördert werden.

Sowohl für Neu- als auch für Bestandssolaranlagen mit über 100 kW installierter Leistung gilt im Übrigen, dass der Anspruch auf die volle EEG-Zahlung nur besteht, wenn die technischen Vorrichtungen nach den Vorgaben des § 9 EEG 2017 vom Anlagenbetreiber vorgehalten werden.⁵⁰

Wirtschaftlichkeit: Die Wirtschaftlichkeit von PV-Speicherprojekten hängt stark vom individuellen Strombezugspreis des Betriebs ab. Für gewöhnlich liegt der Stromtarif aufgrund höherer Abnahmemengen unter den Gestehungskosten der PV-Speicheranlage. Bei kleineren und mittelgroßen Gewerbebetrieben können die Strompreise allerdings höher liegen und den Einsatz einer PV-Speicheranlage wirtschaftlich rechtfertigen.

Bewertung:

PV-Speicher-Vermietung an Gewerbebetriebe					
	gering	hoch			
Akquisitionsaufwand		●			
Aufwand Projektstart		●			
Know-how-Bedarf		●			
Projektanforderungen	●				
Vertriebsaufwand	●				
Wettbewerb		●			
Ertragsmöglichkeiten		●			
Kostensenkungspotenzial			●		
Marktreife		●			

In der **Akquisephase** muss zunächst ein interessanter Gewerbebetrieb als Kunde angeworben werden. Da nur ein Kunde benötigt wird, ist der Aufwand als relativ gering einzuschätzen. Der **Aufwand zum Projektstart** besteht in der Installation des PV-Speichersystems auf dem Firmengelände sowie dem Aufsetzen und Abschluss der Verträge und ist daher relativ gering. Der **Know-how-Bedarf** ist ebenfalls vergleichsweise gering, da es sich um eine marktreife Technik in einem relativ wenig komplexen Betreibermodell handelt.

Die **Projektanforderungen** sind sehr gering. Nach Projektstart ist nur für die Instandhaltung der Anlage zu sorgen, was in der Regel über einen Dienstleister abgedeckt wird. Der **Vertriebsaufwand** ist ebenfalls sehr gering, da nur ein einziger

⁵⁰ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 121 ff. zu technischen Einrichtungen.

Kunde gewonnen werden muss und die Vertragslaufzeit entsprechend lang sein sollte. Es sind wenige Anbieter auf dem Markt vertreten, welche ähnliche Produkte anbieten, jedoch besteht wiederum Konkurrenz zu gewöhnlichen Stromversorgern. Dennoch sollte der Wettbewerb insgesamt gering sein.

Die **Ertragsmöglichkeiten** hängen sehr stark von der Stromverbrauchsstruktur des Kunden, dem Strompreis des Kunden und somit der vereinbarten Anlagenmiete ab. Aufgrund von anfallenden Steuern, Abgaben und Umlagen bei noch relativ hohen Speicherkosten sind sie allerdings derzeit noch eher gering. Die in einem solchen Projekt verwendeten Batteriespeicher weisen allerdings derzeit ein hohes **Kostensenkungspotenzial** auf; es wird davon ausgegangen, dass sich die Preisreduktion der letzten Jahre weiter fortsetzt. Die **Marktreife** des Geschäftsmodells ist gegenwärtig gering. Dies liegt vermutlich an den bisher noch geringen Ertragsmöglichkeiten.

Dieses Geschäftsmodell sollte im Einzelfall eingehend geprüft werden, da die Wirtschaftlichkeit von sehr vielen Faktoren abhängig ist. Je nach Stromverbrauchsstruktur und bisherigem Stromvertrag des Gewerbebetriebes und auch in Abhängigkeit vom Stromspeicherpreis kann das Modell rentabel oder aber wirtschaftlich unattraktiv sein. Eine detailliertere Analyse und das Einholen von Vergleichsangeboten für eine Anlage bei einem ersten interessierten Kunden sind zu empfehlen.

Aktuell gibt es keine bekannten Mietmodelle, bei denen Stromspeicher integriert sind. Ähnliche Projekte bestehen allerdings für die Nutzung von PV-Strom.

Beispielprojekt: PV-Miete der UrStrom BürgerEnergieGenossenschaft Mainz eG

UrStrom BürgerEnergieGenossenschaft Mainz eG vermietet in Mainz-Hechtsheim eine PV-Anlage an ein privates Weingut. Im Oktober 2012 nahm die Genossenschaft die auf dem Dach des Weinguts „Fleischer“ installierte Anlage mit einer Leistung von 80,64 kWp in Betrieb. Die Anlage gehört der Energiegenossenschaft, die sie an die Besitzer des Weinguts vermietet. Das Weingut kann somit den Strom für den Eigenverbrauch nutzen und von der reduzierten EEG-Umlage profitieren.

Kontakt:
UrStrom BürgerEnergieGenossenschaft Mainz eG
An der Plantage 16
55120 Mainz
Tel. 06131/62 999 45
info@urstrom.com

4.3 Community-Modell

In einer Stromcommunity schließen sich mehrere Stromerzeuger und -verbraucher zusammen, um gemeinsam Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen und anschließend primär selbst zu nutzen. Beispielsweise kann eine Gruppe von Privatpersonen, Gewerbebetrieben und Dienstleistern mit PV-Anlage, BHKW und/oder Stromspeicher in einem solchen Verbund Stromerzeugung und Nachfrage untereinander teilweise ausgleichen. Energiegenossenschaften können aufgrund ihres lokalen Netzwerkes als Betreiber einer Stromcommunity und somit als regionaler Stromversorger auftreten. Ziel der Community ist eine bilanziell unabhängige Versorgung der Gemeinschaft mit selbst erzeugtem Grünstrom. Die Akteure schließen sich bei diesem Modell zu einem virtuellen Netzwerk zusammen, das über Bilanzkreise in Echtzeit Strom aus erneuerbaren Energien bezieht und vorrangig an seine Mitglieder verteilt. Mitglieder, die als Stromproduzent auftreten, nutzen den erzeugten Strom zunächst selbst und geben überschüssigen Strom im Wege der EEG-geförderten Direktvermarktung an andere Community-Mitglieder weiter. Dabei wird das öffentliche Netz genutzt. Zusätzlich kann die Energie mit den Stromspeichern der Community-Mitglieder für Zeiten mit höherem Verbrauch gespeichert werden.

Der Community-Betreiber tritt als Direktvermarkter für die Stromerzeuger der Community auf. Er kauft den Überschussstrom aus PV-Anlagen und BHKW zu Börsenstrompreisen ab und der Erzeuger erhält zusätzlich die Marktprämie, sodass insgesamt ein Betrag in etwa der Höhe der durch die EEG-geförderte Direktvermarktung generierten Erlöse an den Erzeuger ausgezahlt wird. Der Community-Betreiber verkauft den Strom dann wiederum inklusive Abgaben und Umlagen an die anderen Mitglieder in der Community. Der Teil der Nachfrage, der nicht durch dieses System abgedeckt werden kann, muss zusätzlich aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen werden. Dieser Strom wird von der Community an der Strombörse zugekauft. Der Community-Betreiber tritt somit als regionaler Stromversorger auf. Die Teilnahme am Regelenergiemarkt kann ebenfalls in Betracht gezogen werden. Hierzu wird ein Teil der Speicherkapazität vom Community-Betreiber angemietet.

Voraussetzungen: Die Stromerzeugungsanlagen (PV, BHKW) müssen mit einem Zähler für die Registrierende Leistungsmessung (RLM-Zähler) ausgestattet werden, die Verbrauchsseite wird nach wie vor mittels eines Standardzählers über das Standardlastprofilverfahren abgerechnet. Die gesamte Ausbilanzierung sowie das Speichermanagement innerhalb der Community erfolgt über die Software des Betreibers.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Betreibt die Bürgerenergiegenossenschaft die Community und übernimmt sie dabei die Lieferung von Energie an andere, werden ihr Versorgerpflichten vom Gesetzgeber auferlegt, vgl. die §§ 36 ff.

sowie § 3 Nr. 18, 1. Hs. EnWG. Versorgerpflichten umfassen im Allgemeinen die Sicherstellung der Versorgung, bestimmte Kriterien bei der Vertragsgestaltung, Stromkennzeichnungspflichten und Transparenzpflichten bei der Stromrechnung. Der Umfang der jeweiligen Pflichten ist stark einzelfallabhängig. Bei der Erarbeitung des konkreten Konzepts sollte diese Frage berücksichtigt werden.

Nach dem EEG 2017 können überschüssige EE-Teilstrommengen aus einer Solaranlage mit einer Nennleistung von bis zu 750 kW vom jeweiligen Anlagenbetreiber in das Netz eingespeist werden. Hierdurch kann ein Förderanspruch nach dem EEG entstehen, den der Anlagenbetreiber unter Umständen gegenüber dem Community-Betreiber geltend machen könnte. Eine ggf. gewährte Stromsteuerbefreiung muss jedoch bei der Berechnung der EEG-Förderung abgezogen werden, womit die Doppelförderung einer Strommenge vermieden werden soll.⁵¹

Der Anspruch auf eine EEG-Förderung besteht allerdings nicht, wenn zugleich ein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch genommen wird.⁵²

Dem PV-Anlagenbetreiber bleibt es zudem unbenommen, überschüssige EE-Teilstrommengen ohne EEG-Förderung im Wege der sonstigen Direktvermarktung zu veräußern (zum Beispiel über Herkunfts nachweise).

Strom aus Bestandssolaranlagen kann (auch in Teilmengen) weiterhin nach dem EEG 2014 bzw. einem EEG älterer Fassung (je nach Inbetriebnahmejahr) gefördert werden.⁵³

Sowohl für Neu- als auch für Bestandssolaranlagen mit über 100 kW installierter Leistung gilt im Übrigen, dass der Anspruch auf die volle EEG-Zahlung nur besteht, wenn die technischen Vorrichtungen nach den Vorgaben des § 9 EEG 2017 vom Anlagenbetreiber vorgehalten werden.

Entsprechendes gilt für Förderansprüche für EE-Strom aus dezentral betriebenen Speichern, die ausschließlich mit PV-Strom gespeist werden. Dafür werden hier regelmäßig nur die kleineren Stromspeicher in Betracht kommen, die insbesondere keine Leistung am Regelenergiemarkt anbieten.

Wirtschaftlichkeit: Angesichts des hohen Aufwands beim Aufbau eines Kundennetzwerkes sowie der generell in voller Höhe anfallenden Abgaben und Umlagen ist die Wirtschaftlichkeit dieses Geschäftsmodells eingehend zu prüfen. Zusätzlich hängt das Geschäftsmodell stark davon ab, dass über die zuverlässige Gewährung eines EEG-Zahlungsanspruchs ein Anreiz zur Teilnahme der EE-Stromerzeuger gesetzt wird. Der Betreiber sonnenCommunity (siehe Beispielprojekt) gibt an, kostendeckend, wenn auch ohne Profitmarge zu arbeiten.

⁵¹ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 121 ff. zu den allgemeinen Voraussetzungen für EEG-Zahlungsansprüche.

⁵² Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 127 ff. zu den allgemeinen Voraussetzungen für EEG-Zahlungsansprüche.

⁵³ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 1277 ff. zu technischen Einrichtungen.

Bewertung:

Community-Modell		gering	hoch	
Akquisitionsaufwand				●
Aufwand Projektstart			●	
Know-how-Bedarf			●	
Projektanforderungen				●
Vertriebsaufwand				●
Wettbewerb		●		
Ertragsmöglichkeiten	●			
Kostensenkungspotenzial	●			
Marktreife		●		

Der **Akquiseaufwand** beim Community-Modell wird als sehr hoch eingeschätzt, da zunächst eine ausreichende Anzahl an Teilnehmern benötigt wird, um den Projektaufwand zu rechtfertigen. Bei **Projektstart** müssen die Zählerinfrastruktur und die Speicherregler eingebaut sowie die Community-Plattform und das Abrechnungssystem aufgesetzt werden. Die Energiegenossenschaft muss sich mit der Direktvermarktung und mit den Rechten und Pflichten eines Energieversorgers vertraut machen, daher ist der **Know-how-Bedarf** in diesem Geschäftsmodell relativ hoch. Die **Projektanforderung** und der **Vertriebsaufwand** werden ebenfalls hoch eingeschätzt, da zwei Vertragsarten (Stromankauf, Stromverkauf) benötigt werden und zusätzlich Stromhandel betrieben werden muss. Außerdem muss weiterhin Akquise betrieben werden, um den Kundenstamm zu erhalten oder zu erweitern.

Energiegenossenschaften konkurrieren mit diesem Geschäftsmodell mit wenigen Anbietern derselben Art, allerdings besteht Konkurrenz zu konventionellen Stromanbietern und Ökostromanbietern. Der **Wettbewerb** ist daher mittelhoch. Die **Ertragsmöglichkeiten** sind durch die Menge der anfallenden Abgaben, Steuern und Umlagen gering. Es besteht nur ein geringes **Kostensenkungspotenzial**, da das Modell ausschließlich den Stromhandel betrifft und Abgaben sowie Umlagen in vollem Maße entrichtet werden müssen. Bestehende Projekte zeigen eine gewisse Marktreife des Geschäftsmodells (siehe Beispielprojekt).

Insgesamt sollte das Geschäftsmodell mit Vorsicht betrachtet werden, da ein hoher Akquiseaufwand relativ geringen Erlösmöglichkeiten gegenübersteht.

Beispielprojekt: sonnenCommunity der Sonnen GmbH

Die sonnenCommunity ist ein Pilotmodell der Sonnen GmbH. Die Community ist zu einem virtuellen Netzwerk zusammengeschlossen, das über Bilanzkreise in Echtzeit Strom aus EE bezieht und vorrangig an seine Mitglieder verteilt. Das Unternehmen verzichtet dabei auf eine Profitmarge. Aufgrund des Doppelvermarktsverbots bezeichnet das Unternehmen den Strom als „CommunityStrom“, der hauptsächlich in Anlagen der Community erzeugt wird. Momentan ist das Projekt in Deutschland aktiv (derzeit rund 1.000 Kunden), soll aber bald auf Österreich und die Schweiz ausgeweitet werden.

Der Produzent deckt zunächst seinen Eigenbedarf, überschüssiger Strom wird primär unter den Community-Mitgliedern verteilt. Die Verteilung der Energie erfolgt über die Direktvermarktung (Inanspruchnahme der Marktprämie und selbstständige Wahl des Energieverbrauchers). Evtl. darüber hinausgehender Überschussstrom wird an der Börse verkauft. Die in der Community installierten Batteriespeicher werden als virtueller Speicher betrieben, um den innerhalb der Community verbrauchten Strom zu maximieren.

In Zeiten negativer Marktpreise bezieht die Community Energie. Bis zu 1.000 kWh werden pro Jahr und Kunde an Eigentümer größerer Speicher (>8 kWh) verschenkt. Das Unternehmen übernimmt die in diesem Fall anfallenden Abgaben in Höhe von 15-19 ct/kWh. Die kostenlose Verteilung erfolgt primär aus idealistischen Gründen und um positive Systemdienstleistungen von Speichern hervorzuheben. Die Community will zudem in naher Zukunft in den sekundären Regelleistungsmarkt eintreten.

Kontakt:

Sonnen GmbH

Im Innovationspark Allgäu

Am Riedbach 1

87499 Wildpoldsried

Tel.: 0800 929 33 40

Informationen zum Projekt: www.sonnenbatterie.de/de/sonnenCommunity

4.4 Quartiersmodell mit PV, BHKW und Stromspeicher

Nicht nur bei Eigentümern von Einfamilienhäusern wächst derzeit das Interesse an einer vom Stromversorger unabhängigeren und möglichst lokalen Energieversorgung mit regenerativ erzeugtem Strom. Besonders in kleinen Quartieren werden beim Neubau mittlerweile häufig Konzepte für die lokale Energieversorgung entwickelt. Energiegenossenschaften können an dieser Stelle mit Bauunternehmen oder Wohnbaugenossenschaften kooperieren und später als Energieversorger im Quartier auftreten.

Als technische Grundlage für die lokale Energieversorgung kommt eine Kombination von Photovoltaikanlage, BHKW und Stromspeicher infrage⁵⁴. Die Quartiersgröße sollte nicht zu groß gewählt sein, damit die Anzahl der Stromkunden überschaubar und die Vertragsabwicklung für die Energiegenossenschaft im Rahmen bleibt. Neubaugebiete eignen sich aufgrund der Tatsache, dass dort die Energieversorgung

⁵⁴ Auch die Integration eines Wärmespeichers ist bei diesem Modell möglich.

im Vorfeld eingeplant und die notwendigen Vorkehrungen für die Energietechnologien getroffen werden können, wie beispielsweise eine Südausrichtung der Dachflächen für PV-Anlagen sowie Platz für BHKW und Stromspeicher. In einem Neubaugebiet kann außerdem der Bau eines eigenen Quartiersnetzes in Betracht gezogen werden, sodass die Nutzung des öffentlichen Netzes umgangen wird und die damit verbundenen Kosten eingespart werden können.

Die Energiegenossenschaft wird für die Verbraucher im Quartier zum Stromversorger, der die Anlagen als Eigentümer betreibt und den lokal erzeugten Strom (sowie die im BHKW erzeugte Wärme) an die Mieter verkauft. Durch den Speicherbetrieb wird hierbei der Anteil an im Quartier erzeugtem und verbrauchtem Strom maximiert. Zusätzlich benötigter Strom wird aus dem Netz bezogen und über die Energiegenossenschaft vertrieben, sodass diese als Vollversorger auftritt. Wird für den Betrieb des BHKW Biomethan eingesetzt kann den Verbrauchern ein hoher Anteil lokal regenerativ erzeugten Stroms angeboten werden.

In bestehenden Quartiersprojekten wird oft lokal erzeugte Wärme vermarktet, eine Einbindung von Strom ist seltener der Fall. Einige wenige Projekte binden auch Stromspeicher ein. Die Komplexität des Projektes durch das Zusammenspiel unterschiedlicher Energietechnologien führt zu technischen und organisatorischen Herausforderungen. Es sollte daher stets die Kooperation mit anderen Akteuren auf lokaler Ebene gesucht werden.

Voraussetzungen: Idealerweise sollte das Quartiersprojekt während der Planung eines Neubaugebietes schon in der Anfangsphase entwickelt werden. Dazu ist der Kontakt zu den relevanten Akteuren in der frühen Planungsphase nötig. Das Energiekonzept kann dann in der weiteren Planung berücksichtigt und entsprechende Zuständigkeiten können geklärt werden. Bei Bestandsgebäuden ist der Aufbau eines Quartiersprojektes erheblich aufwändiger.

Für die Akquise von Kunden im Quartier muss abgeschätzt werden, ob in dem geplanten Baugebiet interessierte Verbraucher einziehen, oder es sollte ein Konzept entwickelt werden, wie diese zur Beteiligung am Quartiersprojekt bewegt werden können.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Die in diesem Geschäftsmodell beschriebene Versorgungsanlage dürfte eine Kundenanlage gem. § 3 Nr. 24 a) EnWG darstellen. Der Betreiber einer Kundenanlage wird nach § 3 Nr. 18 EnWG nicht zum Energieversorger mit den entsprechenden Pflichten (insbesondere aus den §§ 36 ff. EnWG).

Auf die direkt aus der Solaranlage, dem Speicher bzw. dem BHKW der Bürgerenergiegenossenschaft bezogene Strommenge fallen keine Netzentgelte und netzentgeltekoppelten Kostenpositionen an.⁵⁵ Die Stromsteuer entsteht durch Stromentnahme aus der PV-Anlage bzw. dem BHKW, könnte jedoch durch einen

⁵⁵ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitte 7.5.1.2 und 7.5.1.3, S. 110 ff.

Befreiungstatbestand wieder entfallen.⁵⁶ Die EEG-Umlage entsteht grundsätzlich in voller Höhe.

Sollen überschüssige Strommengen aus der Solaranlage dagegen im Stromspeicher der Bürgerenergiegenossenschaft gespeichert werden, kann der Strombezug des Stromspeichers als „Letztverbrauch für die Eigenversorgung“ zumindest von einer verringerten EEG-Umlage profitieren.⁵⁷ Sowohl die Solaranlage als auch der Batteriespeicher müssen dafür personenidentisch und in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander betrieben werden. Haben dagegen mehrere Personen Zugang zu Strom aus der Anlage, können Letztverbräuche meist nicht mehr zweifelsfrei dem jeweiligen Anlagenbetreiber zugeordnet werden, weshalb die Inanspruchnahme der Vergünstigung dann oft am Merkmal der „Personenidentität“ von Betreiber und Verbraucher scheitert. Handelt es sich um eine kleine Solaranlage, aus der *für die Eigenversorgung* Strom bezogen wird, kann sogar ein Entfallen der EEG-Umlage in Betracht kommen.

Für Strombezüge des Speichers außerhalb der Regelung zum „Letztverbrauch für die Eigenversorgung“ kommt § 61k Abs. 1 EEG 2017 als Privilegierungsvorschrift in Betracht, wonach eine *vollständige* Umlagebefreiung für eingespeicherte Strommengen möglich ist, wenn insbesondere der Strom vollständig vor dem Netz verbraucht wird.⁵⁸ Wird die Strommenge nicht vollständig in eine Richtung ausgespeichert, greifen sonst die Einschränkungen für die Umlageprivilegierung gemischt betriebener Speicher. Die Privilegierung aus § 61k Abs. 1 EEG 2017 wird auf die eingespeicherte Strommenge in der Höhe und dem Umfang gewährt, in der die EEG-Umlage auf die ausgespeicherte Strommenge anfällt.

Befreit kann also nur der Strombezug des Speichers selbst sein, nicht der Strombezug der Letztverbraucher „hinter“ dem Speicher. Ob die Stromsteuer „hinter“ dem Speicher entsteht, ist strittig.

Der von den Letztverbrauchern oder Speichern im Quartier bezogene Netzstrom ist im Regelfall voll abgaben-, steuer- und umlagebelastet.

Laut dem EEG 2017 kann Überschussstrom aus einer neu gebauten Solaranlage, die unter das EEG 2017 fällt (mit einer Nennleistung von bis zu 750 kW), in das Netz eingespeist und nach dem EEG gefördert werden. Überschüssige EE-Teilstrommengen können zum Beispiel im Wege der geförderten Direktvermarktung veräußert werden. Eine ggf. gewährte Stromsteuerbefreiung muss jedoch bei der Berechnung der EEG-Förderung abgezogen werden, womit die Doppelförderung einer Strommenge vermieden werden soll.⁵⁹

⁵⁶ Insbes. nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromStG, siehe Rechtliche Rahmenbedingungen, 7.5.1.4, S. 114.

⁵⁷ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.1, S. 104.

⁵⁸ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.1, S. 104 ff.

⁵⁹ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 121 ff. zu den allgemeinen Voraussetzungen für EEG-Zahlungsansprüche.

Statt der Direktvermarktung kann auch die Ausfallvergütung in Höhe von 80% der eigentlichen Vergütungshöhe gewählt werden. Sie kann bei Anlagen mit über 100 kW Nennleistung allerdings nur für drei aufeinanderfolgende Monate und für sechs Monate im Kalenderjahr insgesamt geltend gemacht werden. Dies bietet sich möglicherweise in Monaten mit wenig Sonnenstunden an.

Der Anspruch auf eine EEG-Förderung besteht nicht, wenn zugleich ein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch genommen wird.⁶⁰

Dem PV-Anlagenbetreiber bleibt es zudem unbenommen, überschüssige EE-Teilstrommengen ohne EEG-Förderung im Wege der sonstigen Direktvermarktung zu veräußern (zum Beispiel über Herkunfts nachweise).

Strom aus Bestandssolaranlagen kann (auch in Teilmengen) weiterhin nach dem EEG 2014 bzw. einem EEG älterer Fassung (je nach Inbetriebnahmejahr) gefördert werden.

Sowohl für Neu- als auch für Bestandssolaranlagen mit über 100 kW installierter Leistung gilt im Übrigen, dass der Anspruch auf die volle EEG-Zahlung nur besteht, wenn die technischen Vorrangungen nach den Vorgaben des § 9 EEG 2017 vom Anlagenbetreiber vorgehalten werden.⁶¹

Wirtschaftlichkeit: Die Wirtschaftlichkeit von Quartiersprojekten hängt von vielen unterschiedlichen Faktoren ab: von der Energienachfrage der Quartiersbewohner, der Erzeugung aus PV-Anlage und/oder BHKW, den Kosten des Speichers und der anderen Energietechnologien, vom erzielbaren Autarkiegrad, der Möglichkeit, ein eigenes Netz auf dem Areal zu errichten, und den auftretenden Abgaben, Steuern und Umlagen. Mit sinkenden Speicher Kosten können im Quartiersbereich in Zukunft Projekte mit moderaten Profitmargen entstehen. Derzeit sind die meisten Projekte allerdings kaum wirtschaftlich darstellbar.⁶²

⁶⁰ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 121 ff. zu den allgemeinen Voraussetzungen eines EEG-Zahlungsanspruches.

⁶¹ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.6.1, S. 121 ff. zu technischen Einrichtungen.

⁶² Vgl. Jülich et al. (2016): Betreibermodelle für Stromspeicher: Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben. Forschungsbericht BWPLUS. Fraunhofer ISE, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, TTI GmbH/TGU Compare Consulting.

Bewertung:

Quartiersmodell mit PV, BHKW und Stromspeicher					
	gering			hoch	
Akquisitionsaufwand					●
Aufwand Projektstart				●	
Know-how-Bedarf				●	
Projektanforderungen				●	
Vertriebsaufwand				●	
Wettbewerb	●				
Ertragsmöglichkeiten		●			
Kostensenkungspotenzial			●		
Marktreife	●				

Die Herausforderung während der **Projektakquise** besteht darin, eine geeignete Anzahl interessierter Teilnehmer zu finden, welche sich zugleich in unmittelbarer Nähe zueinander befinden, oder noch besser ein Neubauprojekt, das insgesamt an der Zusammenarbeit interessiert ist. Die Komplexität dieses Modells während und nach **Projektstart** ist durch die hohe Anzahl an Technologien sehr hoch. Durch das Zusammenspiel vieler Akteure ist der Verwaltungsaufwand vergleichsweise hoch. Insbesondere das Metering, die Stromabrechnung sowie die Gestaltung vielfältiger Verträge stellen erhöhte Anforderungen an das Projektmanagement und bedingen den hohen **Know-how-Bedarf** hinsichtlich einer Vielzahl von Technologien und Gesetzestexten. Für Beratung und Vertrieb bietet sich daher eine Kooperation mit erfahrenen Partnern, wie existierenden Energieversorgungsunternehmen oder spezialisierten Dienstleistern, an. Häufig wird die Tätigkeit der Energiegenossenschaft als eine Belieferung mit Strom mit Pflicht zur Zahlung der vollen EEG-Umlage einzustufen sein, weshalb die **Ertragsmöglichkeiten** als gering eingeschätzt werden müssen.

Bisher ist lediglich eine geringe Anzahl an Pilotprojekten realisiert worden. Durch die Komplexität des Modells ist eine Umsetzung im Rahmen einer Energiegenossenschaft daher momentan noch mit großer Vorsicht zu betrachten.

Beispielprojekt 1: Modellprojekt Weinsberg

In der Gemeinde Weinsberg bei Heilbronn betreut die derena alternative Energien seit 2014 ein Areal von rund 16.000 Quadratmetern, auf welchem sieben Einfamilienhäuser, zehn Reihenhäuser und ein Mehrfamilienhaus mit fünf Wohneinheiten stehen. Eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 145 kW sowie ein wärmegeführtes BHKW mit einer thermischen Leistung von 27 kW versorgen das Quartier mit Strom. Überschüssige Energie wird in den zentralen 150-kWh-Li-Stromspeicher bzw., sobald dieser gefüllt ist,

in das öffentliche Netz eingespeist. Zur Integration der Wärmeseite wird die mit PV-Strom betriebene Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 90 kW angetrieben, über welche ein zentraler Pufferspeicher von 20.000 l Fassungsvolumen beladen wird. 18 dezentrale kleinere Wasserspeicher decken den täglichen Warmwasserbedarf der Gebäude. Das BHKW sowie ein 240 kW Spitzenlastkessel stellen weitere Wärme zur Verfügung. Die Verteilung erfolgt mittels eines internen Nahwärmenetzes. Über einheitlichen Kommunikationsstandard werden Erzeuger und Verbraucher zu einer funktionsfähigen Einheit verbunden. Die Gesamtsystemsimulation, Leistungselektronik sowie das Energiemanagementsystem stammen von Kaco New Energy. Durch die abgestimmte Vernetzung wird laut Betreiber eine solare Deckungsrate für die Stromseite von 70% sowie für die Wärmeseite in Höhe von 30% erreicht. Es sind zudem optimale Betriebsbedingungen für das BHKW gegeben, das ohne Speicher um etwa 300% größer dimensioniert werden müsste.

Kontakt:

KACO new energy GmbH

Carl-Zeiss-Str. 1

74172 Neckarsulm

Tel.: 07132 3818-0

info@kaco-newenergy.de

Informationen zum Projekt: www.kaco-newenergy.com/de/lounge/modellprojekt-weinsberg

Beispielprojekt 2: Strombank Mannheim

Am durch das Forschungsprogramm „BWPLUS“ des Umweltministeriums Baden-Württemberg geförderten Projekt „Strombank“ sind das Mannheimer Energieunternehmen MVV Energie, der Mannheimer Netzbetreiber Netrion, der Batteriehersteller ads-tec aus Nürtingen und die Universität Stuttgart beteiligt. An einen Lithium-Ionen-Großspeicher mit einer Kapazität von 116 kWh sind 16 PV-Anlagen, drei BHKW sowie verbrauchsseitig 14 private Haushalte und vier Gewerbebetriebe angeschlossen. Die Teilnehmer verfügen über eine Art Girokonto für Strom mit einer Größe von vier kWh, in das sie überschüssigen Strom einspeisen und von dem sie ihn bei Bedarf wieder abrufen können. Sobald das Girokonto voll ist, kann der Überschuss seit September 2015 über ein Vermarktungskonto in das MVV-Netz einspeist werden, um andere Quartierbewohner mit Strom zu versorgen. Die Kommunikation zwischen Speicher, Teilnehmern und der Netzleitwarte der Netrion erfolgt über intelligente Zähler, die Informationen zur erzeugten Strommenge, zu Verbrauch und Netzbezug bzw. Einspeisung anonymisiert über eine LTE-Verbindung an die Energy Cloud senden. Diese bündelt fast sekündlich die Informationen, berechnet den Kontostand der Teilnehmer und steuert den Speicher.

Kontakt:

MVV Energie AG

Luisenring 49

68159 Mannheim

Tel.: 0621/290-0

Informationen zum Projekt: www.mvv-energie.de

4.5 Batteriespeicher am Primärregelleistungsmarkt

Als Primärregelleistung (PRL) wird die Bereitstellung von Kapazitäten, z.B. durch Speicher, zur Reaktion auf kurzfristige Frequenzänderungen im Stromnetz bezeichnet. Der Bedarf an PRL wird in Deutschland von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben und liegt derzeit bei 780 MW⁶³. Die angebotene Leistung muss im Angebotszeitraum von einer Woche abrufbar sein. Die Marktteilnehmer bieten mit einem Leistungspreis (in EUR/kW) an. Der Leistungspreis definiert den Betrag, welcher für die Bereitstellung der Kapazität vom Übertragungsnetzbetreiber an den Anbieter zu zahlen ist. Alle Angebote werden der Größe nach sortiert; die günstigsten Anbieter erhalten einen Zuschlag, bis die benötigte Kapazität erreicht ist. (Für eine genauere Erklärung siehe Info zum Thema „Regelleistungsmarkt“ auf Seite 119.)

Voraussetzungen: Die Mindestgröße für das angebotene Leistungsband ist 1 MW (je positiv und negativ). Dabei muss PRL möglichst sofort, spätestens jedoch innerhalb von 30 Sekunden, für mindestens 15 min bereitgestellt werden können. Batteriespeicher sind aufgrund ihrer schnellen Reaktionsfähigkeit zum Handel am Primärregelleistungsmarkt gut geeignet. Vor dem Eintritt in den Regelleistungsmarkt muss der Speicher präqualifiziert werden. Hierbei muss der Speicher einen vorgegebenen Fahrplan möglichst genau abfahren. Der Betreiber kann entweder selbst am Regelleistungsmarkt anbieten oder einen Dienstleister für den Handel beauftragen.

Rechtliche Rahmenbedingungen: Der Abruf der Regelenergie erfolgt einerseits durch die Ausspeicherung von Strom aus der Batterie in das allgemeine Netz und andererseits durch Strombezug des Batteriespeichers aus dem Netz der allgemeinen Versorgung. Die aus dem Netz bezogene Strommenge ist zunächst grundsätzlich voll umlagen-, steuer- und abgabenbelastet.⁶⁴

Allerdings kann sich der Betreiber an vielen Stellen befreien lassen: Speist der Stromspeicher diese Strommenge vollständig und lediglich zeitversetzt wieder in dasselbe Netz aus, kommt eine Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 u. 3 EnWG in Betracht.⁶⁵ Ein reduziertes Netzentgelt kann sich zudem – unabhängig von der Anwendbarkeit des § 118 Abs. 6 EnWG – aus der neuen Ausnahmeverordnung des § 19 Abs. 4 StromNEV ergeben, der ebenfalls die vollständige Rückverstromung voraussetzt. Die EEG-Umlagebefreiung für den Letztverbrauch des Speichers kann sich aus der Befreiungsvorschrift des § 61k EEG 2017 ergeben.

⁶³ regelleistung.net Regelleistung.net (2015). Ausschreibungsübersicht. Zugriff am 27.04.2016. Verfügbar unter www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public.

⁶⁴ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1, S. 103.

⁶⁵ Vgl. im Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ Abschnitt 7.5.1.2, S. 110.

Aus gegenwärtiger Sicht fallen im Übrigen die netzentgeltgekoppelten Kosten (KWK-Umlage etc.) und die Stromsteuer auf die vom Batteriespeicher bezogene Netzstrommenge an.

Wirtschaftlichkeit: Am Primärregelleistungsmarkt können derzeit Erlöse von bis zu 260.000 EUR pro MW und Jahr erreicht werden⁶⁶. Die Investitionskosten des WEMAG-Speichers (siehe Beispielprojekt I) betragen abzüglich der Förderung ca. 1.100 EUR/kWh (6,7 Mio. EUR Gesamtkosten, 1,32 Mio. EUR Fördermittel bei einer Kapazität von 5 MWh und einer Leistung von 5 MW). Der Speicher ist nach Angaben des Betreibers bereits wirtschaftlich im Einsatz. Die Möglichkeit, Zusatzerlöse zu generieren, z.B. durch die Bereitstellung von Notstrom für ein Unternehmen, sollte geprüft werden. Dabei ist zu beachten, dass durch die Doppelnutzung eventuell wiederum Abgaben und Umlagen anfallen können. Der Markt für PRL umfasst momentan nur 780 MW (gemeinsame Ausschreibung von Deutschland, Belgien, den Niederlanden, Österreich und der Schweiz). Die Größe des Marktes wird so festgesetzt, dass der Netzverbund einen Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke auffangen kann. Daher ist in der Zukunft nicht mit einem starken Wachstum des Marktes zu rechnen. Derzeit sind mehrere Speicherprojekte mit dem beschriebenen Geschäftsmodell in Planung (z.B. geplante 90 MW der STEAG AG⁶⁷), sodass in diesem Markt ein starker Wettbewerb besteht.

Bewertung:

Batteriespeicher am Primärregelleistungsmarkt					
	gering				hoch
Akquisitionsaufwand		●			
Aufwand Projektstart			● ←		●
Know-how-Bedarf	● ←			●	
Projektanforderungen				●	
Vertriebsaufwand	● ←	●			
Wettbewerb					●
Ertragsmöglichkeiten		●			
Kostensenkungspotenzial				●	
Marktreife				●	

⁶⁶ Vgl. o.V. „Die Königsdisziplin. Batterie-Vermarktung am Regelleistungsmarkt“, in: gwf-Wasser/Abwasser, Nr. 6/2015, S. 631.

⁶⁷ Vgl. Presseinformation der STEAG GmbH vom 04.11.2015: „STEAG investiert in Versorgungsstabilität: Neuanschaffung von sechs Großbatteriesystemen mit zusammen 90 MW“. Essen. Online verfügbar unter: www.steag.com/uploads/ttx_ttnewscontact/PI_STEAG_Batterien_04112015_final.pdf, zuletzt geprüft am 26.04.2016.

Da der europäische Primärregelleistungsmarkt freien Zugang für alle Anbieter ermöglicht, die die Präqualifikationsbedingungen erfüllen, ist in diesem Modell keine Kundenakquise nötig, allerdings sind durch die vorgegebene Mindestgröße (2 MW Speicherleistung, um +/- 1 MW bereitzustellen zu können) umfangreiche finanzielle Mittel bereitzustellen. Der **Akquiseaufwand** besteht daher in erster Linie in der Akquise von Geldmitteln. Aufgrund der verpflichtenden Präqualifikation sowie des notwendigen Fachwissens wird geraten, einen externen Dienstleister einzubinden. Dadurch verringern sich der Aufwand beim Projektstart, der Know-how-Bedarf sowie der **Vertriebsaufwand** (graue Punkte).

Beim Primärregelleistungsmarkt handelt es sich um einen lange bestehenden Markt, an welchem auch bereits mehrere Batteriespeicher teilnehmen. Durch das lange Bestehen und das relativ kleine Handelsvolumen ist die **Wettbewerbssituation** stark ausgeprägt. Dennoch sind die **Ertragsmöglichkeiten** gut und können mit sinkenden Speicherpreisen (hohes **Kostensenkungspotenzial**) weiter steigen. Die zukünftige Entwicklung hängt stark von politischen Entscheidungen hinsichtlich des Marktdesigns sowie von der Preisentwicklung auf dem Primärregelleistungsmarkt ab.

Aufgrund der unsicheren Marktentwicklung und der Größe des Projektes handelt es sich beim Batteriespeicher für den Primärregelleistungsmarkt um ein eher risikoreiches Geschäftsmodell, das für Energiegenossenschaft nur bedingt zu empfehlen ist.

Beispielprojekt 1: WEMAG-Batteriespeicher

Die WEMAG AG betreibt in Schwerin einen Lithium-Ionen-Batteriespeicher mit einer Kapazität von 5 MWh und einer Leistung von 5 MW. Baustart war im September 2013, die Inbetriebnahme erfolgte im September 2014. Der Speicher agiert am Primärregelleistungsmarkt und ist nach Angaben der Betreiber wirtschaftlich. Die Projektkosten betrugen 6,7 Mio. EUR, von denen 1,32 Mio. EUR aus Fördermitteln stammen. Der Batteriehersteller Samsung SDI gewährt eine 20-jährige Leistungsgarantie auf die Batterien. Die Batterie-Management-Software stammt von der Firma Younicos.

WEMAG Unternehmensgruppe
Obotritenring 40, 19053 Schwerin
Telefon 0385 755-2275
Telefax 0385 755-1742
kontakt@reevolt.de
www.reevolt.de
Informationen zum Projekt: www.wemag.com

5 Wärmespeichertechnologien

Im Folgenden werden Wärmespeicher- und Power-to-Heat-Technologien näher beschrieben, die für genossenschaftliche Projekte infrage kommen. Dabei erfolgt sowohl eine technische und ökonomische Charakterisierung der Technologien als auch eine Darstellung der Kosten der verschiedenen Optionen.

Thermische Energiespeicher können in sensible, latente und thermochemische Wärmespeicher unterteilt werden (Rummich 2009), (Schossig & Haussmann 2011). Bei den sensiblen Wärmespeichern erfolgt die Energieaufnahme und Energieabgabe durch eine Temperaturänderung des Speichermediums. Im Gegensatz dazu findet bei der Speicherung latenter Wärme eine Änderung des Aggregatzustandes des Speichermaterials statt (Rummich 2009). Unter thermochemischen Wärmespeichern werden Speicher, deren Leistung auf reversiblen chemischen Reaktionen basiert, sowie Sorptionsspeicher verstanden (Sterner & Stadler 2014). Einen weiterführenden Überblick über die Grundlagen der Energiespeicher geben unter anderem Rummich (2009) und Sterner & Stadler (2014). Abbildung 5 zeigt die Einordnung thermischer Energiespeicher nach ihrem physikalischen Speicherprinzip und ihrer derzeitigen Relevanz für Bürgerenergiegenossenschaften.

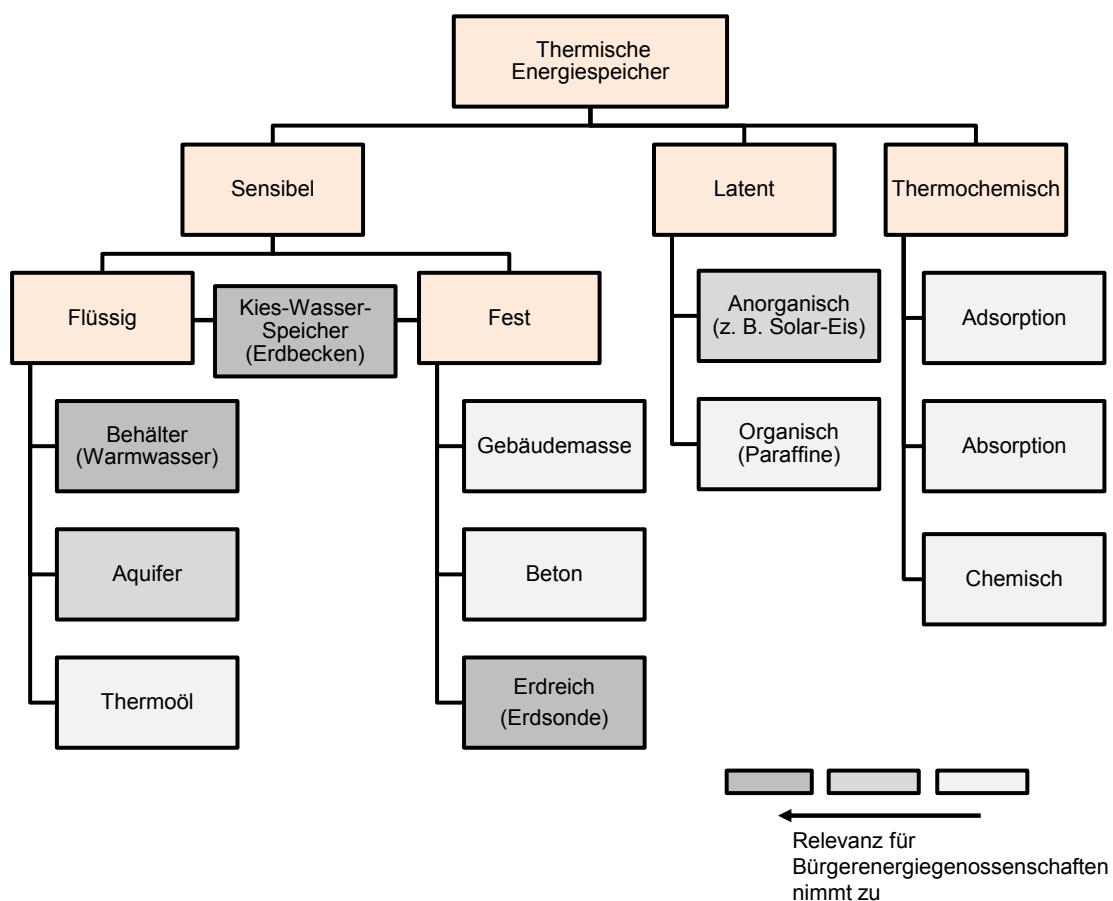


Abbildung 5: Einordnung thermischer Energiespeicher, Quelle: Schossig & Haussmann (2011), Grafik: IER

Entscheidend für die Nutzung spezifischer Technologien ist das Temperaturniveau der Wärmeanwendung. Hierbei kann zwischen Gefrieren, Kühlen, Heizen, Warmwasser, Prozesswärme und Hochtemperaturanwendungen unterschieden werden (Hauer et al. 2013). Abbildung 6 zeigt die Temperaturniveaus verschiedener Wärmespeichertypen. Sensible Wärmespeicher wie Warmwasserspeicher sind heute großtechnisch verfügbar, wohingegen latente und thermochemische Speicher technisch noch nicht vollständig ausgereift sind und sich teilweise noch in der Konzept- oder Versuchsphase befinden.

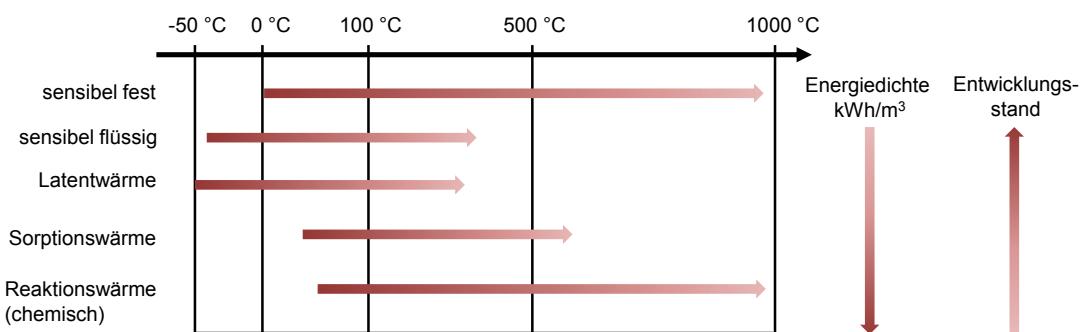


Abbildung 6: Temperaturniveaus verschiedener Wärmespeicher, nach Blesl (2014)

5.1 Sensible Wärmespeicher

Bei sensiblen Wärmespeichern wird zwischen Systemen mit festen und flüssigen Medien unterschieden. Flüssige Speichermaterialien haben den Vorteil hoher Entlade- und Ladeleistungen, feste Speichermedien können Wärme bei hohen Temperaturen speichern.

5.1.1 Behälterspeicher

Behälterspeicher sind sensible Speicher und die Behälter bestehen in den meisten Fällen aus Beton, Stahl oder Kunststoff. Sie dienen der Warm- und Heißwasserspeicherung. Dabei wird zwischen drucklosen Speichern, die bei Umgebungsdruck arbeiten und bei Temperaturen bis 95°C eingesetzt werden, und Druckspeichern, die durch den angelegten Druck den Siedepunkt des Wassers anheben und den Betrieb bei Temperaturen über 100°C ermöglichen, unterschieden. Die Vorteile von Behälterspeichern liegen in den guten thermischen und betriebstechnischen Eigenschaften, der Standortunabhängigkeit und hohen Entlade- und Ladeleistungen. Nachteilig kann sich die festgelegte Größe auswirken, die Erweiterungen bei steigendem Bedarf erschwert (Hauer et al. 2013).

Behälterspeicher sind vielfältig einsetzbar: als Pufferspeicher in der Heizungstechnik von Gebäuden zum Ausgleich kurzer Zeiträume und als integrierter Kurzzeit-/Langzeitspeicher in Nah- und Fernwärmennetzen. Um die Wärmeverluste zu reduzieren, ist ein günstiges Oberflächen/Volumen-Verhältnis vorzuziehen, wie zum

Beispiel bei zylindrischen Speichern. Die Beladung der Speicher kann direkt erfolgen, wenn das Wärmespeichermedium und das Wärmeübertragerfluid identisch sind, oder indirekt, zum Beispiel bei Solarkollektorkreisläufen. Die warme und kalte Wasserschicht (thermische Schichtung) vermischen sich nur in der Trennschicht, die sich zwischen diesen beiden Schichten befindet (Marx et al. 2011). Diese Schichtung verhindert eine Durchmischung des Wassers auf den verschiedenen Temperaturniveaus und gewährleistet ein höheres nutzbares Temperaturniveau (heiße Schicht). Dieses Prinzip verdeutlicht Abbildung 7. Die Wärme kann dabei je nach Temperaturniveau zugeführt/entnommen werden. Systeme mit indirekter Beladung haben den Vorteil, dass durch den geschlossenen Kreislauf Korrosion und Verschmutzung vermieden werden. Neben Warmwasserspeichern gibt es auch Behälterspeicher, die Wasser im Temperaturbereich von 0 bis 20°C zur Kälteerzeugung speichern (Stern & Stadler 2014).

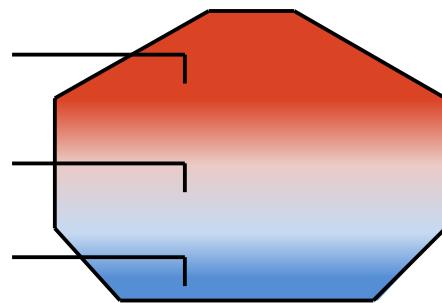


Abbildung 7: Thermische Schichtung im Behälterspeicher, nach Mangold et al. (2002)

Die spezifischen Investitionskosten von Warmwasserspeichern sind vom Speichervolumen abhängig. Bezogen auf die temperaturabhängige Energiemenge liegen die spezifischen Investitionskosten je nach Speichergröße bei 0,5 (großer Speicher) bis 80 EUR/kWh (Rundel et al. 2013), (Elsner & Sauer 2015). Die Energiedichte von Wasser liegt (in Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz) bei 60 bis 80 kWh/m³ (Mangold et al. 2001).

Behälterspeicher

- Drucklose Speicher (bis 95°C), Druckspeicher (> 100°C)
 - Wasser als Speichermedium (direkte und indirekte Beladung möglich)
- + Standortunabhängig einsetzbar: Pufferspeicher in der Heizungstechnik, Langzeitspeicher in Fernwärmennetzen (Speicherung von Wärme und Kälte möglich)
- + Hohe Be- und Entladeleistungen
- + Geringe spezifische Investitionen (je nach Speichergröße 0,5 EUR/kWh (groß) bis 80 EUR/kWh (klein))
- Hohe Wärmeverluste: günstiges Oberflächen/Volumen-Verhältnis (Zylinder) und Dämmung sind wichtig
- Festgelegte Größe (nicht erweiterbar)

5.1.2 Aquiferspeicher

Aquiferspeicher sind unterirdische Speicher, die zur saisonalen Speicherung von Wärme und Kälte eingesetzt werden können. In Hinblick auf die geothermischen Gegebenheiten werden nach der Beschaffenheit der grundwasserführenden Schicht die drei Formen Poren-Grundwasserleiter (Sand, Kies), Kluft-Grundwasserleiter (Sand, Kalkstein, Basalt), und Karst-Grundwasserleiter (Kalkgestein) unterschieden (Sterner & Stadler 2014).

Wassergesättigtes Erdreich wird über Bohrungen erschlossen, die in einem Abstand von 50 bis 300 Metern errichtet werden und deren Position sich nach der Grundwasserströmung richtet. Aquifere können als Wärme- oder Kältespeicher betrieben werden (Sterner & Stadler 2014). Die Be- und Entladung erfolgt direkt, indem Wasser an einer Bohrung eingeführt bzw. entnommen wird (Abbildung 8). Die Umweltverträglichkeit ist nachzuweisen.

Bei der Speicherung von Wärme und Kälte wird dabei die Speicherkapazität von Wasser und Erdreich genutzt. Der Betrieb ist in Verbindung mit solarthermischen Anlagen bei Temperaturen über 50°C möglich; dabei wird solare Wärme oder Abwärme saisonal gespeichert. Die Speicher sind über Wärmepumpen oder Sorptionskältemaschinen mit der Heizung oder Kühlung von Gebäuden verbunden. Die Aquifere werden in Tiefen von 100 bis 500 Metern in geeigneten grundwasserführenden Schichten mit Volumina von 5.000 bis 200.000 m³ genutzt (Sterner & Stadler 2014). Dies kann für größere Quartiersprojekte relevant sein.

Die spezifischen Investitionskosten von Aquiferspeichern liegen bei 0,3 bis 1,4 EUR/kWh (Rundel et al. 2013). Die Energiedichte liegt bei 30 bis 40 kWh/m³ mit

einem Speichervolumen für 1 m³ Wasseräquivalent von 2 bis 3 m³ (Mangold et al. 2001). Sinnvoll sind Aquiferspeicher bei Speichervolumina ab 100.000 m.

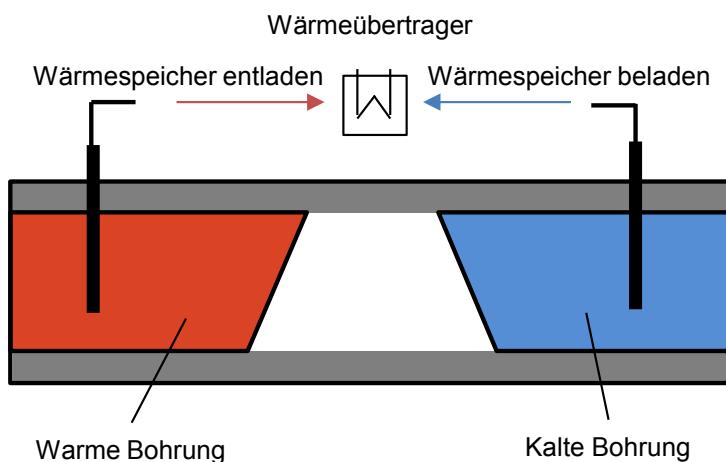


Abbildung 8: Funktionsschema Aquiferspeicher, nach Mangold et al. (2002)

Aquiferspeicher

- Beladung mit Wärme aus KWK-Anlagen und solarthermischen Anlagen
- Saisonale Speicherung
- Kombination mit Wärmepumpe oder Sorptionskältemaschine
- Speicherung von Kälte und Wärme möglich
- + Hohe Speichervolumina möglich (> 100.000 m³)
- + Geringe Investitionskosten (0,3 bis 1,4 EUR/kWh)
- + Keine Dämmung notwendig
- Hohe Investitionskosten für Wärmepumpe
- Einsatz abhängig von hydrogeologischen Bedingungen am Standort

5.1.3 Erdbeckenspeicher

Erdbeckenspeicher werden hauptsächlich als Kies-Wasser- und Erdreich-Wasser-Gemische ausgeführt (Sterner & Stadler 2014). Der Kies-Wasser-Speicher besteht aus einem zum Erdreich hin abgedichteten Kies-Wasser-Gemisch.

Abbildung 9 zeigt die indirekte Be- und Entladung durch Kunststoffrohre, die mit einem Wärmeträgerfluid durchströmt werden. Alternativ können Erdbeckenspeicher auch direkt be- und entladen werden, indem Wasser vertikal und horizontal durch Kieswege gepumpt wird. Das Wasser und das Erdreich bzw. der Kies dienen als thermischer Speicher mit Temperaturen bis 85°C und Volumina von 100 bis 10.000 m³ (Sterner & Stadler 2014).

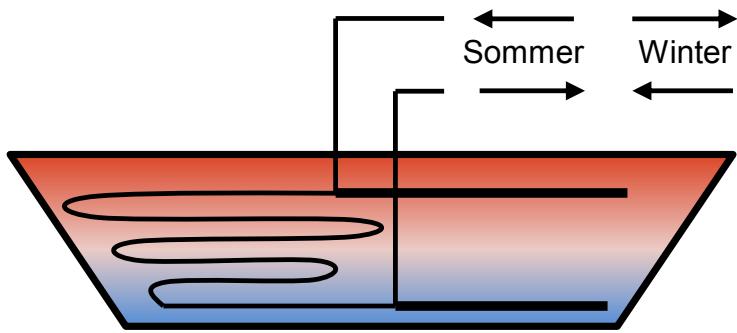


Abbildung 9: Funktionsschema Erdbeckenspeicher, nach Mangold et al. (2002)

Die spezifischen Investitionskosten von Kies-Wasser Speichern liegen je nach Speichervolumen zwischen 1,4 und 6 EUR/kWh (Rundel et al. 2013). Die Speicherdichte ist aufgrund der niedrigen spezifischen Wärmekapazität des Kieses kleiner als die von Warmwasserspeichern und beträgt etwa 30 bis 50 kWh/m³ (Rundel et al. 2013).

5.1.4 Erdsondenspeicher

Erdbeckenspeicher

- Kies-Wasser- und Erdreich-Wasser-Gemische als Speichermedien
- Direkte und indirekte Beladung möglich
- + Standortunabhängiger Einsatz: Speicher mit 100 bis 10.000 m³ bis 85°C
- + Spezifische Investitionskosten abhängig von der Speichergröße zwischen 1,4 und 6 EUR/kWh
- Abdichtung und Dämmung des Beckens erforderlich
- Geringere Speicherdichte als Wasser

Erdsondenspeicher nutzen das Erdreich bzw. die Gesteinsschichten als Speichermedium zur saisonalen Speicherung von Wärme und Kälte. Wassergesättigtes Tongestein ist hier wegen seiner hohen spezifischen Wärmekapazität und geringen Durchlässigkeit von Vorteil (Sterner & Stadler 2014).

Die Wärmeübertragung erfolgt über U-Rohre oder koaxiale Wärmeübertrager-Rohre, die senkrecht in 20 bis 150 Meter tiefe Bohrungen mit einem Abstand von 1,3 bis 3 m eingebbracht sind (Abbildung 10). Als Wärmeträgerfluid dient ein Gemisch aus Wasser und Frostschutzmittel. Die Be- und Entladung des Speichers erfolgt indirekt über Wärmeleitung. Erdsondenspeicher sind meist mit einer Wärmepumpe

verbunden, die Heizungssysteme mit niedrigen Vorlauftemperaturen versorgt (Sterner & Stadler 2014), (Mangold et al. 2001).

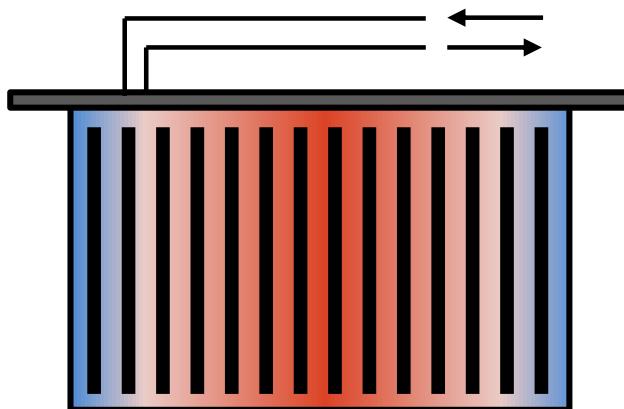


Abbildung 10: Funktionsschema Erdsondenspeicher, nach Mangold et al. (2002)

Die spezifischen Investitionskosten der Erdsondenspeicher liegen bei 0,7 bis 2 EUR/kWh (Rundel et al. 2013). Da die Speicher nur zur Oberfläche hin gedämmt werden können, sind die Wärmeverluste bei kleiner Dimensionierung vergleichsweise hoch. Die spezifische Energiedichte beträgt 15 bis 30 kWh/m³ (Mangold et al. 2001).

Erdsondenspeicher

- Speicherung von Kälte und Wärme möglich
- + Speicher leicht erweiterbar durch Zubau von neuen Sonden
- + Geringe Investitionskosten bei hohem Speichervolumen (0,7 bis 2 EUR/kWh)
- Wärmepumpe erforderlich
- Geringe Speicherdichte
- Einsatz abhängig von hydrogeologischen Bedingungen am Standort

5.2 Latente Wärmespeicher

Bei latenten Speichern wird die Enthalpie des Phasenübergangs der Speichermaterialien (also der Änderung ihres Aggregatzustandes) genutzt, um Wärme oder Kälte zu speichern. Enthalpie ist dabei ein Maß für Energie. Für diese Speicherform wird häufig der Phasenübergang fest-flüssig genutzt (Sterner & Stadler 2014). Die Speichermaterialien werden Phase Change Materials (PCM) genannt. Neben Wasser kommen grundsätzlich auch andere Materialien wie Paraffin oder Salzhydrate infrage, die oftmals noch Entwicklungspotenzial haben und wirtschaftlich meist

noch nicht konkurrenzfähig sind (Sterner & Stadler 2014). Latente Speicher können bei einer geringen Temperaturänderung eine größere Wärmemenge speichern als sensible Speicher. Das führt zu einer höheren Speicherkapazität und materialbezogenen Speicherdichte (Sterner & Stadler 2014).

5.2.1 Solar-Eisspeicher

Der Solar-Eisspeicher nutzt den sensiblen und latenten Wärmeanteil des Wassers zur saisonalen Speicherung von Wärme und Kälte. Zu den Systemkomponenten zählen der Eisspeicher, der Solar-Luft-Kollektor, die Steuerung und eine Wärmepumpe (Abbildung 11). Die überschüssige Wärme aus solarthermischen Anlagen wird im Sommer mittels passiver Wärmeübertragung auf niedrigem Temperaturniveau in einem Wasserbehälter gespeichert. Dieser Behälter wird unterirdisch verbaut, um die Erdwärme für die Langzeitspeicherung ohne Isolierung zu nutzen. Im Winter wird die Wärme dem Speicher mit einer Wärmepumpe entzogen und für die Heizung bereitgestellt, wobei das Wasser schließlich gefriert (Lüdemann 2014). Vorteilhaft ist, dass das so generierte Eis im Sommer zur Kühlung verwendet werden kann.

Da beim Phasenübergang des Wassers von flüssig zu fest eine große Wärmemenge freigesetzt wird (die Kristallisationswärme), erreicht der Solar-Eisspeicher eine Speicherdichte von bis zu 85 kWh/m^3 ⁶⁸ und kann somit im Vergleich zu Warmwasserspeichern bei gleicher Leistung kleiner dimensioniert werden (Diekmann & Rosenthal 2014). Die spezifischen Investitionskosten liegen (inklusive Solar-Luft-Absorber) bei etwa 10 bis 20 EUR/kWh für kleine Speicher.

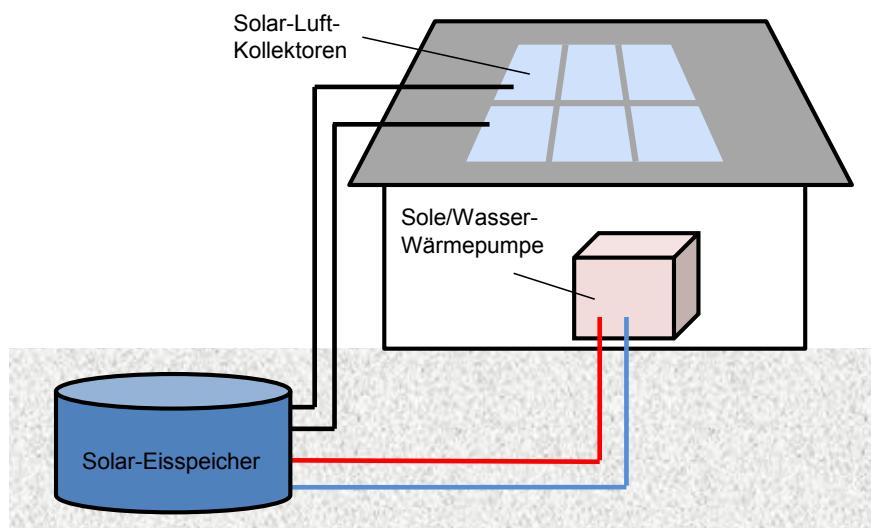


Abbildung 11: Funktionsschema Solar-Eisspeicher, nach Lüdemann (2014)

68 nach aktuellen/eigenen Recherchen in Herstellerkatalogen

Solar-Eisspeicher

- Einsatz in saisonaler Wärme- und Kältespeicherung
- + Nutzung von solarer Wärme und Erdwärme (keine Dämmung erforderlich)
- + Generiertes Eis steht im Sommer zur Klimatisierung zur Verfügung
- + Hohe Speicherdichte
- Wärmepumpe erforderlich für Nutzung der Kristallisierungswärme
- Hohe Investitionskosten von bis 10 bis 20 EUR/kWh für kleine Speicher (inklusive Solar-Luft-Absorber)

5.2.2 Paraffinspeicher

Paraffine sind organische Gemische aus gesättigten Kohlenwasserstoffen (z.B. langkettige Alkane), deren Schmelzpunkt durch Variation der Kettenlänge eingestellt werden kann. Ihr Einsatz ist im Temperaturbereich 5 bis 500°C möglich. Vorteilhaft sind ihre hohe Zyklenstabilität und ihre ökologische Unbedenklichkeit, da Paraffine nicht toxisch sind. Von Nachteil sind ihre Brennbarkeit, ihre niedrige Wärmeleitfähigkeit, eine Volumenänderung beim Phasenübergang von bis zu 20% sowie der hohe Marktpreis. In Zukunft ist jedoch von einer Kostenreduktion auszugehen, sodass dieser Speichertyp noch an Relevanz gewinnen kann.

Paraffinspeicher

- + Ökologisch unbedenklich (nicht toxisch)
- + Kann platzsparend eingebaut werden
- Niedrige Wärmeleitfähigkeit
- Noch sehr teuer

5.3 Thermochemische Wärmespeicher

Thermochemische Energiespeicher nutzen die Reaktionsenergie von reversiblen chemischen Prozessen oder von physikalischen Oberflächenreaktionen. Das erlaubt eine Speicherung mit hoher Energiedichte und über lange Zeiträume ohne thermische Verluste. Eine Untergruppe bilden die auf Sorptionsprozessen basierenden Speicher, die sich wiederum nach der Funktionsweise in Ab- und Adsorptionsspeicher einteilen lassen. Das hier vorgestellte Zeolith-Wasser-System zählt zu den Adsorptionsspeichern. Es handelt sich dabei um eine recht neue

Technologie, die aber bereits in Pilotprojekten zur Anwendung kommt. Neben Zeolith wird auch Silicagel als Speichermedium verwendet.

Bei Speichern dieses Typs transportiert ein Luftstrom Wärme und Wasserdampf in und aus einer Zeolith-Schüttung (Abbildung 12). Bei der Beladung, der Desorption, wird die Luft von einer externen Wärmequelle erhitzt (Desorptionswärme) und in die Zeolith-Schüttung geleitet, wo das angelagerte Wasser verdampft und als Wasserdampf zusammen mit der abgekühlten Luft abtransportiert wird.

Entladen wird der Speicher im Adsorptionsprozess, bei dem der Luftstrom Wasserdampf in die Zeolith-Schüttung einbringt. Das Wasser wird durch elektrostatische Kräfte im mikroporösen Zeolith adsorbiert und die Adsorptionswärme wird frei. Die trockene und heiße Luft verlässt anschließend den Speicher. Für Heizzwecke wird die Adsorptionswärme und gegebenenfalls die Kondensationswärme genutzt (Hauer 2000).

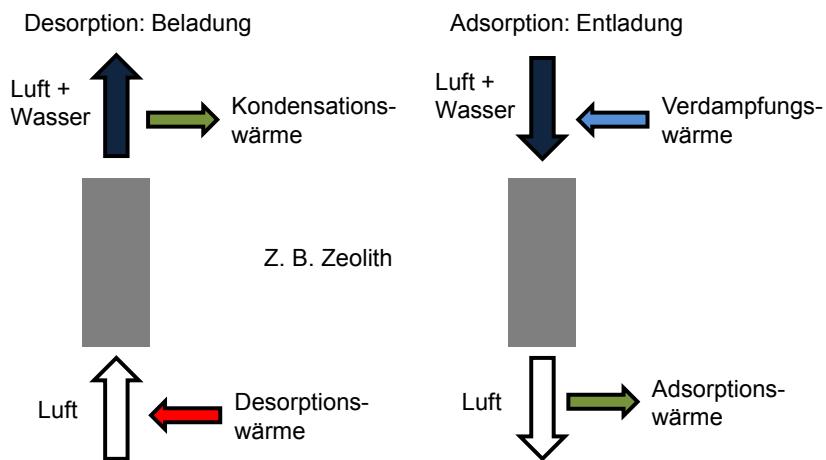


Abbildung 12: Funktionsschema Adsorptionsspeicher, nach (Hauer 2000)

Die spezifischen Investitionskosten liegen bei 50 bis 100 EUR/kWh (Kostensenkungspotenzial für die Zukunft bis 20 EUR/kWh). Die theoretische Energiedichte liegt bei 200 bis 500 kWh/m³, praktisch erreicht wurden bisher 130 kWh/m³ (Rundel et al. 2013). Die hohen Investitionskosten resultieren aus dem hohen Aufwand für die komplexe Konstruktion der Speicherelemente zur Wärme- und Stoffübertragung (Hauer 2002).

Adsorptionsspeicher (Zeolith-Wasser-System)

- Nutzung von Adsorptionswärme für Heizzwecke
 - Durch Entzug der Verdampfungswärme bei der Adsorption: Kältebereitstellung
- + Sehr hohe Speicherdichte
- + Keine Wärmeverluste
- Komplexer Speicheraufbau
- Hohe spezifische Investitionskosten von 50 bis 100 EUR/kWh

5.4 Power-to-Heat

Eine Möglichkeit zur Flexibilisierung fluktuierender erneuerbarer Energien liegt in der Kopplung von Strom- und Wärmemarkt (Power-to-Heat). Dabei wird der Strom, mit verschiedenen Technologien direkt in Wärme umgewandelt. Die so erzeugte Wärme kann in einem Wärmespeicher zwischengespeichert werden, um einen zeitlichen Ausgleich zwischen Wärmeangebot und -nachfrage zu ermöglichen.

5.4.1 Wärmepumpe

Kompressionswärmepumpen eignen sich aufgrund ihrer hohen Bezugsenergieeffizienz (bezogen auf die elektrische Antriebsleistung) zur Deckung der Grundlast der Wärmenachfrage und zur Aufnahme von Überschussstrom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Im Verdampfer der Pumpe nimmt das flüssige Arbeitsmittel Wärme aus einer Wärmequelle auf und verdampft (Abbildung 13). Das gasförmige Kältemittel wird anschließend im Verdichter auf ein höheres Druckniveau gebracht. Im Verflüssiger überträgt das Kältemittel die Wärme an das Heizungswasser und kondensiert. Das nun wieder flüssige, unter Druck stehende Fluid wird im Drosselventil entspannt. Als Wärmequelle kommen Wärme aus der Umgebungsluft, dem Grundwasser oder dem Oberflächenwasser, Erdwärme oder Abwärme infrage. Die Nutzwärme kann für Warmwasser, Gebäudeheizung, industrielle Prozesse oder für Fernwärmesysteme verwendet werden (Schuberth & Kaschenz 2008).

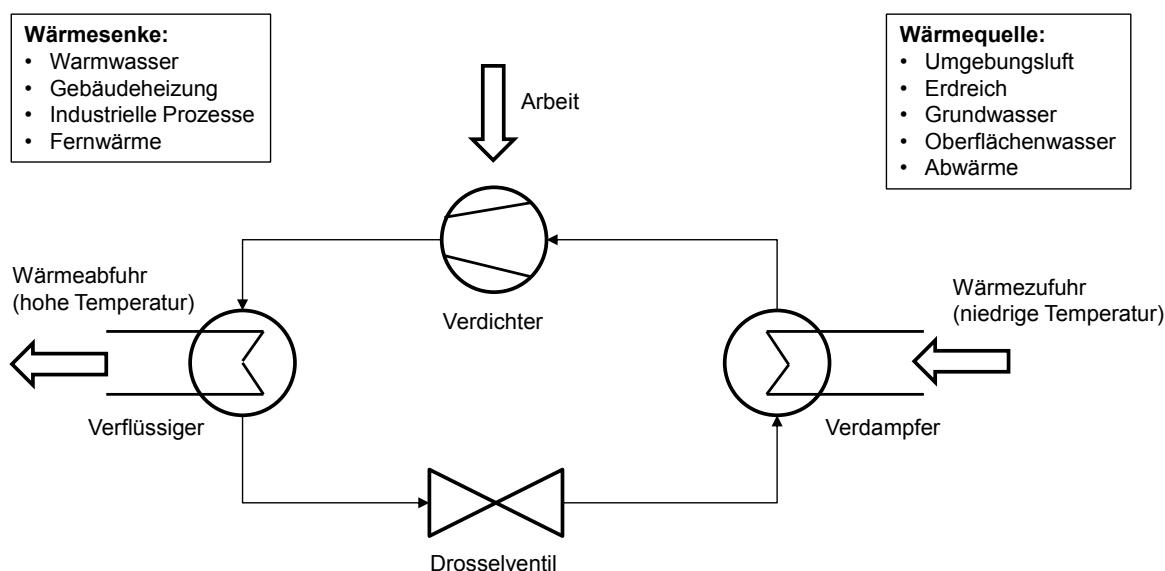


Abbildung 13: Funktionsschema Kompressionswärmepumpe, nach Lambauer et al. (2008)

Der Coefficient of Performance (COP) ist als Verhältnis von Nutzleistung zu Antriebsleistung definiert. Die Antriebsleistung entspricht der Leistungsaufnahme des Elektromotors, der den Verdichter antreibt. Die Nutzleistung entspricht der abgegebenen Wärme im Verflüssiger/Kondensator. Je höher der Temperaturhub zwischen Verflüssiger und Verdampfer ist, desto niedriger ist der COP. Der COP der Wärmebereitstellung liegt je nach Technologie zwischen 2 und 5 (Platt et al. 2010). Die Jahresarbeitszahl beschreibt das Verhältnis der in einem Jahr gewonnenen Nutzwärme zur aufgewendeten Antriebsarbeit und erweitert damit den COP um den zeitlichen Faktor. Der durchschnittliche Wert für die Jahresarbeitszahl liegt bei 3 bis 4 für die Wärmebereitstellung (Häfner et al. 2015). Bei den elektrisch angetriebenen Kompressionswärmepumpen werden verschiedene Arten unterschieden:

- Luft/Wasser-Wärmepumpe (Nutzung von Umgebungsluft)
- Luft/Luft-Wärmepumpe (Nutzung von Abluft)
- Wasser/Wasser-Wärmepumpe (Nutzung von Grundwasser)
- Sole/Wasser-Wärmepumpe (Nutzung des Erdreichs)

Die spezifischen Investitionen für Kompressionswärmepumpen variieren je nach verwendeter Technologie und Leistungsbereich. Sie liegen zwischen 200 und 2.000 EUR/kWth (Platt et al. 2010).

Absorptionswärmepumpen werden thermisch angetrieben (z.B. zur Transformation von Abwärme auf ein höheres Temperaturniveau). Das heißt, hier ist keine elektrische Energie für die Verdichtung notwendig.

Kompressionswärmepumpe

- Kompressionswärmepumpe als Power-to-Heat-Technologie
- + Hohe Effizienz: Durchschnittliche Leistungszahl (COP) je nach Technologie zwischen 2 und 5 (Nutzwärmeleistung bezogen auf elektrische Antriebsleistung)
- + Vielseitig einsetzbar: Warmwasser, Gebäudeheizung, Industrie
- + Reduzierung des Öl- oder Gasbedarfs zur Wärmebereitstellung
- Erreichbares Temperaturniveau begrenzt (ca. 55°C, Hochtemperatur-Wärmepumpen höher)
- Wirtschaftlichkeit abhängig vom Strombezugspreis
- Hohe Investitionskosten, je nach Technologie und Leistungsbereich zwischen 200 und 2.000 EUR/kWth

5.4.2 Elektrokessel und Elektroheizstab

Der Elektrokessel (Fernwärme) sowie auch der Elektroheizstab (dezentral in Gebäuden) sind geeignet, Stromeinspeisespitzen aus Wind und PV aufzunehmen und direkt in Wärme umzuwandeln. Um einen zeitlichen Ausgleich von Wärmeangebot und -nachfrage zu gewährleisten, sind Elektrokessel insbesondere in Kombination mit einem Wärmespeicher relevant.

Der Elektrokessel und der Elektroheizstab wandeln elektrische Energie direkt in Wärme um. Große Elektrokessel kommen im Zusammenhang mit Wärmenetzen zum Einsatz. Zu den Komponenten des Systems gehören der Elektrodenkessel, die Regelungskomponenten (Pumpensysteme, Ausdehnungsgefäß, Ventile, Messstellen für Temperatur, Druck, Durchfluss) und der Wärmetauscher, der die Wärme an das Fernwärmennetz überträgt (Eller 2015).

Die spezifischen Investitionskosten bezogen auf die elektrische Leistung liegen bei großen Elektrokesseln bei etwa 150 EUR/kW (Großcurth & Bode 2013), (Fraunhofer IWES; Stiftung Umweltenergierecht; Fraunhofer IFAM 2014). Bei den Elektroheizstäben liegt der Gerätepreis bei etwa 15 bis 90 EUR/kW (ETC Taskforce Wärmemarkt 2015). Hinzu kommen Kosten für die Steuerung.

Elektroheizstab

- In Kombination mit Heizungstechnologie möglich zur Aufnahme von Stromeinspeisespitzen
 - Direkte Umwandlung von Strom in Wärme
 - Für kleine Anlagen geeignet
-
- + Geringe spezifische Gerätekosten von 15 bis 90 EUR/kW
 - + Pooling von Anlagen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt möglich
-
- Exergetisch höherwertiger Strom wird in Wärme umgewandelt
 - Wirtschaftlichkeit abhängig vom Strombezugspreis

Elektrokessel

- Einsatz im Fernwärmennetz mit großem Potenzial
- Direkte Umwandlung von Strom in Wärme
- + Einsparung von Primärenergieträgern (Gas, Holz) bei Stromüberschuss
- + Hohe Heizleistung
- + Geringe spezifische Investitionskosten in Höhe von etwa 150 EUR/kWel
- + Schnelle Leistungsregelung erfüllt Voraussetzungen zur Aufnahme negativer Regelleistung
- + Einfache Umsetzbarkeit
- + Flexible Regelbarkeit
- Exergetisch höherwertiger Strom wird in Wärme umgewandelt
- Wirtschaftlichkeit abhängig vom Strombezugspreis

6 Stromspeichertechnologien

Dieses Kapitel soll einen Überblick über Stromspeichertechnologien geben, die für genossenschaftliche Energieprojekte interessant sein können. Unter dem Begriff „Stromspeicher“ werden solche Technologien zusammengefasst, die Strom aufnehmen, ihn in Form von elektrischer, mechanischer oder chemischer Energie speichern und dann wiederum Strom abgeben können. Zu den elektrischen Energiespeichern zählen Kondensatoren und Spulen. Schwungmassespeicher, Pumpspeicher und Druckluftspeicher sind mechanische Energiespeicher. Batterien speichern den Strom in elektrochemischer Form. Wird Strom in Gas gewandelt, spricht man von chemischer Energiespeicherung.

Je nach Anwendungsfeld müssen unterschiedliche Voraussetzungen an Leistung und Kapazität sowie Ein- und Ausspeicherdauer beachtet werden. Abbildung 14 gibt eine Übersicht über Ausspeicherdauer und Speicherkapazität verschiedener Speichertechnologien. Die Speicherkapazität gibt an, welche Menge an Energie der Speicher fassen kann. Die Ausspeicherdauer zeigt das Verhältnis von Speicherkapazität zur Leistung des Speichers. Bei Kurzzeitspeichern ist dieses Verhältnis gering, bei Langzeitspeichern ist es größer.

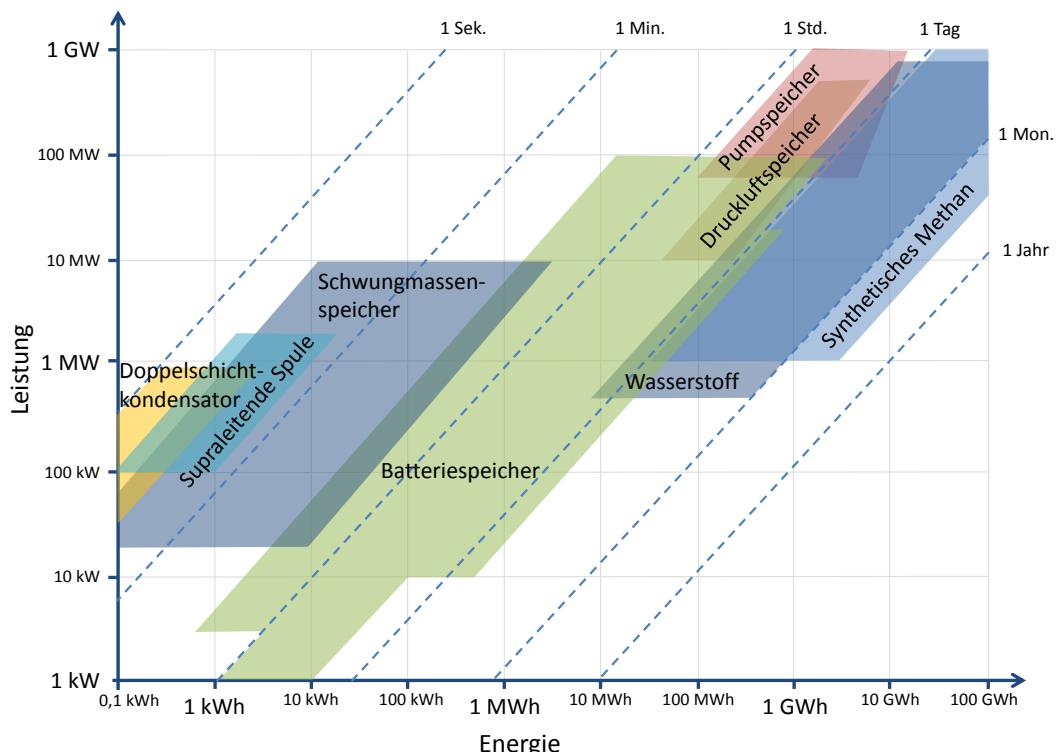


Abbildung 14: Energie- und Leistungsbereiche sowie Ausspeicherdauer verschiedener Energiespeichertechnologien (Grafik: Fraunhofer ISE)

Spulen und Kondensatoren beispielsweise sind klassische Kurzzeitspeicher mit geringer Speicherkapazität. Power-to-Gas-Speicher sind eine typische Anwendung für Langzeitspeicher und können mit großen Kapazitäten gebaut werden. Im Folgenden werden Stromspeichertechnologien, ihre wichtigsten Eigenschaften und ihr Entwicklungsstatus vorgestellt. Einen detaillierten Überblick über Stromspeichertechnologien geben M. Sterner und I. Stadler in Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration (Sterner & Stadler 2014).

6.1 Batteriespeicher

Batterien bzw. Akkumulatoren begleiten uns heute schon in vielen Produkten im Alltag, wie zum Beispiel im Mobiltelefon, Laptop oder im Elektroauto. Zunehmend kommen nun auch Batterien als sogenannte stationäre Energiespeicher zum Einsatz. Allen voran haben Batteriespeicher in Kombination mit Photovoltaikanlagen in Privathaushalten in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. In der Industrie werden Batteriespeicher hauptsächlich zur Notstromversorgung eingesetzt.

Zur Bewertung von Batteriespeichern werden Kennwerte wie die maximale Ladezyklenzahl, die spezifische Energie- und Leistungsdichte sowie die maximale Entladetiefe verwendet. Im Folgenden werden drei für Energiegenossenschaften potenziell interessante Batterietechnologien näher beschrieben. Diese drei Speichertechnologien sind durch ihre kurze Ausspeicherzeit schnell einsetzbar. Somit können sie am Regelenergiemarkt eingesetzt werden. Eine weitere Erlösmöglichkeit für Batteriespeichersysteme ist deren Einbindung in ein Smart Grid oder in Schwarmspeicher. Dabei werden verschiedene stationäre Hausspeicher durch die Einbindung in ein intelligentes Stromnetz virtuell zusammengeschaltet.

6.1.1 Blei-Batteriespeicher

Die Blei-Säure-Batterie ist mit einem Anteil von knapp 50% an der gesamten installierten Kapazität von elektrochemischen Stromspeichern (Schlick et al. 2012) die momentan am häufigsten eingesetzte Batteriespeichertechnologie. Sie wird seit über 100 Jahren zur Speicherung von Strom genutzt und ist vor allem als kurz- und mittelfristiges Energiespeichersystem geeignet. Die Elektroden bestehen aus Blei und die Elektrolyten aus Schwefelsäure. Um mechanische Beschädigungen zu verhindern, ist die Batterie in einem säurefesten Gehäuse untergebracht.

Die Energiedichte von Bleibatterien ist mit 25 bis 40 Wh/kg relativ gering (Sterner & Stadler 2014). Der Systemwirkungsgrad von Bleibatterien beträgt heute ca. 70 bis 75% (Fuchs et al. 2012). Bei einer Entladetiefe von ca. 50% ist mit 2.000 bis 3.000 Ladezyklen zu rechnen (C.A.R.M.E.N. e.V. 2016). Die Selbstentladungsrate beträgt ca. 2% pro Monat. Der Wartungsaufwand von Blei-Batterien ist im Vergleich zu Lithium-Ionen-Speichern aufwändiger, da in regelmäßigen Zeitintervallen Wasser nachgefüllt werden muss. Betriebsorte von Säurebatterien müssen zudem die Anforderungen eines Batterieraums nach VDE0510 erfüllen, um zu vermeiden,

dass toxische Gase in den Wohnraum entlassen werden. Eine ausreichende Raumbelüftung sollte ebenfalls gegeben sein, um eventuell entstehenden Wasserstoff abzutransportieren.

Eingesetzt werden Bleibatterien vorwiegend im Automobilbereich als Starterbatterien. Sie kommen aber auch als Backup zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) in Telekommunikationsnetzen oder zur Systemstabilisierung in Inselnetzen zur Anwendung. Als eines der ersten Pilotprojekte für Großbatteriespeicher wurde seit 1986 ein auf der Bleitechnologie basierender Batteriespeicher (17 MW / 14 MWh) zur Netzstabilisierung in Berlin eingesetzt (Fuchs et al. 2012, S. 53), (Rundel et al. 2013). Aufgrund der geringen Investitions- und Lebenszykluskosten sind Bleibatteriespeicher kurz- und mittelfristig als wichtige Alternativtechnologie zu Lithium-Ionen-Batterien einzustufen (Fuchs et al. 2012, S. 53).

6.1.2 Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Zusammen mit Blei-Batterietechnologien werden Lithium-Batterietechnologien als die wichtigsten Batteriespeichertechnologien für mindestens die nächsten 20 Jahre angesehen (Fuchs et al. 2012). Auch wenn derzeit die Kosten noch relativ hoch sind, wird eine Absenkung der Kosten für stationäre Batterien in den kommenden Jahren erwartet. Außer im Bereich portabler Speicheranwendungen (Laptops, Smartphones), wo diese Technologie unverzichtbar geworden ist, etabliert sich die Lithium-Batterie mittlerweile auch auf dem Markt der Elektromobilität und im Bereich kleinerer und mittlerer stationärer Speichersysteme (Sauer et al. 2013). Lithium-Batterien haben keine einheitliche Materialzusammensetzung wie Blei-Batterien. Es gibt eine hohe Zahl von unterschiedlichen Elektrolyten und Kombinationen von Elektrodenmaterialien, die jeweils unterschiedliche Eigenschaften wie Lebensdauer oder Sicherheit, Nennspannung oder Nutzungsrisiken aufweisen (Fuchs et al. 2012).

Der Ladungsaustausch innerhalb einer Li-Zelle erfolgt durch den Transport und die Einlagerung von Li-Ionen in die Kristallgitter der Elektroden. Die beiden Elektroden einer Lithium-Ionen-Batterie werden aus einem Li-dotierten Metalloxid (positive Elektrode) und aus geschichtetem Graphit (negative Elektrode) gebildet. Zwischen beiden Elektroden befindet sich der ionenleitfähige Elektrolyt, bestehend aus gelösten Lithiumsalzen. Eine poröse Polymer-Membran sorgt für eine physische und elektrische Isolierung der beiden Elektroden, ermöglicht jedoch den Übergang der Ionen zwischen den Kammern. In Abbildung 15 sind der allgemeine Aufbau eines Lithium-Ionen Akkumulators sowie der Lade- und Entladevorgang illustriert.

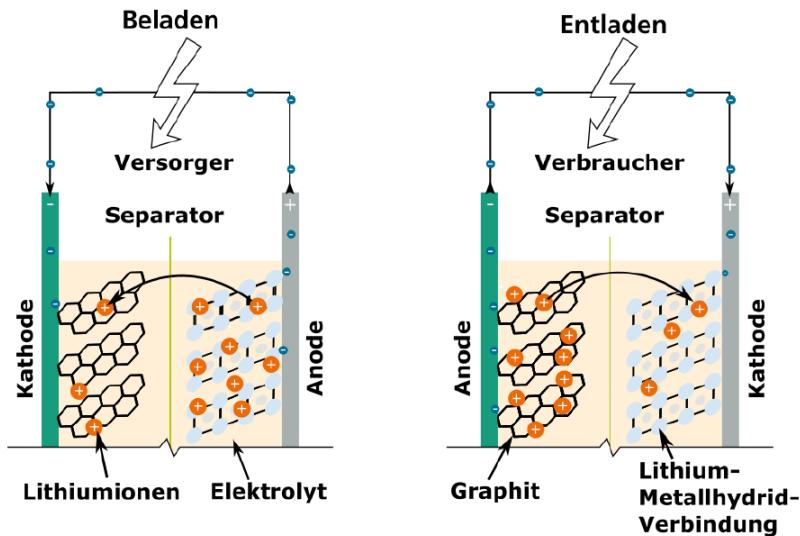


Abbildung 15: Aufbau eines Lithium-Ionen Akkumulators (Grafik: Fraunhofer ISE)

Zum Einsatz kommende Kathodenmaterialien sind das Lithium-Eisen-Phosphat (LFP), das Lithium-Cobalt-Oxid (LCO) oder auch das Lithium-Mangan-Oxid (LMO). Aufgrund ihrer hochwertigen Eigenschaften ist die LFP-Technologie derzeit die meist eingesetzte Lithium-Ionen-Batterie am Markt für PV-Batteriespeicher (Fuhs, 2016).

Li-Ion-Batterien zeichnen sich durch gute Energiedichten bis ca. 180 Wh/kg aus (Sterner & Stadler 2014). Moderne Lithium-Ionen-Batterien haben einen Wirkungsgrad von 90 bis 95% und bis zu 7.000 Ladezyklen (IBC Solar AG 2014). Die Selbstentladungsrate kann bei weniger als 3% pro Jahr liegen (Sterner & Stadler 2014). Nachteile sind die hohe Empfindlichkeit gegenüber mechanischen Einwirkungen sowie das Brandrisiko durch den Einsatz leicht brennbarer Materialien. Werden Li-Ion-Batterien zu hohen Temperaturen ausgesetzt, wird Sauerstoff frei, der eine sich selbst verstärkende Brandreaktion hervorruft und zur kompletten Batteriezerstörung führt (Rundel et al. 2013).

Die Empfindlichkeit der Lithium-Ionen-Batterien bezüglich Über- und Unterspannung erfordert eine kontinuierliche Überwachung in Form eines angepassten Batteriemanagementsystems, welches eine Überhitzung von Einzelzellen verhindert.

Lithium-Ionen-Batteriespeicher

- Elektrochemische Speichertechnologie, bei welcher beide Elektroden sowie der Elektrolyt Li-Ionen enthalten
 - Einsatz im stationären sowie mobilen Speicherbereich
- + Hohe Energiedichte (bis ca. 180 Wh/kg)
- + Hohe Wirkungsgrade (90 bis 95%)
- + Hohe Anzahl an Vollladezyklen (bis zu 7.000) bei guter Entladetiefe (bis ca. 80%)
- + Signifikantes Kostensenkungspotenzial
- + Keine Wartung erforderlich
- Hohe Empfindlichkeit gegenüber mechanischer Einwirkung
- Brandrisiko (durch leicht brennbaren Elektrolyt)
- Empfindlichkeit gegenüber hohen Temperaturen
- Höhere Investitionskosten als Bleibatterien (660-1050 EUR/kWh nutzbare Kapazität für große Systeme (Jülich 2016), ca. 1500-2800 EUR/kWh für Haushaltssysteme (Kairies et al. 2015)
- Vielzahl an Einzelzellen, deren Ladezustand durch angepasstes Batteriemanagementsystem überwacht werden muss

6.1.3 Redox-Flow-Batteriespeicher

Redox-Flow-Batterien bestehen aus zwei Tanks mit Elektrolytflüssigkeit und einer elektrochemischen Zelle. Während des Lade- und Entladevorgangs fließen die Energie speichernden Elektrolyte von Pumpen angetrieben in getrennten Kreisläufen aus den Tanks durch die Zelle, in welcher der Ionenaustausch durch eine Membran stattfindet (DCTI 2013). Diese Zelle, auch „Stack“ genannt, besteht aus einer Anode, einer Kathode und einem Separator. Ein schematischer Aufbau einer Redox-Flow-Batterie ist in Abbildung 16 zu sehen.

Der Vanadium-Redox-Flow-Batterie, eine Redox-Flow-Batterie mit einer Vanadium-Lösung als Elektrolyt, wird ein großes Kostensenkungspotenzial vorausgesagt (Fuchs et al. 2012). Der Markt der Redox-Flow-Batterien liegt allerdings besonders im großtechnischen Einsatz, da der Bau großer Tanks sehr einfach und effizient erfolgen kann. In naher Zukunft soll auch ein kommerzieller Gebrauch dieser Batterien möglich werden, die bisher meist nur Demonstrationsanlagen laufen (DCTI 2013).

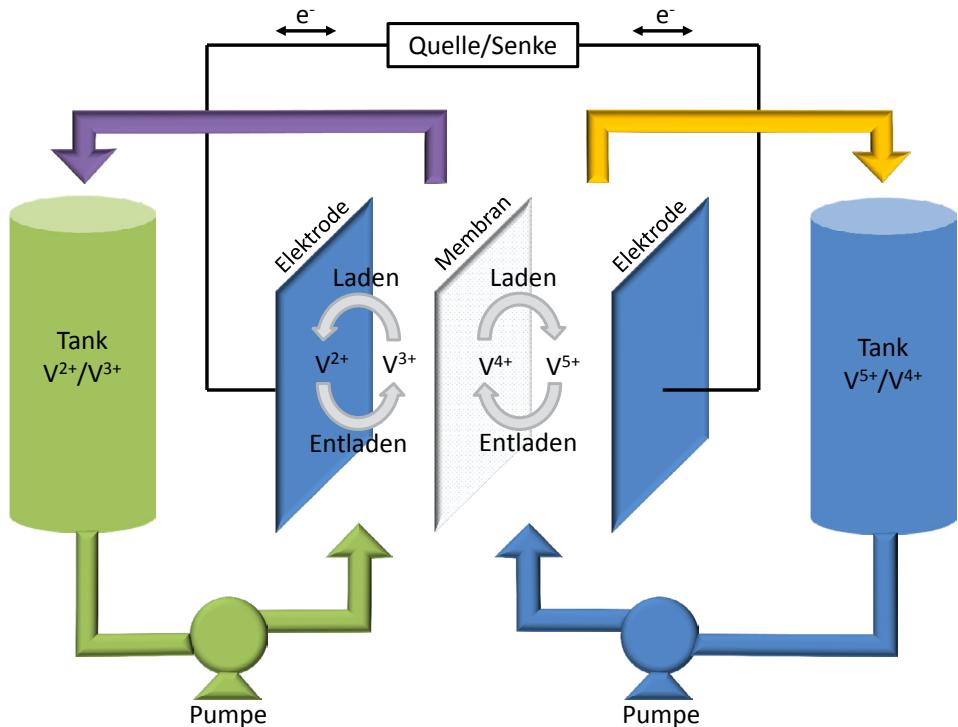


Abbildung 16: Funktionsschema einer Redox-Flow-Batterie mit Vanadium als Elektrolyt (Grafik: Fraunhofer ISE)

Die Nennleistung der Redox-Flow-Batterie wird im Wesentlichen durch die Größe des Stacks beeinflusst, während sich die Speicherkapazität über die Größe der externen Tanks definiert, in denen die Elektrolyte gespeichert sind (Vazquez et al. 2010).

Einer der großen Vorteile von Redox-Flow-Batterien ist die unabhängige Skalierbarkeit von Speicherleistung und Speicherkapazität, eine Eigenschaft, die mit zunehmender Systemgröße zu einer deutlichen Reduktion der spezifischen Investitionskosten führen kann. Allerdings sind durch den zusätzlichen Betrieb der Pumpen und der Steuerungstechnik für den Elektrolytfluss erhöhte Betriebskosten zu erwarten. Für einen Einsatz am Regelenergiemarkt ist dieses System nur bedingt geeignet, da dort insbesondere hohe Leistungen gefragt sind. Dies erfordert erhöhte Investitionen in Leistungs-Stacks, welche den größten Kostenfaktor des Systems darstellen. Sinnvoll ist eine Anwendung auf Quartierebene, da hier vorwiegend bei moderatem Leistungsbedarf Energie zeitlich verschoben wird und zugleich bei zunehmenden Systemgrößen die oben erwähnten Skaleneffekte nutzbar gemacht werden können.

Die räumliche Trennung der Systemkomponenten bedingt eine geringe Selbstentladung des Speichersystems und auch eine Tiefenentladung zu 100% verursacht keine Schäden am Speichersystem. Redox-Flow-Batterien erreichen zudem sehr hohe Zyklenzahlen: Sie können vor Ende der Zyklenlebensdauer weit über 10.000 Vollladezyklen fahren. Der Gesamtwirkungsgrad beläuft sich auf 70

bis 80% und ist daher im Vergleich zu anderen Technologien relativ gering. Die vorteilhafte Konstruktion in Form von getrennten Zellen sowie der nicht brennbare Elektrolyt sorgen für eine besonders hohe Betriebssicherheit (Rundel et al. 2013).

Redox-Flow-Batteriespeicher

- Elektrochemischer Speicher, welcher getrennte Elektrolyt-Kreisläufe enthält
 - Elektrolyte aus Metallsalzen werden in externen Tanks gelagert und während Be- und Entladung mittels Steuerungstechnik durch die Reaktionszellen gepumpt
 - Anwendung primär im stationären großkaligen Bereich
-
- + Voneinander unabhängige Skalierbarkeit von Speicherkapazität und Leistung
 - + Elektrolyt nicht brennbar oder explosiv
 - + Hohe Zyklenfestigkeit von weit über 10.000 Vollladezyklen bei hoher Entladetiefe
 - + Vernachlässigbare Selbstentladung durch räumliche Trennung der Tanks
 - + Vorteile bei hohen Speicherkapazitäten, da nur wenige Komponenten benötigt werden
-
- Geringe Marktreife/Verfügbarkeit
 - Moderater Gesamtwirkungsgrad (70-80%)
 - Hohe Investitionskosten, erst im großkaligen Bereich (ab ca. 100 kWh) ökonomisch sinnvoll
 - Vanadium ist schlecht verfügbar (teuer) sowie toxisch (allerdings handelt es sich um ein geschlossenes System)

6.2 Power-to-Gas

Power-to-Gas-Speicher zählen zu den chemischen Stromspeichertechnologien, bei denen elektrische Energie in chemische Energie gewandelt und dann gespeichert wird. Von der Aufnahme der elektrischen Energie bis zur Rückverstromung ergeben sich für die Power-to-Gas-Speichertechnologie verschiedene mögliche Nutzungspfade. Diese Pfade sind in Abbildung 17 dargestellt und werden nachfolgend näher erläutert.

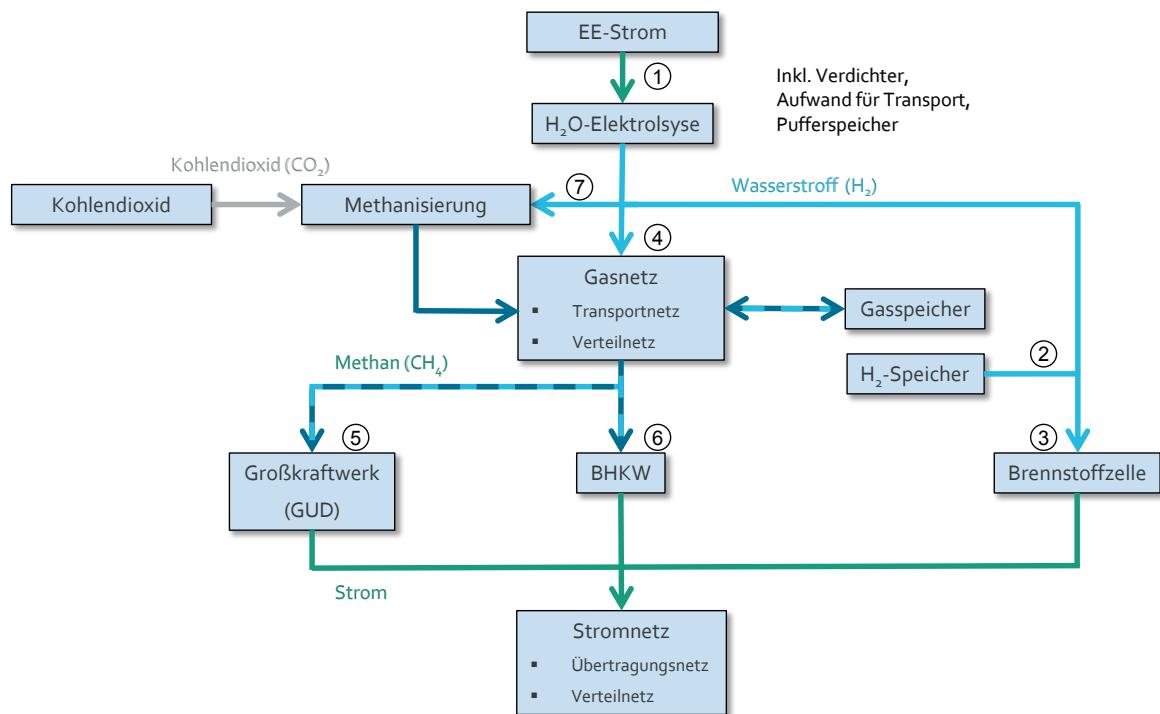


Abbildung 17: Nutzungspfade der Power-to-Gas-Technologie basierend auf Albrecht et al. (2012) (Grafik: Fraunhofer ISE)

Am Anfang des Power-to-Gas-Speicherkonzepts steht bei allen betrachteten Nutzungspfaden die Aufnahme der elektrischen Energie (1), welche einem Elektrolyseur zugeführt wird. In einem Elektrolyseur wird Wasser (H₂O) mittels der zugeführten elektrischen Energie in die Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) aufgespaltet. Der erzeugte Wasserstoff kann vielfältig genutzt werden.

Die sogenannte alkalische Elektrolyse wird heute im großen Maßstab eingesetzt und erreicht Wirkungsgrade von 70%. Eine neuere Entwicklung ist die Protonen-Austausch-Membran-(PEM)-Elektrolyse, bei der derzeit Wirkungsgrade von 59% erreicht werden. Die Lebensdauer von Systemen der alkalischen Elektrolyse beträgt ca. 26 Jahre (Bertuccioli et al. 2014).

6.2.1 Erlösmöglichkeiten Wasserstoff

Einen möglichen Nutzungspfad von Wasserstoff stellt die Wasserstoffspeicherung ② in einem gasdichten Hohlraum, beispielsweise einem unterirdischen Kavernenspeicher, dar. Bei der Ausspeicherung kann der Wasserstoffs einer Brennstoffzelle ③ zugeführt werden. Die Brennstoffzelle wandelt dann die chemische Energie des Wasserstoffs wieder in elektrische Energie. Dazu wird der Prozess der Elektrolyse umgekehrt. Brennstoffzellen weisen auf der einen Seite hohe Wirkungsgrade auf, bringen andererseits aber auch sehr hohe Investitionskosten mit sich.

Zudem besteht die Möglichkeit, Wasserstoff direkt in das Erdgasnetz ④ einzuspeisen. Dies ist jedoch nur begrenzt möglich: Im deutschen Erdgasnetz ist ein maximaler Volumenanteil von 5% Wasserstoff erlaubt (Dena 2012). Wird Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz eingespeist, kann dieser Wasserstoff bilanziell in Gas- oder GuD-Kraftwerken ⑤ bzw. in Erdgas nutzenden Blockheizkraftwerken ⑥ verwendet werden.

Wasserstoffspeicherung

- Speicherung in Form von chemischer Energie durch Elektrolyse von Wasser
 - Energie kann beispielsweise in Brennstoffzellen rückverstromt werden
 - Insbesondere in großtechnischen Anwendungen sinnvoll
-
- + Hohe Lebensdauer des Systems (20-30 Jahre)
 - + Kostensenkungspotenzial bei der Speicherung von Wasserstoff
 - + Skalierung der Speicherkapazität möglich durch Erweiterung des Speichervolumens
-
- Vergleichsweise hohe Investitionskosten
 - Geringe Zyklenwirkungsgrade von 24-39%
 - Einspeisung in das Erdgasnetz nur begrenzt möglich (bis 5 Vol.-%)

6.2.2 Erlösmöglichkeiten Methanisierung

Einen weiteren Nutzungspfad der Power-to-Gas-Technologie stellt die Methanisierung ⑦ des durch die Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs dar. Dabei wird Wasserstoff unter Zugabe von Kohlenstoffdioxid zu Methan aufbereitet. Während der Methanisierungsreaktion verbindet sich der Wasserstoff (H₂) mit Kohlenstoff (C), welcher aus dem zugegebenen Kohlenstoffdioxid (CO₂) stammt, sodass Methan (CH₄) entsteht. Zudem bildet sich Wasser (H₂O) aus der Verbindung von Sauerstoff (O₂) und Wasserstoff (H₂). Der Wirkungsgrad von Methanisierungsanlagen liegt derzeit bei ca. 80% (Graf et al. 2014), (Hirschl, S. 21).

Das erzeugte Methan, auch als synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas/SNG) bezeichnet, weist identische Eigenschaften wie fossiles Erdgas auf und kann in das Erdgasnetz eingespeist werden (Hartmann et al. 2012). In diesem Fall kann das gesamte Methan in GuD-Kraftwerken, Gaskraftwerken oder Blockheizkraftwerken verwendet werden. Der Gesamtspeicherwirkungsgrad ist entscheidend von dem betrachteten Nutzungspfad abhängig: Wird die Wasserstoffspeicherung betrachtet (ohne eine Methanisierung des Wasserstoffs) werden Zykluswirkungsgrade von 24 bis 39% erreicht (Sterner & Stadler 2014). Wird der Wasserstoff zu Gas gewandelt und in einem Kraftwerk wieder zur Stromerzeugung genutzt, kann mit einem Wirkungsgrad von 18 bis 32% gerechnet werden (Sterner & Stadler 2014). Kostensenkungspotenziale bestehen insbesondere bei der Methanisierung und der Wasserstoffspeicherung, da die hierbei verwendeten Technologien noch in der Entwicklung sind.

Methanisierung

- Nutzung des durch Elektrolyse hergestellten Wasserstoffs zur Methanisierung
 - Rückverstromung des Methans in vielfältigen Einsatzgebieten möglich (beispielsweise BHKW oder Brennstoffzelle)
 - insbesondere in großtechnischen Anwendungen sinnvoll
-
- + Vollständige Einspeisung in das Erdgasnetz möglich
 - + Skalierung der Speicherkapazität möglich durch Erweiterung des Speichervolumens
 - + Kostensenkungspotenzial im Bereich der Methanisierung und der Wasserstoffspeicherung
-
- hohe Investitionskosten
 - geringe Zykluswirkungsgrade von 18 bis 32% (bei Rückverstromung)

7 Rechtliche Rahmenbedingungen

Energiespeichern wird im auf erneuerbaren Energien basierenden und teilweise dezentral organisierten Energieversorgungssystem eine zunehmend wichtige Rolle zugesprochen. Gerade im Rahmen von bürgerenergiegenossenschaftlichen Konzepten können sie der entscheidende Baustein für eine zu 100% auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung bzw. Gesamtenergieversorgung sein. Gleichzeitig muss sich ihr Einsatz wirtschaftlich darstellen lassen. Dies ist oft genug aufgrund der rechtlichen Hürden, die entscheidend durch die Vielzahl anzuwendender Gesetzestexte bedingt sind, schwierig. Indes ist nicht allein die Vielzahl der Gesetzestexte hinderlich; es fehlt auch an einer zentralen Begriffsbestimmung für Energiespeicher. Im Folgenden wird auf die wichtigsten Fragestellungen zum Rechtsrahmen für Stromspeicher eingegangen, um eine erste Orientierung zu geben.

Lektürehinweis

- Alle Gesetze in aktueller Fassung: www.gesetze-im-internet.de
- Gesetzesbegründungen zum Energierecht sowie Sammlung wichtiger Rechtsfragen (Speicher, EE-Anlagen, Messwesen etc.): www.clearingstelle-eeg.de

7.1 Ausgangslage

Das Fundament des Rechtsrahmens für Energiespeicher bildet das Energiewirtschaftsrecht, das die leitungsgebundene Energieversorgung mit Gas und Strom regelt. Energiespeichertechnologien werden darin nicht allgemein gesetzlich definiert. Einige Spuren auf der Suche nach dem gesetzlichen Umgang mit Stromspeichern lassen sich indes finden. So gibt es eine Begriffsbestimmung für Gasspeicher in § 3 Nr. 31 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die sich allerdings nicht auf Stromspeicher übertragen lässt. In anderen Gesetzen werden Stromspeicher explizit benannt (z.B. § 61k EEG 2017), ohne jedoch zu definieren, welche Technologien konkret als Stromspeicher gelten. Der Gesetzentwurf zur Änderung des Stromsteuergesetzes sieht in § 2 Nr. 9 Stromsteuergesetzentwurf (StromStG-E) erstmals eine gesetzespezifische Definition von Batteriespeichern vor. Im StromStG-E und anderen aktuellen Gesetzesnovellierungen im Energierecht sind punktuelle Anpassungen für Energiespeicher vorgesehen. Eine allgemeingültige Definition ist aber weiterhin nicht geplant.

Abseits dieser Erwähnungen, die jeweils spezifische Anwendungsfälle betreffen, müssen Energiespeicher sich in einen Rechtsrahmen einfügen, der nicht unmittelbar für sie ausgelegt ist. Dies kann zu Unstimmigkeiten führen. Bei diesem Einfügen in das Energiewirtschaftsrecht wird derzeit auf die Funktionen der Stromspeicher zurückgegriffen. Entscheidend sind dabei die drei Prozesse Einspeichern, Speichern

und Ausspeichern. Diese rechtliche Aufspaltung eines Speichervorgangs ist nicht bei jeder Speichertechnologie zwingend nachvollziehbar und deshalb umstritten. Für die rechtliche Handhabung wird der Vorgang des Einspeicherns in der Regel als Letztverbrauch verstanden, da Strom zu Speicherzwecken in eine andere Energieform umgewandelt wird. Das Ausspeichern, d.h. die Rückverstromung der Energie samt möglicher Rückspeisung in ein Netz, wird dagegen grundsätzlich als Stromerzeugung behandelt. Das Speichern selbst wird nur für Gasspeicher geregelt, im Übrigen wird lediglich auf den Umgang mit Speicherenergieverlusten eingegangen. Darüber hinaus unterfallen sektorenübergreifende Speichervorgänge sogenannter funktionaler Speicher wie bspw. Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Heat (PtH) teilweise Spezialregelungen.

Ausblick: Verordnungen zum EEG 2017

Folgende Aspekte, die für Bürgerenergiegenossenschaften interessant sein können, werden in der Darstellung noch nicht berücksichtigt, da sie beim Verfassen dieses Leitfadens noch nicht in den vorgesehenen Verordnungen ausgestaltet waren:

- Die Bundesnetzagentur (BNetzA) soll in den Jahren 2018 bis 2020 Innovationsausschreibungen durchführen, durch die gem. § 39j EEG 2017 besonders netz- oder systemdienliche technische Lösungen gefördert werden. Die Einzelheiten werden ebenfalls in einer Verordnung der Bundesregierung nach § 88d EEG 2017 geregelt. Für Bürgerenergiegenossenschaften können sich aus der Verordnung interessante Geschäftsmodelle insbesondere im Bereich der Power-to-X-Technologien ergeben.
- Ferner wird darauf hingewiesen, dass die BNetzA ebenfalls im Zeitraum 2018 bis 2020 gem. § 39i EEG 2017 gemeinsame Ausschreibungen für Wind- und Solaranlagen durchführen wird, bei der diese Sparten gegeneinander in den Wettbewerb treten sollen, um insbesondere Anreize für eine optimale Netz- und Systemintegration zu schaffen. Die optimale Netz- und Systemintegration könnte Speichertechnologien in Kombination mit Solaranlagen im Rahmen dieses speziellen Ausschreibungsmodells begünstigen. Die Ausschreibungsbestimmungen werden in einer noch zu erlassenden Verordnung nach § 88c EEG 2017 geregelt.

7.2 Themenüberblick

Die folgende Darstellung befasst sich zunächst mit dem Themenkomplex Entflechtung im Strombereich, der im Wesentlichen die Frage aufwirft, wer den Stromspeicher betreiben darf. Es folgen kurze Erläuterungen zum Speicherbau und zu möglichen Genehmigungserfordernissen, zum Anschluss an das Netz sowie zu Fördermöglichkeiten. Im Anschluss daran wird der Betrieb des Speichers erörtert, wobei zwischen dem Vorgang der Einspeicherung von Strom und der Ausspeicherung differenziert wird. Der Teil zur Einspeicherung befasst sich überwiegend mit dem rechtlichen Themenbereich der Abgaben, Umlagen und Steuern für Strom⁶⁹, während der Teil zur Ausspeicherung Fragen der wirtschaftlichen Verwertbarkeit des ausgespeicherten Produkts betrifft.

Kostenpositionen bei der Ein- und Ausspeicherung*

(*Nicht abgebildet werden hier die Fälle des § 61a EEG 2017)



Abbildung 18: mögliche Entstehung von Kostenpositionen im Zusammenhang mit dem Stromspeicherbetrieb;
Quelle: Open source Bildquelle: pixabay.com

69 Siehe Abbildung 1.

7.3 Entflechtungsvorgaben – wer darf einen Speicher betreiben?

Auf einen Blick

Ist der Energiespeicherbetreiber als Netzbetreiber einzustufen, gelten unter Umständen die Entflechtungsvorgaben des EnWG.

Grundsätzlich darf jeder einen Energiespeicher betreiben. Allerdings müssen unter Umständen die Entflechtungsvorgaben des EnWG eingehalten werden. Die Entflechtungsvorgaben des EnWG regeln die unternehmerische Trennung des Netzbetriebs von Erzeugung und Vertrieb von Gas oder Strom. Die Entflechtung dient der Gewährleistung von Transparenz und diskriminierungsfreier Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs. Sie wurde eingeführt, um Wettbewerb im natürlichen Monopol der Energieleitungsnetze zu ermöglichen. Die Vorgaben zur umfassenden Entflechtung befinden sich in den §§ 6 ff. EnWG. Sie beinhalten die buchhalterische, die informationelle, die organisatorische und die gesellschaftsrechtliche Entflechtung. Eine weitere Ausdifferenzierung findet adressatenbezogen statt: Die §§ 7 bis 7b EnWG gelten für Verteilnetzbetreiber und die §§ 8 ff. EnWG für Transportnetzbetreiber. Diese Vorschriften muss ein Netzbetreiber im Regelfall einhalten, wenn er neben dem Netzbetrieb zugleich Strom oder Gas erzeugt bzw. vertreibt, vgl. § 3 Nr. 38 EnWG.

Für Bürgerenergiegenossenschaften dürften die Entflechtungsvorgaben im Strombereich zu beachten sein. Je nach Stromversorgungskonzept könnte die Bürgerenergiegenossenschaft als Netzbetreiber einzustufen sein, wenn eigene Netzinfrastruktur genutzt wird. Die Einordnung als Netzbetreiber ergibt sich aus § 3 Nr. 2, 3 und 10 EnWG⁷⁰. Speziell unter den Begriff der Elektrizitätsverteilnetzbetreiber nach § 3 Nr. 3 EnWG können Bürgerenergiegenossenschaften fallen, wenn sie neben der Energieerzeugung die Verteilung von Elektrizität und die Wartung sowie den Ausbau des Verteilnetzes in einem bestimmten Gebiet übernehmen wollen. Bürgerenergiegesellschaften können zum Verteilernetzbetreiber werden, wenn eine unbestimmte Zahl an Letztverbrauchern über eigene Stromleitungen beliefert werden sollen, wenn also zum Beispiel mehrere Mietshäuser an die Erzeugungsanlagen angeschlossen sind und der Stromspeicher als Letztverbraucher hinzukommt. Die Beurteilung kann aber nur für den Einzelfall vorgenommen werden.

Demgegenüber sind Betreiber von Kundenanlagen i.S.d. § 3 Nr. 24a und 24b EnWG keine Netzbetreiber i.S.d. § 3 Nr. 4 EnWG und keinen Entflechtungsvorgaben unterworfen.⁷¹ Eine Kundenanlage gem. § 3 Nr. 24a EnWG ist im Wesentlichen eine

⁷⁰ In den genannten Vorschriften wird per Legaldefinition zwischen Elektrizitätsversorgungs- und Elektrizitätsverteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber differenziert.

⁷¹ Vgl. Wolf, in: BerlKommEnR: § 110 Rn. 27.

Energieanlage zur Abgabe von Energie auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet, verbunden mit dem Netz oder einer Erzeugungsanlage. Sie muss jedermann zum Zweck der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung stehen und ihr darf – z.B. aufgrund geringer durchgeleiteter Energiemengen – keine wettbewerbliche Bedeutung zukommen.⁷² Der Betreiber einer Kundenanlage ist außerdem kein Energieversorger, § 3 Nr. 18 EnWG. Entsprechende Verpflichtungen treffen den Kundenanlagenbetreiber mithin nicht. Die Abgrenzung des Netzbetriebs zur sog. Kundenanlage kann im Einzelfall Schwierigkeiten bereiten.

Hinweis

Sofern mehrere Letztverbraucher in das Konzept der Bürgerenergiegenossenschaft integriert sind, sollte eine Abstimmung mit der zuständigen Landesregulierungsbehörde bzw. mit der Bundesnetzagentur als Bundesregulierungsbehörde erfolgen, um sicher zu gehen, ob man unter die Entflechtungsvorgaben fällt oder nicht.

Ist die Energiegenossenschaft im Ergebnis als Verteilernetzbetreiber (außerhalb des EnWG auch Verteilnetzbetreiber genannt) zu qualifizieren, gelten für sie die Entflechtungsvorschriften der §§ 6 bis 7b EnWG. Abhilfe kann regelmäßig über die Ausnahmetatbestände der §§ 7 Abs. 2 EnWG u. 7a Abs. 7 EnWG geleistet werden. Energiegenossenschaften, an deren Verteilnetz weniger als 100.000 Kunden (un-)mittelbar angeschlossen sind, müssen grundsätzlich weder rechtlich, noch operationell entflechten. Die De-minimis-Regel gilt jedoch nicht im Bereich der buchhalterischen Entflechtung gem. § 6b EnWG. Ihr Umfang kann speziell gem. § 6b Abs. 8 EnWG eingeschränkt werden.

Zudem gibt es für den Betrieb eines Gasspeichers i.S.d. § 28 Abs. 1 S. 2 EnWG im Fernleitungs- und Verteilernetz⁷³ eine Spezialregelung in § 7b Alt. 2 EnWG. Nach dieser Vorschrift darf der Netzbetreiber zwar einen Untergrundspeicher betreiben, muss aber die Nutzung seiner Speicherkapazität letztlich diskriminierungsfrei allen Marktteilnehmern zugänglich machen, sofern dies technisch und wirtschaftlich für einen effizienten Netzzugang zur Belieferung von Kunden erforderlich ist. Praktisch wird die Vorschrift für Bürgerenergiegenossenschaften wohl nicht relevant, weil für die meisten Konzepte der Betrieb eines Untergrundspeichers überdimensioniert sein dürfte.

⁷² Siehe ausführlicher: Boesche, in: BerlKommEnR: § 3, Nr. 24a, Rn. 109 ff.

⁷³ Säcker/Schönborn, in: BerlKommEnR, § 7b EnWG.

Lektürehinweis

Hinweise zur Abgrenzung von Versorgungsnetzen zu Kundenanlagen finden sich in: „Gemeinsames Positionspapier der Regulierungsbehörden der Länder und der Bundesnetzagentur zu geschlossenen Verteilernetzen gem. § 110 EnWG, v. 23. Februar 2012“.⁷⁴

7.4 Der Speicherbau

Der Bau einer Speicheranlage ist grundsätzlich genehmigungsbedürftig. Des Weiteren ist beim Bau des Speichers die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung über einen Netzzugang und -anschluss rechtlich zu berücksichtigen. Schließlich ist zu prüfen, inwieweit beim Bau eines Speichers anlagenbezogene Fördermöglichkeiten entsprechender europäischer oder nationaler Förderprogramme genutzt werden können.

7.4.1 Genehmigungsbedürftigkeit und -fähigkeit

Auf einen Blick

- Die Integration kleiner Batteriespeicher in ein Versorgungskonzept dürfte keine genehmigungsrechtlichen Erfordernisse nach sich ziehen.
- Im Zweifel sollten sich Bürgerenergiegenossenschaften mit den zuständigen Behörden abstimmen.

Im Vorfeld der Errichtung eines Stromspeichers stellen sich – wie für zu errichtende Anlagen grundsätzlich üblich – Fragen zur Genehmigungsbedürftigkeit und -fähigkeit (BauO Land, BauGB, BauNVO, BImSchG, BBergG, WHG). Diese Fragen müssen technologiespezifisch und im jeweiligen Einzelfall geprüft werden. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die genehmigungsrechtlichen Erfordernisse beim Bau eines Speichers steigen dürften, je größer das avisierte Projekt ist. Denn die von der zuständigen Behörde zu leistenden Prüfverfahren werden meist entsprechend umfangreicher und können sich u.U. über Jahre hinziehen.⁷⁵ Beispielsweise erfordern Pumpspeicheranlagen ganz andere Vorkehrungen im Hinblick auf Umwelt- und Naturschutz als Batteriespeicher, die ggf. nur einer Baugenehmigung bedürfen. Power-to-Gas-Anlagen müssen üblicherweise mit dem Gasnetz verbunden sein

⁷⁴ Online verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/EntflechtungKonzessionArealnetze/Arealnetze/LeitfadenGeschlVerteilernetze/LeitfadenGeschlVerteilernetze.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt aufgerufen am 27. Juni 2016.

⁷⁵ Vgl. Held/Wiesner, in: Energierecht und Energiewirklichkeit, Rn. 986.

und dann Sicherheitsvorgaben erfüllen, da der Umgang mit Gas ein besonderes Gefahrenpotenzial birgt.

7.4.2 Netzzugang, Netzanschluss und Messwesen

Auf einen Blick

- Allgemeine Netzanschlussansprüche ergeben sich aus den §§ 17 u. 20 EnWG.
- Speziell in Niederspannung oder -druck gilt § 18 EnWG i.V.m. der NAV oder NDAV, mit günstigeren Anschlussvoraussetzungen.
- Der Anschluss EE-Strom erzeugender Anlagen erfolgt unabhängig von der Spannungsebene speziell nach § 8 EEG 2017 und wird im Vergleich gesetzlich privilegiert.
- Die Einrichtung und der Betrieb von bestimmten (intelligenten) Messeinrichtungen ist keine Anschlussvoraussetzung im EEG 2017. EE-Anlagenbetreiber mit Anlagen bestimmter Größe müssen technische Einrichtungen vorhalten, die die Fernsteuerbarkeit ermöglichen.
- Alle Anschlussvarianten müssen technische Mindeststandards erfüllen.

Bei der Planung eines Speichers müssen die Vorgaben zu Netzzugang und -nutzung bedacht werden. Denn ein nicht ausschließlich vor dem Netz der allgemeinen Versorgung (also nur zur autarken Eigenversorgung) betriebener Speicher muss unter Umständen die Regeln zum Netzzugang und -anschluss einhalten.

Das „Ob“ der Netznutzung ist durch das Jedermanns-Recht geregelt. Grundsätzlich wird damit jedem Nutzer das Recht gewährt, Strom in das (fremde) Netz einzuspeisen oder aus ihm zu entnehmen. Der Netzanschluss und die darüber erfolgende Anschlussnutzung sind Voraussetzungen für die Entnahme von Energie aus dem allgemeinen Netz und umgekehrt der Einspeisung von Energie. Insbesondere der Umfang der Netznutzung ist stark einzelfallabhängig und muss dementsprechend vereinbart werden. Für Anlagenbetreiber relevanter ist daher das „Wie“ der Netznutzung, d.h. die konkretere Ausgestaltung der Leistungsbeziehung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer.

Hinweis

Auf Seiten des Netznutzers wird zwischen dem Anschlussnutzer und dem Anschlussnehmer differenziert. Zwischen diesen beiden darf es keine Verwechslung geben, denn nur der Anschlussnehmer hat die Netznutzung mit dem Netzbetreiber vertraglich vereinbart. Anschlussnutzer ist demgegenüber z.B. der Mieter, der den Anschluss des Anschlussnehmers (z.B. Eigentümers) tatsächlich nutzt.

Energiespeicher unterliegen den allgemein anzuwendenden Vorschriften für den Netzanschluss. Diese adressieren zwar ausdrücklich den Letztverbraucher. Wie jedoch bereits dargestellt, wird beim Energiespeicher der Einspeichervorgang regelmäßig als Letztverbrauch eingeordnet. Der Anschluss setzt überdies die Einhaltung allgemein anerkannter Regeln der Technik voraus. Die Vorhaltung von Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit und/oder zur Messung kann ebenfalls relevant werden. Schließlich ist zu beachten, dass zwischen den ein- oder auszuspeisenden Stoffen ((EE-)Strom, (Bio-)Gas oder Wärme) teilweise differenziert wird. Des Weiteren können unterschiedliche Regeln für den Netzzugang und -anschluss zum Strom- oder Gasnetz je nach Spannungs- oder Druckebene des anzuschließenden Netznutzers gelten.

Lektürehinweis

Ausführungen der BNetzA zu Netzanschluss und Messung: <http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/NetzanschlussUndMessung-node.html>

7.4.2.1 Stromspeicher

Auf einen Blick

- Der Netzanschluss bestimmt sich nach den §§ 17 ff. EnWG, sofern der Speicher nicht EE-Strom i.S.d. EEG rückverstromt.
- Beim Anschluss in Niederspannung sind auch die Vorgaben der NAV zu berücksichtigen.
- Sofern der Speicher EE-Strom i.S.d. EEG erzeugt, gelten die Privilegierungen des EEG für den Netzanschluss.
- Die Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit wird ab 100 kW installierter Leistung relevant.
- Zusätzlich gelten in Bezug auf technische Einrichtungen u.U. die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsBGB).

Allgemeine Regelungen zur Anbindung von Stromspeichern an das Stromnetz finden sich im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Der Netzanschluss ist in den §§ 17 ff. EnWG geregelt, der Netzzugang in § 20 EnWG. Der Netzzugang darf nur verweigert werden, wenn er für den Netzbetreiber nachweislich betriebsbedingt oder aus sonstigen Gründen unter Berücksichtigung u.a. der Versorgungssicherheit und eines funktionierenden Wettbewerbs nicht zumutbar oder möglich ist. Der

Netzanschluss darf gem. § 17 Abs. 2 EnWG unter ähnlichen Voraussetzungen verweigert werden, wobei zusätzlich auf sonstige wirtschaftliche oder technische Gründe abgestellt wird.

Der Anschluss ist gem. § 49 EnWG unter Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik auszuführen. Hierzu kann üblicherweise auf die technischen Regelungen des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) zurückgegriffen werden.

Lektürehinweis

Homepage des VDE mit einer Übersicht des Vorschriftenwerks:

www.vde.com/de/fnn/dokumente/seiten/vde-vorschriftenwerk.aspx

Der § 18 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 EnWG behandelt die besonderen Fälle des Netzanschlusses von Letztverbrauchern in Niederspannung, die gem. § 18 Abs. 2 S. 1 Alt. 1 EnWG keine Elektrizitätserzeugungsanlage zur Deckung des Eigenbedarfs – auch in Verbindung mit einer Stromspeicheranlage – betreiben. Liegen die Voraussetzungen des § 18 Abs. 2 EnWG vor, richtet sich der Netzanschluss nach der allgemeinen Vorschrift des § 17 EnWG.

Für die Fälle, in denen keine Eigenbedarfsdeckung i.S.v. § 18 Abs. 2 S. 1 EnWG bejaht wird, erfolgt die konkretere Ausgestaltung des Anschlusses nach den Vorgaben der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV), sofern der Anschluss nicht wegen wirtschaftlicher Unzumutbarkeit verweigert wird. Die Kosten des Netzanschlusses hat nach der NAV grundsätzlich der Anschlussnehmer zu tragen, vgl. § 9 NAV. Daneben kann der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer für die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes Baukostenzuschüsse erheben, vgl. § 11 NAV. Der Anwendungsbereich der NAV erfasst jedoch ausdrücklich nicht den Netzanschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas, vgl. § 1 Abs. 1 S. 4 NAV, sodass insbesondere die Kostenregelungen für die Netzverstärkung und den Netzausbau für EE-Anlagen nicht gelten.

Für EE-Anlagen gelten stattdessen spezielle Regelungen aus dem EEG.

Für Stromspeicher im bürgerenergiegenossenschaftlichen Konzept stellt sich damit zunächst die Frage, ob sie als Letztverbraucher gelten oder als EE-Anlagen. Wie bereits dargestellt, sind sie grundsätzlich Letztverbraucher. Von diesem Grundsatz macht das EEG eine Ausnahme. Denn § 3 Nr. 1, 2. HS. EEG 2017 fingiert für Speicher die EE-Anlageneigenschaft unter der Voraussetzung, dass sie ausschließlich Energie aus erneuerbaren Energieträgern zwischenspeichern und in elektrische Energie umwandeln.

Hinweis

Um das oben genannte Ausschließlichkeitskriterium erfüllen zu können, muss es sich um einen sog. „dezentralen Stromspeicher“ handeln, d.h. er muss sich vor dem Netz und hinter einer EE-Anlage befinden, um sicherzustellen, dass er allein durch erneuerbare Energien gespeist wird. Erfüllt der Speicher diese Voraussetzung, kann er grundsätzlich gem. § 8 EEG 2017 als EE-Anlage angeschlossen werden. Es ist nicht zulässig, das Ausschließlichkeitskriterium bei (ggf. zusätzlichem) Strombezug aus dem Netz unter Zuhilfenahme von Herkunfts nachweisen (§ 79 EEG 2017) erfüllen zu wollen.

Anders als in § 17 Abs. 2 oder § 18 Abs. 1 S. 2 EnWG darf nach § 8 EEG 2017 der Netzzugang im Falle von EE-Anlagen grundsätzlich nicht verweigert und muss auch bei Optimierungsbedarf des Netzes sichergestellt werden. Die Kosten für die Netzverstärkung und den Netzausbau hat dabei grundsätzlich der Netzbetreiber zu tragen, sofern sich der Anlagenbetreiber an die technischen und wirtschaftlichen Vorgaben hält. Aus § 10 EEG 2017 ergeben sich die Anschlussvoraussetzungen. Gem. § 10 Abs. 2 EEG 2017 sind insbesondere die technischen Mindestanforderungen des § 49 EnWG auch für EE-Anlagen zu beachten (s.o.).

Den Anlagenbetreiber trifft darüber hinaus gem. § 9 EEG 2017 regelmäßig eine Pflicht, seine Anlage (installierte Leistung > 100 kW) mit technischen Einrichtungen auszustatten, die eine jederzeitige Fernsteuerbarkeit der Anlage zwecks Reduzierung oder Abrufung von Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber sicherstellen. Andernfalls hat er die Sanktionen des § 52 Abs. 2 Nr. 1, Abs. 4, 1. Hs. EEG 2017 zu befürchten, die unter anderem die Höhe eines avisierten EEG-Zahlungsanspruchs beinträchtigen können. Die Abrufung der Ist-Einspeisung und die Fernsteuerung müssen gem. § 9 Abs. 7 EEG 2017 allerdings nicht über ein intelligentes Messsystem („smart meter“) erfolgen, wobei davon die Regelungen aus dem MsbG unberührt bleiben. Die Fernsteuerbarkeit dient u.a. der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes durch den Netzbetreiber. Sofern ein Stromspeicher diese Voraussetzungen erfüllt, kann er nach den Privilegierungen des EEG an das Netz angeschlossen werden und das Netz nutzen.

Eine allgemeine Verpflichtung zum Einbau intelligenter Messsysteme für den Betrieb von EE-Anlagen ergibt sich nicht aus dem EEG 2017, kann sich aber aus dem MsbG selbst ergeben. Die im MsbG genannten zu installierenden technischen Einrichtungen sollen der besseren Interaktion aller Beteiligten in einem zunehmend dezentral organisierten Energieversorgungssystem dienen. Flankiert wird die Einbauverpflichtung durch Bestimmungen, die Datenschutz und -sicherheit gewährleisten sollen. Gem. § 29 Abs. 1 i.V.m. § 31 MsbG wird konkret die Ausrüstung aller Anlagen mit einem „intelligenten Messsystem“ i.S.d.

§ 2 Nr. 7 MsbG für alle Anlagenbetreiber mit einer installierten Leistung über 7 kW in der Regel ab 2017 vorgegeben. Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh gilt dies in der Regel ab 2020 und für solche Letztverbraucher, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a EnWG⁷⁶ besteht, grundsätzlich ab 2017. Das MsbG stellt außerdem nicht nur Anforderungen an die Technik, sondern reguliert gem. § 3 Abs. 4 MsbG, dass die Unabhängigkeit des Messstellenbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherzustellen ist. Im Kontext der Datenerhebung ist weiterhin § 12 Abs. 4 Nr. 2 EnWG erwähnenswert, der Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie auf Verlangen zur Informationsübermittlung an die Betreibervon Elektrizitätsversorgungsnetzen, d.h. an Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber gem. § 3 Nr. 2 EnWG, im Dienste der Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit des Systems verpflichtet. Die über das Informationsnetz gem. § 12 Abs. 4 EnWG gesammelten Daten sollen zentral in dem für ab 2017 geplanten Marktstammdatenregister – vgl. §§ IIIe und f EnWG – erfasst werden.

Das neue MsbG ist also für Stromspeicher zu beachten, wenn es um die Frage geht, welche technischen Vorgaben beim Netzanschluss und der Netznutzung zu beachten sind. Soweit Stromspeicher als Anlagen i.S.d. § 29 MsbG gelten, müssen sie schon ab einer Ausspeicherleistung von 7 kW damit rechnen, intelligente Messsysteme einzubauen zu müssen. Soweit sie als Letztverbraucher gelten, müssen sie wohl spätestens ab 2020 intelligente Messsysteme vorhalten, wenn der Jahresstromverbrauch 6.000 kWh elektrische Leistung übersteigt.

7.4.2.2 Der Anschluss von Power-to-Gas-Anlagen an das Gasnetz

Der allgemeine Netzzugang an das Gasnetz nach § 20 EnWG wird durch die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) für Erdgas einschließlich Biogas i.S.v. § 3 Nr. 10c EnWG konkretisiert.

Die Möglichkeit der Zugangs- und Anschlussverweigerung richtet sich nach den §§ 20 Abs. 2 und 17 Abs. 2 EnWG. Die technischen Mindestanforderungen des § 49 EnWG sind auch beim Gasanschluss zu beachten, wobei die technischen Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)⁷⁷ herangezogen werden können, vgl. § 49 Abs. 2 Nr. 2 EnWG.

In den §§ 31 ff. GasNZV wird außerdem der Netzanschluss von Biogas aus Anlagen, sofern es auf Erdgasqualität (gasnetzkompatibel) aufbereitet ist, speziell geregelt und u.a. wie folgt privilegiert: Der Gasnetzbetreiber ist verpflichtet, die Anlage vorrangig und unverzüglich an das Netz anzuschließen, wobei er 75% der Kosten zu tragen hat. Die dem Anlagenbetreiber obliegenden übrigen 25% sind auf höchstens 250 TEUR gedeckelt.

⁷⁶ Ausführungen zu § 14a EnWG befinden sich im Abschnitt „Netzentgelte; Privilegierungen“.

⁷⁷ Zu finden unter: <http://www.dvgw.de/>, aufgerufen am 24. Juni 2016.

Der Anschluss von Letztverbrauchern in Niederdruck wird in § 18 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 EnWG speziell geregelt. Spiegelbildlich zur NAV für Strom ist die Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) maßgeblich. Sie enthält die entsprechenden Begriffsbestimmungen in § 1 Abs. 2 bis 4 NDAV sowie den etwaigen Kostenerstattungsanspruch gem. § 9 NDAV und den Baukostenzuschussanspruch in § 11 NDAV gegen den Anschlussnehmer (vgl. o.). Der Netzbetreiber kann den Netzzanschluss nur wegen wirtschaftlicher Unzumutbarkeit verweigern, vgl. § 18 Abs. 1 S. 2 EnWG.

Diese Vorgaben sind für Bürgerenergiegenossenschaften dann entscheidend, wenn sie zur Stromspeicherung die Power-to-Gas-Technologie nutzen und das Gas ins Erdgasnetz einspeisen wollen. Dies kann unter Umständen dann sinnvoll sein, wenn man das Gas an anderer Stelle wieder rückverstromen und den EEG-Vergütungsanspruch für die rückverstromte elektrische Arbeit in Anspruch nehmen möchte, vgl. § 44b Abs. 5 EEG 2017. Zur Nutzung des Gases finden sich weiter unten detaillierte Ausführungen. Für den Gasnetzzanschluss dürfte wichtig sein, dass das bürgerenergiegenossenschaftliche Konzept von den Privilegien für Biogas profitieren kann. Hierfür müsste der einzuspeichernde Strom wohl weit überwiegend aus EE-Anlagen stammen und müsste das erzeugte Gas durch Methanisierung auf Erdgasqualität aufbereitet werden.

7.4.2.3 Der Anschluss von Power-to-Heat-Anlagen an ein Netz

Power-to-Heat-Anlagen können je nach Konzept an das Fernwärmennetz einer Kommune angeschlossen werden. Entsprechende Vorschriften zum Netzzugang oder -anschluss an das Fernwärmennetz, die mit den Regeln für Strom- oder Gasnetze vergleichbar wären, gibt es nicht. Obwohl es sich bei der Wärmeversorgung auch um leitungsgebundene Energieversorgung handelt, wird sie vom Energiewirtschaftsrecht nicht normiert. Die FernwärmeverSORGUNG wird vielmehr zumeist über eine in der Gemeindeordnung verankerte Befugnis, einen Anschluss- und Benutzungszwang vorzuschreiben, geregelt. Bei entsprechenden Wärmekonzepten sollte sich eine Bürgerenergiegenossenschaft daher mit der vor Ort geltenden Satzung vertraut machen.

7.4.3 Anlagenbezogene Fördermöglichkeiten

Schließlich sollte vor dem Bau eines Speichers geprüft werden, welche Fördermöglichkeiten für die Errichtung und womöglich auch den Betrieb eines Speichers bestehen. Diese können von Bundesland zu Bundesland stark variieren. Es gibt allerdings auch Bundesprogramme, die deutschlandweit gelten.

Eine Unterstützung kann bspw. mittelbar über zinsgünstige Kredite, (Tilgungs-) Zuschüsse, Bürgschaften, Beteiligungen oder Garantien gewährt werden. Hierfür gibt es auf Bundesebene Marktanreizprogramme und ähnliche Finanzierungskonzepte, zum Beispiel über die Kreditanstalt für Wiederaufbau.

Spezielle Förderprogramme zur direkten Zahlung der Investitionskosten können auf nationaler und europäischer Ebene angesiedelt sein. Zum Beispiel kann der Europäische Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) für Bürgerenergiegenossenschaften entweder direkt oder mittelbar – über durch den EFRE geförderte Programme des jeweiligen Bundeslandes – Mittel bereitstellen. Landesregierungen legen daneben häufig aus eigenen Mitteln weitere Programme auf.

Gerade die Förderprogramme ohne Rückzahlungsverpflichtung sind sehr detailliert ausgestaltet, sodass sie nicht zu jedem Speicherkonzept passen. Zudem sehen sie häufig ein Bewerbungsverfahren vor. Bürgerenergiegenossenschaften sollten sich daher frühzeitig vor dem Bau eines Speichers mit der zuständigen Beratungsstelle des Bundeslandes in Verbindung setzen und zum jeweiligen Konzept passende Förderprogramme prüfen.

Lektürehinweis

- Allg. Recherchemöglichkeit zu Förderoptionen: <http://www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/foerderrecherche.html>, aufgerufen am 22. Juni 2016.
- KfW-Förderung z.B. in Bezug auf Batteriespeicher in Kombination mit an das Netz angeschlossenen PV-Anlagen <http://www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/inhaltsverzeichnis.html?get=o7bbf64ee365c5fd54421b24fda35f32;views;document&doc=11851>, aufgerufen am 22. Juni 2016.
- Siehe zu EFRE: <http://www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/inhaltsverzeichnis.html?get=o7bbf64ee365c5fd54421b24fda35f32;views;document&doc=2650>, aufgerufen am 22. Juni 2016.
- Beispiel für ein Landesförderprogramm: „Demonstrationsprojekte Smart Grids und Speicher“ des Landes Baden-Württemberg, <http://www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=o7bbf64ee365c5fd54421b24fda35f32;views;document&doc=12481&typ=KU>, aufgerufen am 22. Juni 2016.

7.5 Die Einspeicherung von Strom

Mit dem Begriff des Einspeicherns wird der Vorgang des Strombezugs oder der Stromentnahme durch den Energiespeicher beschrieben. Der Strom als Einsatzstoff ist je nach Konzept mit Abgaben, Umlagen und Steuern belastet. Der Einspeichervorgang bietet aber auch wirtschaftlich interessante Vermarktungschancen.

7.5.1 Umlagen, Abgaben und Steuern bei der Einspeicherung

Die vom Letztverbraucher bezogene Strommenge ist generell mit Umlagen und Steuern belastet, die jeder aus seiner Stromrechnung kennt: EEG-Umlage,

Netznutzungsentgelt, Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, Umlage nach § 19 StromNEV, Offshore-Haftungsumlage, Abschaltbare Lasten-Umlage und Umsatzsteuer. Grundsätzlich gilt dies auch für Energiespeicher. Insbesondere wird der Strombezug eines Energiespeichers regelmäßig als Letztverbrauch eingeordnet.

Hintergrund

Grundlage dieser Bewertung ist eine vom BGH zurückgewiesene Beschwerde einer Pumpspeicherkraftwerksbetreiberin aus dem Jahr 2009⁷⁸. In dem Beschluss folgte der BGH der Ansicht des OLG Düsseldorf als Beschwerdegericht – das sich wiederum der Meinung der Bundesnetzagentur angeschlossen hatte – und bejahte ausgehend vom Begriff des Letztverbrauchers in § 3 Nr. 25 EnWG für Pumpspeicherkraftwerke eine Netzentgeltzahlungspflicht und damit die Letztverbrauchereigenschaft. Der Beschluss ist allerdings aus zwei Gründen mit Vorsicht zu genießen: Er ist (ausdrücklich) beschränkt auf Pumpspeicherkraftwerke und zudem nur in Zusammenhang mit der Netzentgeltzahlungsverpflichtung ergangen. Der BGH ließ offen, ob eine Übertragbarkeit dieser Einschätzung auf andere Technologien gegeben ist. Dennoch wird der Strombezug von Energiespeichern grundsätzlich mit den aufgezählten Abgaben, Umlagen und Steuern belastet, was in manchen Konstellationen zu Doppelbelastungen führen kann. Damit erfolgt eine Übertragung des Beschlusses auf andere Speichertechnologien neben Pumpspeicherkraftwerken und auf weitere Belastungen neben den Netzentgelten. Der Gesetzgeber hat jedoch problematische Sachverhalte identifiziert und teilweise Befreiungen von den Belastungen geregelt. Diese werden im Folgenden beschrieben.

7.5.1.1 EEG-Umlagepflicht und Befreiung

Auf einen Blick

- Der Strombezug des Speichers ist grds. (anteilig) umlagepflichtiger Letztverbrauch.
- Der Strombezug des Letztverbrauchers aus dem Speicher ist grds. (anteilig) umlagepflichtiger Letztverbrauch.
- Der Letztverbrauch für die Eigenversorgung (gem. § 61 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 3 Nr. 19 EEG 2017) ist nur in den Fällen der §§ 61a, 61c, 61d EEG 2017 umlagefrei.
- Eine allgemeine Umlagebefreiung für den gesamten Letztverbrauch des Stromspeichers hängt insbesondere davon ab, ob die Strommenge

⁷⁸ Der BGH-Beschluss ist nachzulesen in, NVwZ-RR 2010, 431; der des OLG Düsseldorf in ZNER 2008, 380.

vollständig in das Netz der allgemeinen Versorgung ausgespeichert wird oder vollständig vor dem Netz Verwendung findet.

- Für multivalent, d.h. gemischt betriebene Stromspeicher gibt es eine allgemeine Privilegierungsregelung für begrenzte Strommengen. Multivalent betriebene Speicher können aus Betreiberperspektive beschrieben werden als Speicher, die Strommengen in das öffentliche Netz einspeisen und zugleich Strom zur Nutzung vor dem Netz bereitstellen sollen.
- Stromletztverbrauch der funktionalen Speicher kann nur befreit sein, wenn das Gas oder die Wärme wieder rückverstromt wird.

Die EEG-Umlage dient der Finanzierung der EEG-geförderten Strommengen aus EE-Erzeugungsanlagen. Sie fällt auf Letztverbrauch in einem Lieferverhältnis (s. § 60 Abs. 1 EEG 2017), sonstigen Letztverbrauch (s. § 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017) und auf Letztverbrauch für die Eigenversorgung (s. § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017) an und entfällt oder verringert sich anschließend in festgelegten Konstellationen unter bestimmten Voraussetzung, vgl. § 61 Abs. 2 EEG 2017.

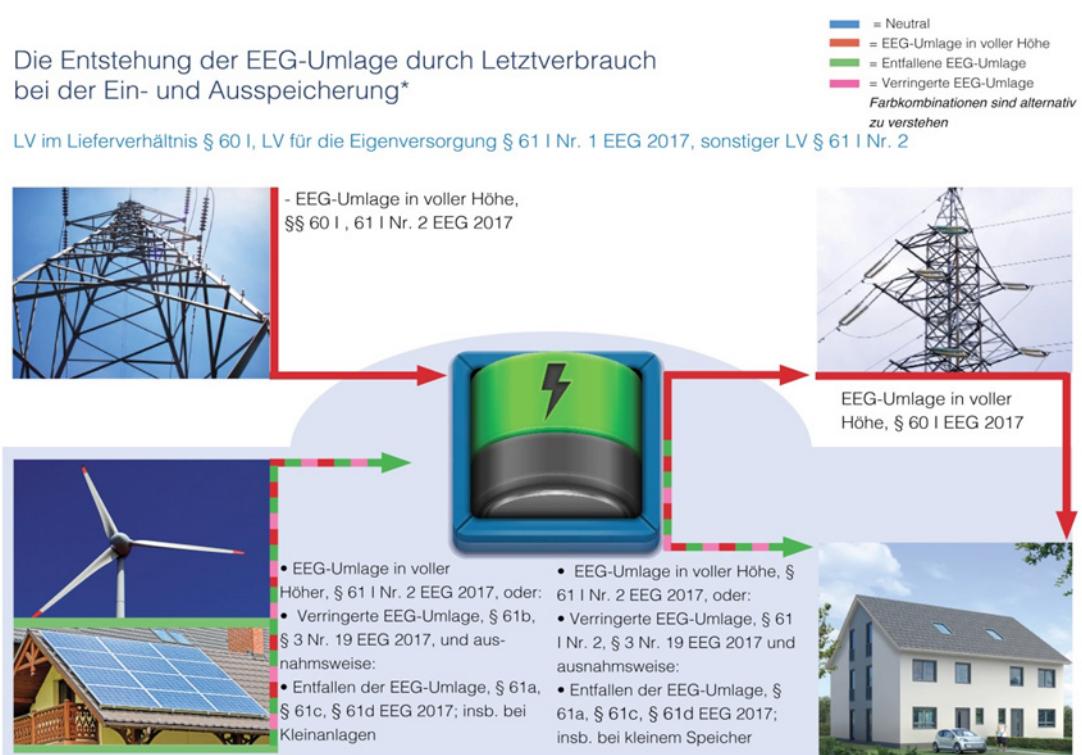


Abbildung 19: Die Entstehung der EEG-Umlage durch Letztverbrauch bei der Ein- und nach der Ausspeicherung. Quelle: Open source Bildquelle: pixabay.com

Der Stromverbrauch des Energiespeichers ist, seine Eigenschaft als Letztverbraucher unterstellt, EEG-umlagepflichtig, wenn nicht eine der folgenden Befreiungen auf ihn zutrifft.

Für den **Letztverbrauch für die Eigenversorgung** sieht das EEG 2017 Privilegierungen vor.⁷⁹ Letztverbräuche von Energiespeichern für die Eigenversorgung können insbesondere gem. § 61a EEG 2017 von der anteiligen Umlagepflicht befreit werden, wenn sie Strom zur Stromerzeugung verbrauchen (s. dort Nr. 1, Stichwort: gesetzlicher Kraftwerkseigenverbrauch), wenn sie weder unmittelbar noch mittelbar an ein allgemeines Netz angeschlossen sind (Nr. 2, Inselanlagen), wenn sie sich selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen und für den Strom, den sie nicht selbst verbrauchen, keine Zahlung nach Teil 3 des EEG 2017 in Anspruch nehmen (Nr. 3, vollständige Eigenversorgung mit EE-Strom), oder wenn sie Strom aus Anlagen mit höchstens 10 kW Nennleistung und einem kalenderjährlichen Stromverbrauch von höchstens 10 MWh beziehen (Nr. 4, Bagatellgrenze). Insellösungen nach Nr. 2 und Stromautarkie nach Nr. 3 setzen voraus, dass kein Netzanschluss vorhanden ist oder kein Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung stattfindet. Der Netzanschluss wird im Dienste der Versorgungssicherheit jedoch regelmäßig im Konzept der Bürgerenergiegenossenschaft vorgesehen sein. Die Vollversorgung aus der eigenen EE-Erzeugungsanlage wird nur in Einzelfällen verwirklicht. In der Praxis ist wahrscheinlich der Befreiungstatbestand für die Anlagen unterhalb der Bagatellgrenze am relevantesten, da der anspruchsbegründende Sachverhalt „Kleinanlage“ öfter gegeben sein wird als der der Inselsysteme oder der Stromautarkie.

Für **Bestandsanlagen** i.S.v. § 61c Abs. 2 EEG 2017 **oder Altbestandsanlagen** gem. § 61d Abs. 2 und 3 EEG 2017 ergibt sich eine Umlagebefreiung des Letztverbrauchs für die Eigenversorgung aus § 61c Abs. 1 oder 61d Abs. 1 EEG 2017, die im Wesentlichen zunächst voraussetzt, dass der Letztverbraucher die Erzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreibt und er den Strom selbst verbraucht. Zusätzlich einschränkend kann hinzukommen, dass der Strom nicht durch ein Netz geleitet werden darf, es sei denn, er wird in räumlichen Zusammenhang zu der Erzeugungsanlage verbraucht. Weitere altersbedingte Modifikationen der Voraussetzungen sind denkbar.

Diese Umlagebefreiung kann für Bürgerenergiegenossenschaften, in deren Konzept Bestandsanlagen integriert werden, im Einzelfall zu einer Umlagebefreiung des Letztverbrauchs des Speichers für die Eigenversorgung führen.

Bei **Letztverbrauch von Strom aus einem ausschließlich dezentral betriebenen Speicher**, der rechtlich betrachtet im EEG 2017 als Erzeugungsanlage fungiert (s. § 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG 2017), kommt darüber hinaus – sozusagen spiegelbildlich – die Anwendung der Eigenversorgungsvorschriften in Betracht.

⁷⁹ Siehe für Stromspeicher in der Eigenversorgung insbes.: BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, S. 63, 64.

Die EEG-Umlage bei „Letztverbrauch für die Eigenversorgung“ jeweils beim Ein- und Ausspeichern des Stromspeichers


 Farbkombinationen sind alternativ zu verstehen



Abbildung 20: Letztverbrauch für die Eigenversorgung bei der Ein- und nach der Ausspeicherung. Quelle: Open source Bildquelle: pixabay.com

Eine neue, allgemeine, an Speichertechnologien ansetzende Umlageverringerungs- oder Befreiungsmöglichkeit sieht das **EEG 2017 in § 61k** vor. Diese setzt insbesondere keine **Eigenversorgungskonstellation** voraus.

Die Privilegierung ergibt sich für vom elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher⁸⁰ in einer Saldierungsperiode (ein Kalenderjahr) „verbrauchten“, d.h. eingespeicherten Strom ohne Mengenbegrenzung, und zwar in der Höhe und in dem Umfang, in der die EEG-Umlage auf die ausgespeicherte Strommenge anfällt, vgl. § 61k Abs. 1 S. 1 EEG 2017. Besonders wichtig ist an dieser Stelle, dass von § 61k Abs. 1 S. 1 EEG 2017 ein Speicherbetrieb vorausgesetzt wird, bei dem die ausgespeicherte Strommenge ausschließlich entweder in das allgemeine Netz eingespeist oder ausschließlich vom Betreiber selbst verbraucht wird. Letzteres betrifft Konzepte, bei denen der Speicher zur Eigenversorgung betrieben, zur Direktlieferung eingesetzt oder mit Erzeugungsanlagen vor Ort kombiniert wird. Das Gesetz stellt zudem in § 61k Abs. 1 S. 2 EEG 2017 für vollständig in ein allgemeines Netz oder in einen Bilanzkreis ausgespeicherte Strommengen die Vermutung auf, dass für sie die volle EEG-Umlage gezahlt worden ist. Die

⁸⁰ Hinweis: Gem. § 85 Abs. 3 Nr. 5 EEG 2017 kann die BNetzA weitere Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG im Zusammenhang mit § 61k EEG 2017 treffen, die bspw. nach Nr. 5 a) die technischen Anforderungen an Stromspeicher oder gem. Nr. 5 e) die Vorgabe zu privilegierten Höchstmengen betreffen können.

Regelung wirkt sich für den Anspruchsteller günstig aus, da er in dieser Hinsicht von der Beweislast befreit wird.

Speicherverluste können nunmehr ausdrücklich in gewissem Umfang von der EEG-Umlageprivilegierung profitieren, vgl. § 61k Abs. 1 S. 3 und 4 EEG 2017.

Abweichend von dem soeben dargestellten Privilegierungsvoraussetzungen werden für **multivalent, d.h. gemischt betriebene Speicher** andere und zusätzliche Voraussetzungen in § 61k Abs. 2 EEG 2017 festgelegt. Die Saldierungsperiode ist, abweichend vom Grundsatz, nicht ein Kalenderjahr, sondern ein Kalendermonat, wenn der Stromspeicher in einem Kalenderjahr nicht ausschließlich in ein Netz oder ausschließlich für den Verbrauch des Betreibers vor dem Netz ausspeichert, vgl. § 61k Abs. 1a S.2 EEG 2017. Die Privilegierung ist zudem auf eine Strommenge von höchstens 500 vom Speicher eingespeicherten kWh pro kWh installierter Speicherkapazität und pro Kalenderjahr begrenzt.⁸¹

Wer von der Privilegierung aus § 61k Abs. 1 und 1a EEG 2017 profitieren möchte, muss zudem im Regelfall Mitteilungspflichten nachkommen und eine Nachvollziehbarkeit der Pfade, welche die (ggf. in unterschiedlicher Höhe) umlagebelasteten Strommengen genommen haben, durch geeignete Messeinrichtung sicherstellen (s. § 61k Abs. 1b EEG 2017).

Gerechtfertigt wird die Begünstigung von durch Stromspeicher eingespeicherten Strommengen damit, dass die Umlage sonst generell doppelt anfallen würde⁸²: Erstmals beim Bezug des Stroms zum Einspeichern gem. § 61 EEG 2017 und zum zweiten Mal nach dem Ausspeichern bei erneutem Bezug dieser Strommenge, z.B. bei Netzstrombezug durch einen anderen Letztverbraucher.

⁸¹ Hinweis: Für gemischt betriebene Speicher wird § 61k Abs. 1-1b EEG 2017 von der BNetzA bis zum 31.12.2020 gem. § 61k 1c EEG 2017 für die Bundesregierung evaluiert.

⁸² Vgl. BT.-Drs. 18/10668, S. 167.



Abbildung 21: EEG-Umlageprivilegien für Stromspeicher. Quelle: Open source Bildquelle: pixabay.com

Somit kann auch der gemischte Speicherbetrieb grundsätzlich von einer Privilegierung profitieren. Für die Wirtschaftlichkeit von einigen Speicherbetriebskonzepten kann dies durchaus entscheidend sein. Indes bleibt abzuwarten, wie sich die höheren Anforderungen an eine Befreiung im Vergleich zum ausschließlich in eine Richtung ausspeichernden Stromspeicher – insbesondere die Begrenzung der begünstigten Strommenge – in der Praxis auswirken werden. Die Herausforderung für Bürgerenergiegenossenschaften besteht jedenfalls darin, Konzepte für den gemischten Speicherbetrieb mit EEG-Umlagevergünstigung zu entwickeln, die die Vorgaben des § 61k Abs. 1 bis 1b EEG 2017 abbilden.

Eine weitere Befreiung ergibt sich aus § 61k Abs. 2 EEG 2017 für die **Stromentnahme zur Erzeugung von Speichergasen** (Power-to-Gas-Technologie, sog. funktionale Speicher). Danach wird der Bezug von 100%igem EE-Strom zur Erzeugung von Speichergasen von der EEG-Umlage befreit, vorausgesetzt, dieses Speichergas wird in das Erdgasnetz eingespeist, andernorts wieder rückverstromt und für den Letztverbrauch dieses Stroms fällt die (anteilige) EEG-Umlage an. Gem. § 3 Nr. 42 EEG 2017 ist Speichergas jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien *ausschließlich* unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Die Gesetzesbegründung zu § 3 Nr. 9a EEG 2012

(= § 3 Nr. 42 EEG 2017) nimmt zur Erläuterung des Ausschließlichkeitskriteriums aus § 3 Nr. 42 EEG 2017 den § 16 Abs. 2 EEG 2012 (= § 19 Abs. 3 EEG 2017) in Bezug. Da § 19 Abs. 3 EEG 2017 einen Speicherbetrieb ausschließlich vor dem Netz verlangt, kommen ein Strombezug aus dem Netz und die anschließende bloße Kennzeichnung des Stroms als EE-Strom über Herkunfts nachweise nicht in Betracht (vgl. unter 7.4.2.1 den Hinweiskasten zum dezentralen Speicher)⁸³. Die von § 61k Abs. 2 EEG 2017 vorausgesetzte Abfolge erscheint aufwändig, kann aber über das bereits etablierte Massenbilanzierungssystem auf dem Gasmarkt gut dargestellt werden.

Die Power-to-Heat-Technologie wird im § 61k EEG 2017 nicht ausdrücklich erwähnt, fällt aber wohl unter die physikalische Speicherung in Wärmespeichern nach § 61k Abs. 1 EEG 2017⁸⁴. Auch bei dieser Technologie ist Bedingung für die Befreiung, dass die Wärme zur Rückverstromung eingesetzt wird. Dies dürfte ein in der Praxis derzeit kaum relevanter Anwendungsfall sein.

7.5.1.2 Netznutzungsentgelt

Grundsätzlich fällt für Strom, den Letztverbraucher aus dem Netz der allgemeinen Versorgung beziehen, ein Netznutzungsentgelt an. Dies trifft daher auch die Einspeicherung von Strom in einem Stromspeicher. Das Netznutzungsentgelt erhebt der Netzbetreiber für die Nutzung der Netzinfrastruktur, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und zur Deckung von Transportverlusten. Im Folgenden werden zunächst die Entstehung der Netzentgelte, sodann die Befreiungsmöglichkeiten und abschließend die Privilegierungsmöglichkeiten betrachtet.

Auf einen Blick

- Netzentgelte entstehen nur bei Strombezug des Speichers aus dem Netz der allgemeinen Versorgung.
- Der Strombezug des Speichers kann nur befristet von Netzentgelten befreit sein, wenn er jedenfalls den Strom vollständig wieder in dasselbe Netz ausspeichert. Dies gilt auch für die Vereinbarung über individuelle reduzierte Netzentgelte nach § 19 StromNEV.
- Der Strombezug einer Power-to-Gas-Anlage kann von Stromnetzentgelten und Gasnetz-Einspeisenetzentgelten befreit sein, wenn das Gas in das Gasnetz eingespeist wird.
- Power-to-Heat-Technologie wird nicht entsprechend begünstigt.

⁸³ Vgl. auch BT-Drs. 17/6071, S. 62.

⁸⁴ Vgl. Altrock, in Altrock/Oschmann/Theobald, in EEG-Kom.4. Aufl.: § 37 Rn. 55.

Das Entgelt entsteht beim Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung durch den Letztverbraucher, vgl. §§ 15 Abs. 1 S. 2, 17 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Die Letztverbrauchereigenschaft i.S.d. § 3 Nr. 25 EnWG wird in diesem Kontext für Stromspeicher angenommen, da das Einspeichern grundsätzlich als Stromverbrauch gewertet wird.

Bemessungsgrundlage ist die insgesamt bezogene Strommenge, d.h. insbesondere auch Betriebs- oder Verluststrommengen für den Speicherbetrieb, da insofern unproblematisch von Stromverbrauch gesprochen werden kann.⁸⁵ Wird dagegen kein Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen, entsteht für den Speicherbetrieb kein Netznutzungsentgelt, was bei der Planung des Speichers durch Bürgerenergiegenossenschaften möglicherweise vorteilhaft berücksichtigt werden kann.

Bestimmte Letztverbraucher können von den Netzentgelten befreit werden. Für Stromspeicher und Power-to-Gas-Technologien wurden spezielle Befreiungstatbestände geschaffen, die jedoch nicht alle Einsatzmöglichkeiten umfassen. Zentrale Regelung für die Befreiung von Energiespeichern von den Netzentgelten ist § 118 Abs. 6 EnWG.

Gem. § 118 Abs. 6 S. 1 u. 2 EnWG werden ortsfeste Neuanlagen zur Stromspeicherung (also zum Beispiel keine Elektro-Autos) für 20 Jahre und optimierte Pumpspeicheranlagen mit bestimmten Leistungs- oder Speicherkapazitäten für 10 Jahre befristet von der Zahlungspflicht freigestellt, wenn sie innerhalb desselben Netzes Strom wiedereinspeisen, vgl. § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG. Dieser Befreiungstatbestand ist folglich in zeitlicher und technologischer Hinsicht eingeschränkt. Das Rückspeiseerfordernis führt letztlich dazu, dass jede Strommenge zumindest einmal mit den Netzentgelten belastet wird – ein ähnliches Ergebnis wie bei der EEG-Umlagebefreiung. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass sämtliche Stromspeichertechnologien, die rückverstromen können, von der Regelung für Neuanlagen umfasst sind.⁸⁶ Eine Definition des Gesetzgebers gibt es allerdings nicht.

Für Bürgerenergiegenossenschaften ist diese Regelung somit nur dann anwendbar, wenn sie einen Stromspeicher neu in ihr Konzept integrieren wollen und den aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommenen Strom lediglich zur Rückspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung zwischenspeichern. Handelt es sich dagegen um ein Konzept zur Versorgung eigener Bedarfe vor dem Netz, also um den Fall, dass selbst erzeugter Strom vor Ort zwischengespeichert und verbraucht wird, fällt das Netzentgelt zumeist ohnehin nicht an. Da hier viele unterschiedliche Varianten denkbar sind, sollten die Befreiungsmöglichkeiten vor Errichtung des Stromspeichers genau geprüft werden.

Auf die Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher setzt eine Befreiung speziell für die Wasserelektrolyse auf, wobei von dem Erfordernis der Rückverstromung

⁸⁵ Vgl. Lehnert/Vollprecht, in ZNER 2012, 356.

⁸⁶ Vgl. Säcker, in BErlKommEnR: § 188, Rn. 12 und 17.

abgesehen wird. Davon profitieren Power-to-Gas-Anlagen, in denen durch Elektrolyse Wasserstoff hergestellt wird. Das gilt auch dann, wenn durch die Zugabe von Kohlendioxid Methan hergestellt wird. Die Ausnahmentatbestände in diesem Sonderfall befreien gem. § 118 Abs. 6 S. 7 u. 8 EnWG sowohl vom Stromnetzentgelt beim Einspeichern als auch vom Einspeisenetzentgelt für das Gasnetz beim Ausspeichern. Letzteres wird notwendig, da anders als bei Strom (vgl. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV) die Einspeisung von Gas gem. § 13 GasNEV grundsätzlich Netzentgeltpflichtig ist (Ausnahmen sind die Gaseinspeisung in ein Verteilernetz, vgl. § 18 Abs. 1 S. 3 GasNEV, oder der Spezialfall, dass Biogas i.S.v. § 3 Nr. 10c EnWG in das Fernleitungsnetz eingespeist wird, vgl. § 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV). Das erzeugte und in das Gasnetz eingespeiste Methan oder der Wasserstoff müssen gemäß § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG ausdrücklich nicht rückverstromt werden. Hier weicht die Regelung also zugunsten von Power-to-Gas von den übrigen Regelungen für Stromspeicher ab und führt auch zu einem anderen Ergebnis als die Befreiung von der EEG-Umlage, die, wie oben dargestellt, nur dann gewährt wird, wenn das erzeugte Speichergas wieder rückverstromt wird.

Sofern Bürgerenergiegenossenschaften eine Power-to-Gas-Anlage in ihr Konzept integrieren, kann deren Strombezug also von den Netzentgelten befreit sein. Bedingung ist allerdings, dass das erzeugte Gas in das Erdgasnetz eingespeist wird. Es kann dann nicht vor Ort zum Beispiel zur Wärmeversorgung eingesetzt werden. Diese Einschränkung sollten lokale Versorgungskonzepte unbedingt beachten.

Anders als Stromspeicher und Power-to-Gas-Anlagen werden Power-to-Heat-Technologien von der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG nicht erfasst. Theoretisch kann eine analoge Anwendung, also in Anlehnung an die Befreiung für Power-to-Gas, erörtert werden. Eine analoge Anwendung setzt jedoch eine vergleichbare Interessenlage und eine planwidrige Regelungslücke voraus. § 118 Abs. 6 EnWG intendiert jedenfalls eine Regelung zum Umgang mit überschüssigem Strom, damit Anlagen bspw. nicht (schadensersatzpflichtig) abgeschaltet werden müssen und der Strom anderweitig genutzt werden kann. Dies wäre eine Erklärung für die Privilegierung der Sektorenkopplungstechnologie Power-to-Gas. Auch der Power-to-Heat-Technologie kann eine solche Funktion zukommen. Allerdings dürfte es an der zweiten Voraussetzung für eine analoge Behandlung fehlen: Die Planwidrigkeit der Regelungslücke ist bei einer Ausnahmeverordnung eher nicht anzunehmen, denn Ausnahmeverordnungen haben gerade den Charakter, nur einen ganz bestimmten Einzelfall regeln zu wollen.

Lektürehinweis

Weitere Informationen zum Thema Sektorenkopplung und politische Entwicklungen für die Stromnutzung vor dem Netz im Rahmen des Einspeisemanagements des EEG finden sich in der Studie des IKEM „Umschalten statt Abschalten“ im Auftrag des BWE auf www.ikem.de.⁸⁷

Ist kein Raum für eine Befreiung, kommen für Speicher Privilegierungen durch ein reduziertes Netzentgelt über § 14a EnWG oder § 19 Abs. 4 StromNEV in Betracht. Nach Ablauf der auf 20 Jahre befristeten vollständigen Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG kann ein individuelles reduziertes Netzentgelt gem. § 19 Abs. 4 StromNEV mit dem Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber für den Stromspeicher unter den im Wesentlichen gleichen Voraussetzungen vereinbart werden.

Eine weitere Privilegierungsmöglichkeit ergibt sich aus § 14a EnWG für diejenigen Letztverbraucher, die dem Verteilnetzbetreiber vertraglich die Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung ermöglichen (z.B. Elektro-Speicherheizungen oder Elektrowärmepumpen, über § 14a S. 2 EnWG auch Elektromobile). Diese Regelung könnte für Stromspeicheranlagen, die unter den Begriff der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen fallen, dann interessant sein, wenn sie an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden und sie nicht darauf ausgerichtet sind, ausschließlich Strom aus der eigenen Erzeugung zwischenzuspeichern. Denn die Steuerung durch den Netzbetreiber bedeutet, dass dieser in einem gewissen Rahmen bestimmt, wann Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung in der steuerbaren Verbrauchseinrichtung eingespeichert wird. Ein verringertes Netzentgelt kann dann als Gegenleistung für eine Steuerungsbefugnis über eine vertragliche Einigung mit dem zuständigen Verteilernetzbetreiber vereinbart werden. Es bleibt abzuwarten, wie die Bundesregierung von ihrer neuen Verordnungsermächtigung aus § 14a S. 3 EnWG Gebrauch machen wird, in der sie insbesondere die Steuerungsmaßnahmen und die Vertragsgestaltung konkretisieren darf.

⁸⁷ Ass. jur. Simon Schäfer-Stradowsky, Ass. jur. Benjamin Boldt, Philipp Krahn, LL.M. (TU Dresden), in: „Umschalten statt Abschalten“, Rechtswissenschaftliche Studie zur optimierten Nutzung von Windenergie, März 2016, im Auftrag des BWE Rechtswissenschaftliche Studie zur optimierten Nutzung von Windenergie.

7.5.1.3 Weitere netzentgeltgekoppelte Abgaben und Umlagen

An die zu zahlenden Netzentgelte sind die folgenden weiteren Umlagen und Abgaben geknüpft:

- Konzessionsabgabe, vgl. § 3 Nr. 18 EnWG: Über die Konzessionsabgabe i.S.v. § 1 Abs. 2 Konzessionsabgabeverordnung (KAV) wird das Wegerecht des Energieversorgungsunternehmens finanziert, das dieses von der Gemeinde für die Stromleitungen eingeräumt bekommt.
- KWK-Umlage: Sie dient der Finanzierung der durch dieses Gesetz vorgesehenen Fördertatbestände, vgl. § 26 Abs. 1 S.1 KWKG.
- Umlage nach § 19 StromNEV: Umlage zur Finanzierung der Privilegierung bei stromintensiver oder atypischer Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV.
- Offshore-Haftungsumlage, § 17f EnWG: Zur Finanzierung der Entschädigung bei Netzanbindungs- und Funktionsproblemen bei Offshore-Windenergieanlagen implementiert, vgl. § 17e EnWG.
- Abschaltbare-Lasten-Umlage, § 18 AbLaV i.V.m. § 9 KWKG: Diese Umlage finanziert die Vergütung für die vertraglich vereinbarte netzdienliche Abschaltung von Anlagen, vgl. § 4 AbLaV.

Liegen die Voraussetzungen einer Netzentgeltbefreiung vor, bedeutet das unter Umständen auch eine Befreiung von diesen netzentgeltgebundenen Abgaben und Umlagen, da sie letztlich in Verbindung mit den Netzentgelten erhoben werden. Das einfache Argument lautet daher, wenn keine Netzentgelte erhoben werden, können auch die übrigen Abgaben und Umlagen nicht erhoben werden. Diese Argumentation kann also Stromspeichern dienen, die komplett von den Netzentgelten befreit sind. Es hilft aber nicht bei einem lediglich reduzierten Netzentgelt. Diese Auslegung ist zudem umstritten. Zur Begründung wird unter anderem auf einen Leitfaden der BNetzA⁸⁸ zu modifizierten Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV verwiesen. Bei der Planung eines Stromspeichers sollte die Bürgerenergiegenossenschaft diese Frage mit dem Stromlieferanten abstimmen, der die Abgaben und Umlagen beim Letztverbraucher einzieht.

7.5.1.4 Stromsteuer für Energiespeicher

Die Stromsteuer wird auf die Entnahme von Strom aus dem Versorgungsnetz oder bei Selbstverbrauch erhoben und wird deshalb als Verbrauchssteuer eingeordnet, § 1 S. 3 Stromsteuergesetz (StromStG). Sie soll über die Reduzierung des Stromverbrauchs dem Klimaschutz dienen und auch den Einsatz erneuerbarer Energien unterstützen, wofür besondere Befreiungstatbestände geschaffen wurden.

⁸⁸ Vgl. BNetzA, „Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV“ (Stand 2011).

Die Einnahmen werden unter anderem zur Senkung der Sozialversicherungsbeträge eingesetzt, um den Arbeitsmarkt zu entlasten.⁸⁹

Zusammenfassung

- Eine Entnahme von Strom durch den Speicher lässt die Stromsteuer grds. entstehen.
- Entnahme von EE-Strom aus einer ausschließlich Grünstrom führenden Direktleitung kann stromsteuerbefreit sein.
- Entnahme von Strom aus kleinen Anlagen (bis 2 MW Nennleistung) kann stromsteuerbefreit sein.
- Die Entnahme von Strom durch Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder der Forst- und Landwirtschaft zu betrieblichen Zwecken kann zu Steuerentlastungen führen.

Lektürehinweis

Rodi, Gawel, Schäfer-Stradowky, Purkus: „Behandlung von Stromspeichern im Stromsteuer- und Energiesteuerwirtschaftsrecht; Rechtliche und ökonomische Untersuchung mit Reformvorschlägen“, verfügbar unter:

www.ikem.info/publikationen/#1441873920660-a173daba-0456

Die Entstehung der Stromsteuer ist stets an die Entnahme des Stroms in verschiedenen Konstellationen geknüpft, die letztlich jeden Fall der Stromnutzung abdecken sollen. Lediglich Netzverluste stellen keine Entnahme dar und lassen die Steuer folglich nicht entstehen.⁹⁰ Im Gegensatz zu den Netzentgelten und den daran gebundenen Abgaben und Umlagen (s.o.) setzt die Entnahme des Stroms nicht eine Entnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung voraus. Vielmehr wird der spezifisch für dieses Gesetz geschaffene Begriff des Versorgungsnetzes verwendet, der deutlich weiter gefasst ist.

Folgende Varianten der Steuerentstehung gibt es:

- § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 StromStG: Entstehung durch Entnahme des vom Versorger (derjenige, der Strom leistet, vgl. § 2 Nr. 1 StromStG) geleisteten Stroms durch den Letztverbraucher aus dem Versorgungsnetz.

⁸⁹ BT-Drs. 14/40.

⁹⁰ Laut Bundesfinanzhof (BFH) außerdem keine Entstehung der Stromsteuer im Falle von Umspann- und Leistungsverlusten sowohl im Netz der allg. Versorgung als auch für Betriebsnetz des Versorgers mangels eliminierender Nutzung, d.h. Stromverbrauch durch menschliches Verhalten, BFH Beschl. v. 24.02.2016 – Az.: VII R 7/15.

- § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 StromStG: Versorger entnimmt Strom aus Versorgungsnetz zum Eigenverbrauch.
- § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG: Bei Eigenerzeugern (derjenige, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt, vgl. § 2 Nr. 2 StromStG) mit Entnahme des Stroms zum Selbstverbrauch.

Steuerschuldner ist gem. § 5 Abs. 2 StromStG der Versorger (vgl. § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG) oder Eigenerzeuger (vgl. § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG). Allerdings wird die tatsächliche Belastung im ersten Fall über den Strompreis vertraglich auf die Stromkunden abgewälzt.

Ob die Entnahme zum Zwecke der Speicherung eine Entnahme im Sinne des Gesetzes ist und welches Netz oder welche Leitung eigentlich ein „Versorgungsnetz“ darstellt, ist umstritten. Beim Einspeichern wird eine Entnahme und damit ein Entstehen der Steuer aber grundsätzlich bejaht.

Es kann außerdem zu zwei Entnahmevergängen kommen, die die Steuer wiederholt auf die gleiche Strommenge entstehen lassen: erstens bei Entnahme aus dem Netz oder bei Selbstverbrauch im Einspeichervorgang und zweitens, im Anschluss an das Ausspeichern in das Versorgungsnetz, bei der zweiten Entnahme des Stroms durch einen anderen Letztverbraucher. Das Problem dieser doppelten Steuerentstehung wurde erkannt und soll grundsätzlich durch einen Befreiungstatbestand gelöst werden. Dessen Anwendung auf Speicherbetriebsmodelle kann allerdings Schwierigkeiten bereiten (dazu sogleich). Die Bundesregierung hat deshalb im Fall von vom Netzbetreiber im Netz betriebenen Batteriespeichern unverbindlich erklärt, dass der Einspeichervorgang in diesem Kontext keine Entnahme i.S.d. StromStG darstelle, da dieser Speicher selbst Netzbestandteil sei.⁹¹ Das Bundesministerium der Finanzen veröffentlichte 2014 einen entsprechenden Erlass.⁹² Für andere Speicherbetriebsmodelle bleibt die Frage aktuell wohl unbeantwortet, sodass im Zweifel von einer Entstehung auszugehen ist.

Für Batteriespeicher eines Netzbetreibers, die in ein Versorgungsnetz integriert sind, entsteht die Stromsteuer demnach nicht, für alle anderen Energiespeicher entsteht die Steuer. Für sie müssen dann die Möglichkeiten einer Befreiung von der Stromsteuer geprüft werden.

⁹¹ BT-Drs. 17/10875, S. 18 f.

⁹² Bundesministerium der Finanzen in einem Erlass, E-VSF-Nachrichten N 40, v. 31. Juli 2014, 184; III B 6 - V 4220/14/10001 (Dok. 2014/0679957).

Ausblick

Im Entwurf der Bundesregierung zur Novellierung des Stromsteuergesetzes⁹³ wird § 5 StromStG neu ausgestaltet. Es ist ein neuer § 5 Abs. 1a StromStG-E geplant, demgemäß die Stromsteuer bereits nicht entsteht, wenn der Strom nach dem StromStG befreit ist oder die Voraussetzungen des § 11 Nr. 12 o. 14 StromStG-E vorliegen. Dies dient letztlich der Klarstellung, dass, soweit eine Befreiung zutrifft, keine Stromsteuererklärung abgegeben werden muss. Es wird somit die Fiktion geschaffen, die Stromsteuerpflicht sei nie entstanden.

Besonders relevant für stationäre Batteriespeicher wird außerdem der neu eingefügte § 5 Abs. 4 StromStG-E. Stationäre Batteriespeicher dürfen danach gesetzlich festgelegt als Teil des Versorgungsnetz gelten, sofern sie der vorübergehenden Stromspeicherung dienen und den Strom anschließend in ein Versorgungsnetz einspeisen. Der neu eingefügte § 5 Abs. 2 StromStG-E dient ausweislich der Gesetzesbegründung der gesetzlichen Umsetzung des Erlasses des Bundesministeriums der Finanzen vom 31. Juli 2014 (vgl. o.).⁹⁴ Hier soll somit die bestehende Praxis gesetzlich klargestellt werden.

Stationäre Batteriespeicher sollen als Konsequenz daraus nunmehr in § 2 Nr. 9 StromStG-E legaldefiniert werden. Umfasst soll sein: jeder aufladbare Stromspeicher auf elektrochemischer Basis, der während des Betriebs ausschließlich an seinem geographischen Standort verbleibt, dauerhaft mit dem Versorgungsnetz verbunden ist und bei dem der daraus entnommene Strom nicht auch dem Antrieb eines Fahrzeuges dient.

Geht man davon aus, dass die Stromsteuer grundsätzlich für Energiespeicher entsteht, ist zu prüfen, inwiefern Befreiungs- bzw. Privilegierungstatbestände greifen. Befreiungen sind für die folgenden Situationen vorgesehen, wobei auch hier stets auf den Entnahmekontext abgestellt wird:

- § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG: Entnahme von Strom aus einem ausschließlich mit erneuerbaren Energieträgern (vgl. § 2 Nr. 7 StromStG) gespeisten Grünstromnetz oder aus einer entsprechenden Direktleitung (Output- oder Erzeugnisbefreiung).

Dieser Befreiungstatbestand verlangt in der ersten Alternative, dass das grüne Netz ausschließlich Grünstrom führt, was in der Realität wohl kaum zu gewährleisten sein dürfte. Eine Ausnahme können Eigenstromnetze darstellen oder in einen

⁹³ Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes, Februar 2017.

⁹⁴ Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes, Februar 2017, S. 71.

Anlagenpark integrierte Speicher. Sobald jedoch ein Netzzugang existiert (was aus Gründen der Versorgungssicherheit fast immer erforderlich ist), gestaltet sich das „Ob“ und „Wie“ der Anwendbarkeit dieses Befreiungstatbestandes diffizil. Das Meinungsspektrum zur Anwendbarkeit des Befreiungstatbestandes lässt im restriktivsten Auslegungsfall den Befreiungsanspruch beim geringsten Stromtausch mit dem Netz komplett entfallen, während eine andere Ansicht den Austausch in gewissem (kleinem) Umfang zulässt und Strommengen entsprechend anteilig befreien will. Teilweise wird auch die Netznutzung nicht eingeschränkt, sondern es wird versucht, entsprechende Strommengen so abrechnungsgenau wie möglich zu befreien. Mit Sicherheit kann man die Befreiung aber folglich nur beanspruchen, wenn keine Verbindung zum Netz besteht und im Fall einer Direktleitung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 Alt. 2 StromStG. Insbesondere letzterer Fall kann in die Planung einbezogen werden, wenn bspw. der Speicher Strom direkt aus der EE-Erzeugungsanlage zugeleitet bekommt.

- § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG: Strom, der ausschließlich zur Stromerzeugung entnommen wird (Input- oder Einsatzstoffbefreiung).

Sinn und Zweck dieser Befreiung ist die Vermeidung der Doppelbesteuerung in den Fällen, in denen die Steuer durch erneute Entnahme des ausgespeicherten Stroms aus dem Netz auf eine Strommenge doppelt entsteht. Ein Bezug zu Stromspeichern ergibt sich aus dem Begriff unmittelbar nicht. Erst in Verbindung mit § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV, der ausdrücklich nur „Pumpspeicherkraftwerke“ adressiert, lässt sich ein Bezug herstellen. Da Pumpspeicherkraftwerke mangels grundsätzlicher Relevanz für Bürgerenergiegenossenschaften nicht Gegenstand der hiesigen Betrachtung sind und eine Übertragung der Vorschrift auf andere Speichertechnologien im Ergebnis zumeist angelehnt wird, soll an dieser Stelle auf weitere Ausführungen verzichtet werden.

- § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG: bei Strom aus Anlagen mit einer Nennleistung von bis zu 2 MW, die entweder a) vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird, oder b) von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang mit der Anlage entnehmen (Output- oder Erzeugnisbefreiung).

Dieser Befreiungstatbestand setzt in beiden Varianten eine Anlage mit einer installierten Leistung von höchstens 2 MW und einen räumlichen Zusammenhang zwischen Stromerzeugung und -entnahme voraus. Laut der neuesten Legaldefinition aus § 12 Abs. 5 StromStV kann jede Entnahmestelle in einem 4,5-km-Radius um die (jeweilige, vgl. § 12 Abs. 2 S. 2 StromStV) Erzeugungsanlage unter den Begriff „räumlicher Zusammenhang“ subsumiert werden. Was weiter die 2-MW-Grenze anbelangt, ist § 12 Abs. 1 u. 2 StromStV maßgeblich, der ggf. vorhandene mehrzählige Anlagen verklammert. Verklammert werden gem. Absatz 1 an einem Standort

unmittelbar verbundene Anlagen (insbesondere Anlagen in Modulbauweise im selben baulichen Objekt). Anlagen an unterschiedlichen Standorten werden verklammert bei zentraler Steuerung einzelner Erzeugungseinheiten zum Zweck der Stromerzeugung, d.h. insbesondere bei Fernsteuerbarkeit i.S.d. § 20 Abs. 2 EEG 2017, und wenn zumindest teilweise der erzeugte Strom in das Versorgungsnetz eingespeist werden soll. Die 2-MW-Grenze ist nach dieser Vorschrift relativ schnell erreicht und der Befreiungstatbestand wird unanwendbar. Unterstellt, der Speicher im bürgerenergiegenossenschaftlichen Betrieb wäre eine Erzeugungsanlage in Bezug auf den Ausspeichervorgang i.S.d. StromStG, dann wäre zu beachten, dass er eine Stromerzeugungseinheit i.S.d. § 12b StromStV darstellt und bei der Ermittlung der 2 MW-Grenze zu berücksichtigen wäre.

- § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG: Entnahme des Stroms durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes (§ 2 Nr. 3 u. 4 StromStG) für die Elektrolyse. Strom, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes (vgl. § 2 Nr. 3 u. 4 StromStG) nachweislich zum Zwecke der Elektrolyse entnommen hat, kann (nachträglich) von der Steuerpflicht befreit werden. Über den Wortlaut hinaus kann hier grundsätzlich die PtG-Technologie unter den sachlichen Anwendungsbereich subsumiert werden. Es handelt sich demnach um eine technologiespezifische Befreiung, die jedoch für Bürgerenergiegenossenschaften wegen der Beschränkung auf das produzierende Gewerbe kaum relevant ist. Privilegierungen, d.h. Steuerentlastungen oder bspw. Erlasse gem. den §§ 9b und 10 StromStG sind zwar grundsätzlich auf Speicher anwendbar⁹⁵, setzen jedoch einen Stromverbrauch zu betrieblichen Zwecken von Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder der Land- und Forstwirtschaft voraus, was beim Speicherbetrieb von Bürgerenergiegenossenschaften nur im Einzelfall zu erwarten ist.

7.5.1.5 Umsatzsteuer

Die Umsatzsteuer bemisst sich anhand des Strompreises inklusive aller Abgaben, Steuern und Umlagen. Dass dadurch eine doppelte Belastung im Sinne einer „Versteuerung der Steuer“ verursacht wird, wird zwar teilweise kritisiert, derzeit aber juristisch nicht beanstandet.

7.5.2 Vermarktungsoption: Energiespeicher am Regelenergiemarkt

Auf einen Blick

- Stromspeicher können sowohl negative als auch positive Regelleistung am Markt anbieten.
- Wer mit dem an sich dezentral betriebenen Speicher negative Regelenergie bereitstellt, kann wegen des Graustrombezugs keinen EEG-Zahlungsanspruch mehr geltend machen.

⁹⁵ Vgl. Fraunhofer IWES et al. 2014, S. 102.

- Funktionale Speicher (Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen) eignen sich wegen des Umwandlungsprozesses nur für negative Regelenergie.
- Die entscheidende Hürde stellen die Präqualifikationsvoraussetzungen dar.
- Die erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung für allein negative Regelenergie wird den Speichern oft besondere Schwierigkeiten bereiten, da durch den Netzstrombezug grds. staatlich induzierte Strompreisbestandteile anfallen und in entsprechendem Umfang in das Gebot eingepreist werden müssen.

Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung kann nicht nur mit Lasten verbunden sein, sondern eine Dienstleistung darstellen, die einen Vergütungsanspruch begründet. Der Regelenergiemarkt kann dafür eine Plattform bieten. Die Funktion des Regelenergiemarkts und dessen Untergliederung wurde in den Kapiteln 3.5 und 4.5 bereits dargestellt, sodass insofern auf die Abschnitte verwiesen wird.

Vergütet wird schon die Bereitschaft, Regelleistung im Bedarfsfall zur Verfügung zu stellen (Leistungspreis). Tritt der Bedarfsfall ein, wird der höhere Arbeitspreis bezahlt. Die Höhe beider Preise wird entsprechend §§ 6 ff. Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) durch Ausschreibungen ermittelt⁹⁶ und ist entsprechenden Schwankungen unterworfen. Anlagen mit Teilnahmewunsch müssen zunächst präqualifiziert werden. Für die Präqualifikation ist der jeweilige Anschlussübertragungsnetzbetreiber zuständig.⁹⁷ Die für die Präqualifikation jeweils vorausgesetzten Mindestangebotsgrenzen dürfen u.U. durch regelzonenübergreifendes Pooling kleinerer Anlagen verwirklicht werden, vgl. § 6 Abs. 4 S. 4 StromNZV.

Ausblick

Aktuell führt die BNetzA auf Grundlage ihres Eckpunktepapiers ein Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten von Sekundärregelung und Minutenreserve durch.⁹⁸ Neue Ausschreibungsbedingungen sollen insbesondere die Teilnahme kleinerer Akteure anreizen, wobei Speicher explizit angesprochen werden.

⁹⁶ Wöchentliche Ausschreibung für Primär- und Sekundärreserve, werktägliche Ausschreibung für Minutenreserve.

⁹⁷ Grundlage im Bereich Primärregelleistung: Anhang D1 des Transmissioncodes; Grundlage im Bereich Sekundärregelleistung: Anhang D2 des Transmissioncodes; siehe: <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>, aufgerufen 07. März 2017.

⁹⁸ Vgl. BNetzA: BK6-15-158, BK6-15-159, verfügbar unter: www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-158/BK6-15-158_Verfahrenseroeffnung.html?nn=266956, aufgerufen am 07. März 2017.

Hinweis

Der Übertragungsnetzbetreiber kann zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf den Speicher einwirken. Der Betreiber ist dann zu einem entsprechend angepassten Betrieb der Anlage gesetzlich oder vertraglich verpflichtet.

§ 13 Abs. 1, 1a EnWG regelt einen solchen Fall, setzt jedoch eine installierte Leistung von mindestens 10 MW voraus. Ein weiteres Beispiel ist die Vorhaltung von Erzeugungs- oder Speicheranlagen zur Bildung einer Netzreserve (vgl. §§ 1 Abs. 1, 2 Abs. 1 Reservekraftwerksverordnung (ResKV)). Die Zurverfügungstellung der bestehenden Anlage muss vertraglich zwischen Übertragungsnetz- und Speicherbetreiber vereinbart werden. Ein solcher Vertrag darf aber gem. § 5 Abs. 2 Nr. 1, § 1 Abs. 1 ResKV nur für sog. „systemrelevante Anlagen“ i.S.d. § 13a Abs. 2 S. 8 u. 9 EnWG geschlossen werden.⁹⁹

Beide Tatbestände setzen damit eine Anlagengröße voraus, die für Bürgerenergiegenossenschaften in der Regel nicht erwartet wird. Etwaige Entschädigungen oder Vergütungen infolge des Zugriffs dürften deshalb als mögliche Einnahmequelle zu vernachlässigen sein.

7.6 Ausspeichern

Der Ausspeichervorgang ist mit Fragen verbunden, die die Verwendung der Energie und damit etwaige gesetzlich vorgesehene Vergütungs- oder (geförderte) Vermarktungsmöglichkeiten betreffen.

7.6.1 EEG-Förderung

Nach dem § 19 Abs. 1 EEG 2017 ist nur Strom aus Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien eingesetzt werden, förderfähig. Der Vorgang der Zwischenspeicherung ist gem. § 19 Abs. 3 S. 1 EEG 2017 für den Förderanspruch unschädlich. Die Höhe des Vergütungsanspruchs reduziert sich jedoch im Ergebnis, da gemäß § 19 Abs. 3 S. 2 EEG 2017 nur die (nach Abzug der Speicherverluste) in das Netz ausgespeicherte Strommenge für die EEG-Förderung relevant ist.

⁹⁹ Neuanlagen spielen für die Reserve aufgrund der äußerst restriktiven Voraussetzungen nach den §§ 8 ff. ResKV hier grds. keine Rolle.

EEG 2017, Förderung auf einen Blick

- Ausgespeicherte EE-Stommengen sind grds. förderfähig.
- Vorrangiger Zahlungsanspruch ist die Marktprämie, da die geförderte Direktvermarktung grds. verpflichtend ist.
- Die Teilnahme an der geförderten Direktvermarktung kann mit der Kennzeichnung des Stroms mit Regionalnachweisen kombiniert werden.
- Wird die „sonstige Direktvermarktung“ gewählt, kann grds. ein Anspruch auf vermiedene Netzentgelte bestehen.
- EEG-ungeförderte Strommengen können mithilfe von Herkunfts nachweisen als EE-Stromprodukte gekennzeichnet werden.

Wie bisher auch, sieht das EEG 2017 grundsätzlich drei Möglichkeiten vor, EE-Strom zu veräußern. Grundfall ist die Veräußerung über die „geförderte Direktvermarktung“, mit der ein Zahlungsanspruch auf Marktprämie verbunden ist. Die meisten neuen EE-Anlagen müssen sich für die Marktprämienförderung an einem Ausschreibungsverfahren beteiligen, sich also „bewerben“. In Ausnahmefällen kann der Strom weiterhin direkt an den Netzbetreiber veräußert und die feste Einspeisevergütung beansprucht werden. Diese Variante wird nun über die sogenannte Ausfallvergütung abgedeckt und beträgt nur noch 80 Prozent des eigentlichen Vergütungsanspruchs. Sie soll als „doppelter Boden“ für die Direktvermarktung fungieren.

Schließlich kann der Strom nach wie vor im Wege der „sonstigen Direktvermarktung“ veräußert werden. Darunter werden alle Fälle gefasst, in denen weder die Marktprämie noch die feste Einspeisevergütung (Ausfallvergütung) in Anspruch genommen wird. Dies betrifft zum Beispiel die Vermarktung mithilfe von Herkunfts nachweisen.

Wird aus 100%-EE-Strom Speichergas i.S.d. § 5 Nr. 42 EEG 2017 erzeugt und anschließend rückverstromt, kann für diesen Strom auch ein Förderanspruch geltend gemacht werden. Allerdings bemisst sich die Förderhöhe an der „ausgespeicherten“ Strommenge, § 19 Abs. 3 S. 3 EEG 2017. Nicht berücksichtigt wird damit der zuvor betriebene Umwandlungsaufwand.

Zu beachten ist, dass ein Förderanspruch in Form der Vergütung oder der Marktprämie grundsätzlich nur besteht, soweit kein vermiedenes Netzentgelt gem. § 18 Abs. 1 S. 1 StromNEV in Anspruch genommen wird, vgl. § 19 Abs. 2 EEG 2017. Des Weiteren verringert sich der als Berechnungsgrundlage des Zahlungsanspruches auf die Marktprämie gem. § 53c EEG 2017 anzulegende Wert um die Höhe einer auf die kWh gewährten Stromsteuerbefreiung rückwirkend (!) zum 01. Januar 2016, vgl. § 104 Abs. 5 EEG 2017. Dies kann insbesondere Fallkonstellationen betreffen, in denen das Konzept vorsieht, dass eine EE-Strommenge über das

Netz in räumlicher Nähe an Dritte regional gefördert direktvermarktet wird. Die Verringerung des EEG-Zahlungsanspruchs aufgrund der auf die vom Dritten entnommene Strommenge gewährten Stromsteuerbefreiung kann die Strom erzeugende Bürgerenergiegenossenschaft tariflich berücksichtigen.

Wer außerdem beim „Letztverbrauch für die Eigenversorgung“ im Sonderfall der Versorgungsaufgabe gem. § 61a Nr. 3 EEG 2017 von der EEG-Umlage befreit ist, kann ebenfalls keine Förderung in Anspruch nehmen. Bürgerenergiegenossenschaften, deren Konzept eine Umlagebefreiung gem. § 61 Nr. 3 EEG 2017 ermöglicht, sollten sich deshalb überlegen, ob die Umlagebefreiung oder die finanzielle Förderung für sie wirtschaftlich interessanter ist. Dasselbe gilt bei der Wahl zwischen einem vermiedenen Netzentgelt oder einem EEG-Zahlungsanspruch.

Schließlich gilt, dass der EE-Strom laut dem Doppelvermarktungsverbot gem. § 80 EEG 2017 nicht mehrfach veräußert werden darf.

7.6.2 Feste Einspeisevergütung

Für die in das Netz eingespeiste EE-Strommenge kann eine Vergütung beansprucht werden (gem. § 21 Abs. 1 Nr. 1 u. 2, § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017). Dies betrifft kleine Anlagen mit höchstens 100 kW installierter Leistung, deren Vergütungsanspruch gem. § 53 S. 1 EEG 2017 berechnet wird. Wie bisher handelt es sich um einen gesetzlich festgelegten Wert, der neuerdings um 0,2 bzw. 0,4 Cent reduziert wird. Anlagen mit mehr als 100 kW installierter Leistung können eine Vergütung für drei aufeinanderfolgende Monate und für insgesamt höchstens sechs Monate im Jahr geltend machen, wobei in diesem Fall der anzulegende Wert gem. § 53 S. 2 EEG 2017 um 20% reduziert wird. Für alle Anlagen in der Einspeisevergütung gilt gem. § 21 Abs. 2 EEG 2017, dass eine Teilnahme am positiven und negativen Regelenergiemarkt nicht erlaubt ist und der gesamte Strom aus der Anlage, der nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zu der Anlage verbraucht und durch ein Netz durchgeleitet wird, dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden muss.

7.6.3 Geförderte Direktvermarktung

Seit dem EEG 2014 ist die Direktvermarktung für neuere Anlagen (Inbetriebnahme ab 01. Januar 2016) mit einer installierten Leistung ab 100 kW verpflichtend und dementsprechend auch für Bürgerenergiegenossenschaften bedeutend.

Die geförderte Direktvermarktung wird in § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 geregelt. Die Förderung erfolgt dabei durch die Auszahlung der Marktprämie. Die Marktprämie wird aus der Differenz zwischen anzulegendem Wert (etwas mehr als die Einspeisevergütung) und dem Marktpreis, d.h. dem monatlichen durchschnittlichen Börsenstrompreis am Spotmarkt, gebildet. Voraussetzungen der Direktvermarktung sind gem. § 20 Abs. 1 EEG 2017 insbesondere:

- Nr. 1: Der EE-Strom wird durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten direkt vermarktet.

- Nr. 3: Der Strom stammt aus einer fernsteuerbaren Anlage gem. § 20 Abs. 2 und 3 EEG 2017 (ggf. i.V.m. dem MsbG). Abweichend von den Vorgaben des § 9 EEG 2017 zur Fernsteuerbarkeit der Anlage ist für die Anspruchsbegründung auf die Marktprämie für bestimmte Anlagen unter weiteren Voraussetzungen die Implementierung eines intelligenten Messsystems für die Fernsteuerbarkeit vorgegeben.
- Nr. 4: Der Strom wird in einem bestimmten Bilanz- und Unterbilanzkreis bilanziert.

Im EEG 2017 wird für Anlagen mit einer Nennleistung ab 750 kW (150 kW bei Biomasse) der anzulegende Wert wettbewerblich im Wege von technologiespezifischen Ausschreibungen ermittelt. Das sog. Ausschreibungsmodell war bereits in § 2 Abs. 5 S. 1 EEG 2014 angelegt. Die Teilnahmepflicht an Ausschreibungen gilt zunächst für neue Windenergieanlagen an Land, vgl. § 22 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017, und neue PV-Anlagen gem. § 22 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017, soweit sie nicht unter die Bagatellgrenze fallen.

Da die Teilnahme am Ausschreibungssystem ein hohes wirtschaftliches Risiko für kleinere Akteure bedeuten kann, wurden für Bürgerenergiegesellschaften besondere Bedingungen geschaffen. Dies gilt für den Betrieb von Windenergieanlagen an Land, (§ 36g EEG 2017). Das Planungs-, Zuschlags- bzw. Preisrisiko soll für sie etwas begrenzt werden, indem ihnen bspw. bereits vor Erteilung der Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) ein Mitbieten erlaubt wird. Auf wesentliche Voraussetzungen wird im Folgenden überblicksartig eingegangen.

Bürgerenergiegesellschaften werden in § 3 Nr. 15 EEG 2017 legaldefiniert. Die von ihnen zu errichtenden Anlagen dürfen aus höchstens sechs Windenergieanlagen mit insgesamt höchstens 18 MW installierter Leistung bestehen. Über die erwartete Leistung der Anlage ist statt der Genehmigung lediglich ein den allgemein anerkannten Regeln der Technik¹⁰⁰ entsprechendes Gutachten vorzulegen und die Anzahl der Anlagen zu benennen. Die Bürgerenergiegenossenschaft muss insbesondere nachweislich Eigentümerin oder Berechtigte bzgl. der zu nutzenden Fläche sein und weder die Gesellschaft, noch eines ihrer stimmberechtigten Mitglieder darf an einer anderen Bürgerenergiegesellschaft beteiligt sein, die innerhalb von 12 Monaten vor Angebotsabgabe einen Zuschlag erhalten hat. Weitere Voraussetzungen, die eine Umgehung des engen subjektiven Anwendungsbereichs des § 36g EEG 2017 verhindern sollen, sind zu beachten. Es sei darauf hingewiesen, dass für eine endgültige Zuordnung des Zuschlags der durch die Anlage betroffenen Gemeinde gem. § 36g Abs. 3 Nr. 3 b) EEG 2017 nachweislich zumindest eine Beteiligung von 10% an der Anlage angeboten worden sein muss.

¹⁰⁰ Das Vorliegen der Voraussetzungen wird vermutet, wenn gem. § 36g Abs. 1 S. 2 EEG 2017 die Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen der „FGW e. V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien“ eingehalten und das Gutachten von einer nach DIN EN ISO IEC 17025 für die Anwendung dieser Richtlinien akkreditierten Institution erstellt worden sind.

Schließlich ist für an der Ausschreibung teilnehmende Anlagen der § 27a EEG 2017 zu beachten, wonach eine Förderung nicht erfolgt, wenn „nur“ Überschussstrom in das Netz eingespeist wird. Es muss vielmehr der gesamte in der Anlage erzeugte Strom eingespeist werden, um die Marktpremie zu erhalten. Ausgenommen davon ist Strom, der verbraucht wird:

- durch die Anlage oder andere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind (Nr. 1),
- in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind (Nr. 2),
- zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste (Nr. 3),
- in den Stunden, in denen der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion negativ ist (Nr. 4), oder
- in den Stunden, in denen die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 reduziert wird (Nr. 5).

Der Ausnahmefall aus Nr. 5 kann für Power-to-X-Geschäftsmodelle interessant werden.¹⁰¹ § 27a EEG 2017 bedeutet eine deutliche Regelverschärfung. Denn bisher war es den Anlagenbetreibern belassen, den von ihnen erzeugten Strom ohne besondere Einschränkungen in prozentualen Anteilen (gefördert) direkt zu vermarkten, bzw. nach § 37 und 38 EEG 2014 vergüten zu lassen, vgl. § 20 Abs. 2 EEG 2014. Ein Verstoß gegen § 27a EEG 2017 führt nunmehr zum (rückwirkenden) Anspruchsverlust für das gesamte Kalenderjahr, vgl. § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017.

Anlagen in der geförderten Direktvermarktung dürfen ihren EE-Strom gem. § 79a EEG 2017 unter bestimmten Voraussetzungen mithilfe von Regionalnachweisen als regionalen Grünstrom kennzeichnen. Seit Abschaffung des Grünstromprivilegs durch das EEG 2014 spielte die Frage der Möglichkeit zur regionalen Grünstromvermarktung eine große Rolle, denn der grüne Mehrwert lokal erzeugten EE-Stroms konnte nicht kommerzialisiert werden. Die neuen Regionalnachweise sollen dieser Situation abhelfen, indem durch die Regionalkennzeichnung in der Stromrechnung den EE-Erzeugungsanlagen eine Möglichkeit geschaffen wird, den Abnehmern ein Produkt mit Identifikationspotenzial zu bieten. Hierdurch sollen Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft gesteigert werden.¹⁰² Die Regionalnachweise werden parallel zu den Herkunftsnachweisen vom Umweltbundesamt (UBA) verwaltet. Konkret bedeutet dies: Die Bürgerenergiegenossenschaft kann als Anlagenbetreiber Regionalnachweise für EE-Strom beantragen, den sie an Kunden in der Region

¹⁰¹ Siehe: Schäfer-Stradowsky/Boldt/Krahn: Rechtswissenschaftliche Studie zur optimierten Nutzung von Windenergie im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie (BWE), März 2016.

¹⁰² Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2016), S. 294 ff.

liefern will. Die Nachweise können zu einer Steigerung des Marktwerts des EE-Stroms führen, was sich in einer entsprechenden Tarifgestaltung abbilden ließe und zu Mehreinnahmen führen könnte. Zu berücksichtigen ist bei der Kombination von Regionalkennzeichnung und geförderter Direktvermarktung, dass sich der gesetzlich bestimmte anzulegende Wert dann gem. § 53b EEG 2017 um 0,1 Ct/kWh reduziert.

7.6.4 Sonstige Direktvermarktung

EE-Strom kann außerdem über die „sonstige Direktvermarktung“ i.S.v. § 21a EEG 2017 veräußert werden. In diesem Rahmen kann der Strom zum Beispiel über Herkunftsachweise gem. § 79 EEG 2017 als EE-Strom gekennzeichnet werden (nicht als Regionalstrom nach § 79a EEG 2017, siehe oben). Dadurch soll ihm ein höherer Marktwert verliehen werden. Derzeit lassen sich über Herkunftsachweise nur in seltenen Fällen Beträge erwirtschaften, die den Verzicht auf die Marktprämie auffangen können. Für Anlagen, die aus der EEG-Förderung herausfallen (etwa nach 20 Jahren Betrieb) könnten die Herkunftsachweise aber wirtschaftlich interessant sein.

Für Betreiber dezentraler Anlagen, die keine EEG-Förderung beanspruchen, kann ein Anspruch auf ein vermiedenes Netzentgelt für Strom, den sie in ein Verteilnetz einspeisen, gem. § 18 Abs. 1 StromNEV in Betracht kommen. Dies kann für an Ausschreibungen teilnehmenden Bürgerenergiegenossenschaften interessant sein, die den EE-Strom nicht über die geförderte Direktvermarktung fördern lassen können, weil sie ihn in einem multivalenten Stromspeicher zwischenspeichern (wg. § 27a EEG 2017).

7.6.5 Power-to-Gas-Technologie, Speichergas vermarkten

Wird Speichergas i.S.v. § 5 Nr. 42 EEG 2017 nicht rückverstromt, ist fraglich, wie es vermarktet oder zumindest günstig genutzt werden kann. Zu beachten ist bei der Veräußerung von Gas, dass die aus dem Erdgasnetz entnommene Gasmenge als Energiezeugnis mit der Energiesteuer belegt sein kann. Folgende Nutzungen sind im rechtlichen Rahmen angelegt:

- Das Speichergas kann gem. § 19 Abs. 3 S. 4 EEG 2017 neben anderen erneuerbaren Energieträgern zur Erzeugung von förderfähigem EE-Strom eingesetzt werden.
- Für die Einspeisung von Biogas i.S.v. § 3 Nr. 10c EnWG¹⁰³ (nicht i.S.d. § 3 Nr. 11 EEG 2017!) kann u.U. ein pauschales Entgelt für vermiedene Netznutzung verlangt werden.

¹⁰³ § 3 Nr. 10c EnWG bestimmt den Biogasbegriff wie folgt: „Biogas ist Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen“.

- Des Weiteren kann Gas als positive Regelenergie gegen eine Vergütung in das Gasnetz geleitet werden, vgl. §§ 27 ff. GasNZV. Die Funktion des Gasregelenergiemarktes entspricht insoweit dem für Strom (vgl. o. 7.5.2). Allerdings setzt die Zurverfügungstellung von Regelenergie zumindest die Vereinbarung mit einem präqualifizierten Gashändler und die Vorhaltung eines Gasspeichers voraus. Kommunale Gasspeicher sind jedoch oft zu klein, als dass sie ohne Pooling am Regelenergiemarkt teilnehmen könnten. Diese Dienstleistung müsste mithin der Gashändler anbieten.
- Wird das Speichergas für die Wärmeerzeugung verwendet, ergibt sich aus dem EE-Wärmegesetz (EEWärmeG) keine unmittelbare Verwertungsmöglichkeit, da Speichergas keine erneuerbare Energie i.S.d. § 2 Abs. 2 EEWärmeG ist. Im Gebäudesektor kann sich jedoch eine mittelbar wirkende Vergünstigung aus einer Reduzierung des Primärenergiefaktors¹⁰⁴ (dazu im Einzelnen sogleich) durch den Einsatz von Speichergas ergeben.
- Im Mobilitätsbereich kann das entsprechend aufbereitete Gas für Erdgasfahrzeuge oder für mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt werden. Es kann derzeit nicht unter den Begriff „Biokraftstoffe“ i.S.d. § 37b BImSchG subsumiert und folglich nicht auf die gesetzlich vorgegebene Biokraftstoffquote zur Minderung der Treibhausgasemissionen angerechnet werden.

7.6.6 Power-to-Heat-Technologie, Wärme vermarkten

Auf einen Blick

- Die regionale Vermarktung der Wärme setzt einen Anschluss an ein Wärmenetz voraus.
- Allgemeine Anschlussansprüche, die mit denen für Strom oder Gas vergleichbar wären, gibt es nicht.
- Insbesondere bei der Vereinbarung über die Belieferung von Fernwärme unter Verwendung von AGB sind die Spezialregelungen zu den §§ 305 ff BGB aus der AVBFernwärmeV zu beachten.
- Die Deckung individueller Wärmebedarfe bietet sich als unproblematische Option an. Dadurch können die Wärmeversorgungskosten reduziert und der Primärenergiebedarf des Gebäudes positiv beeinflusst werden.

Im Bereich der Power-to-Heat-Technologie stellt sich die Frage, welcher Verwertungspfad der wirtschaftlich attraktivste für die Wärme ist und ob sich möglicherweise aus dem Gesetz Vergünstigungen für aus EE-Strom erzeugte Wärme ergeben.

¹⁰⁴ Siehe dazu das Grundlagenpapier des BDEW: „Primärenergiefaktoren; Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung“, 22. April 2015, insbes. die Tabelle auf S. 4.

Ein gesetzlicher Anreiz zur Verwendung von EE-Wärme findet sich im Rechtsrahmen für erneuerbare Energien bzw. Energieeffizienz im Gebäudesektor (Erneuerbare Energiewärmegegesetz (EEWärmeG) und Energieeinsparverordnung (EnEV)). Ausgangspunkt ist der Primärenergiebedarf eines Gebäudes, dessen zulässige Höhe gesetzlich begrenzt ist. Der Primärenergiebedarf lässt sich sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite abbilden. Auf der Verbrauchsseite können bspw. Dämmmaßnahmen am Gebäude den Verbrauch reduzieren. Auf der Wärmeerzeugungsseite kann ein hoher EE-Anteil helfen, den Primärenergiefaktor zu reduzieren. Der Primärenergiefaktor folgt dabei dem Prinzip: Je effizienter und umweltschonender der gesamte Wärmeerzeugungsprozess, desto niedriger der Faktor. Der Vorteil eines niedrigen Primärenergiefaktors liegt in den dann niedrigeren Anforderungen an den Gebäudebestand in Bezug auf Verbrauchsreduzierung bzw. effiziente Energienutzung.

Hinweis

Nimmt die Power-to-Heat-Anlage durch Bereitstellung negativer Regelleistung am Regelenergiemarkt teil, ist zu beachten, dass Strom aus dem allgemeinen Netz bezogen wird, der als „grau“ gilt. Der Primärenergiefaktor der Wärme erhöht sich dann entsprechend.

Möchte die Bürgerenergiegenossenschaft Überschussstrom aus der eigenen EE-Erzeugungsanlage in Wärme umwandeln, kann sie diese grundsätzlich über das Wärmenetz vermarkten. Ist ein Wärmenetz vorhanden, besteht regelmäßig die entscheidende Hürde darin, an das Netz angeschlossen zu werden. Die allgemeinen Vorschriften des EnWG sehen keinen Anspruch auf Netzzugang und -anschluss an ein Wärmenetz vor (vgl. o.), weshalb der Wärmeversorgungsmarkt für Bürgerenergiegenossenschaften nicht ohne Weiteres zugänglich ist. Bürgerenergiegenossenschaften können alternativ per Direktleitung zur Wärmeversorgung von individuellen Wärmebedarfen (z.B. von Schulen) beitragen. Die so versorgten Gebäude können dadurch unter Umständen Wärmeversorgungskosten sparen und von einem günstigen Primärenergiefaktor profitieren. Tritt die Bürgerenergiegenossenschaft als Fernwärmelieferant auf, sind die Vorgaben der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) zu beachten. Diese werden als Spezialregelung zu den §§ 305 BGB in der Vertragsgestaltung unter Verwendung von AGB relevant. Es können nach der AVBFernwärmeV bspw. deutlich längere Vertragslaufzeiten über die Belieferung von Fernwärme mit Mietern vereinbart werden, als dies nach § 309 BGB im Verhältnis zu Verbrauchern zulässig wäre. Im Gegenzug sind besondere Kündigungsregelungen vorgesehen.

Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass auch bei einem öffentlich-rechtlichen Fernwärmelieferverhältnis die Vorgaben aus der AVBFernwärmeV zu beachten sind, da in den zugrundeliegenden Rechtsvorschriften die Regelungen dieser Verordnung übernommen werden müssen, vgl. § 35 AVBFernwärmeV.

8 Glossar und Abkürzungsverzeichnis

8.1 Glossar

Absorption: Aufnahme von Atomen oder Molekülen von Gasen in einem anderen Stoff.

Absorptionswärmepumpe: Thermisch angetriebene Wärmepumpe (Verdichter wird thermisch angetrieben).

Adsorption: Anlagerung von Atomen oder Molekülen von Flüssigkeiten oder Gasen an eine feste Oberfläche.

Adsorptionsspeicher: Wärmespeicher, dessen Funktionsweise auf dem Adsorptionsprozess basiert.

Blockheizkraftwerk: Eine meist auf einem Verbrennungs- oder Stirlingmotor basierende, kompakte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage.

Enthalpie: Maß für die Energie in einem thermodynamischen System.

GuD-Anlage: Kombiniertes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk. Die Abwärme einer Gasturbine wird in einen Abhitzekessel eingespeist, mit dessen Dampf wiederum eine Dampfturbine angetrieben wird; dieser Kombiprozess ist durch einen sehr hohen Wirkungsgrad gekennzeichnet (60%).

Kompressionswärmepumpe: Elektrisch angetriebene Wärmepumpe (Verdichter wird elektrisch angetrieben).

Kraft-Wärme-Kopplung: Bei der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt eine gleichzeitige Bereitstellung von Strom und Wärme in einer Anlage, wodurch sich ein hoher Gesamtnutzungsgrad des eingesetzten Brennstoffs ergibt (80 bis 95%).

Latente Wärmespeicher: Bei latenten Wärmespeichern erfolgen Energieaufnahme und Energieabgabe durch eine Änderung des Aggregatzustandes des Speichermaterials.

Minutenregelleistung: Regelleistungsprodukt, bei dem die Mindestangebotsgröße 5 MW beträgt (positiv oder negativ). Die vereinbarte Leistung muss innerhalb von 15 Minuten vollständig erbracht werden können. Die Ausschreibung erfolgt täglich für bestimmte Zeitscheiben.

Multivalent betriebener dezentraler Stromspeicher: Ein dezentraler Stromspeicher, den eine Person betreibt, um Strom sowohl in das Netz einzuspeisen als auch zum Verbrauch ohne Netznutzung auszuspeichern.

Phase Change Material: Speichermedium von latenten Wärmespeichern, bei dem eine Änderung des Aggregatzustandes erfolgt.

Primärenergiebedarf: Energiebedarf zur Deckung der Gesamtenergiennachfrage, d. h. auch der Energiebedarf zur Gewinnung, Umwandlung und zum Transport des Energieträgers.

Primärenergiefaktor: Das Verhältnis von insgesamt aufgewendeter Primärenergie zur Menge der Endenergie beim Nutzer.

Regelleistung: Zum Ausgleich von Schwankungen der Stromnetzfrequenz benötigte elektrische Energie. Die Vorhaltung von Kapazitäten wird von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben.

Residuallast: Anteil der Stromlast, der nicht durch Solar- und Windkraft gedeckt wird.

Schwarmspeicher: Mehrere kleine Speicheranlagen, die so vernetzt sind, dass sie wie eine große Anlage betrieben werden können.

Sektorkopplung: Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, z.B. durch den Einsatz von Power-to-Heat oder Power-to-Gas.

Sekundärregelleistung: Regelleistungsprodukt, bei dem die Mindestangebotsgröße 5 MW beträgt (positiv oder negativ). Die vereinbarte Leistung muss innerhalb von 5 Minuten vollständig erbracht werden können. Die Ausschreibung erfolgt wöchentlich für bestimmte Zeitscheiben.

Selbstentladungsrate: Kapazitätsverlust eines Batteriespeichers durch chemische Prozesse. Die Selbstentladungsrate wird meist in% pro Zeiteinheit angegeben.

Sensible Wärmespeicher: Bei diesen Speichern erfolgen Energieaufnahme und Energieabgabe durch eine Temperaturänderung des Speichermediums.

Thermochemische Wärmespeicher: Diese Wärmespeicher basieren auf chemisch reversiblen Reaktionen oder Sorptionsprozessen.

Wärmedichte: Die Wärmedichte beschreibt den Wärmebedarf bezogen auf die Fläche eines Projektgebiets.

8.2 Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke
BauO Land	Bauordnung des jeweiligen Bundeslandes
BBergG	Bundesberggesetz
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz

BNetzA	Bundesnetzagentur
COP	Coefficient of Performance
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
GasNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
GuD-Anlage	Kombiniertes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
KAV	Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
kWp, kWel, kWth	Leistung in Kilowatt: peak, elektrisch, thermisch
MsbG	Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelli-genten Energienetzen
NAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung
NDAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck
PCM	Phase Change Materials
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
StromStG	Stromsteuergesetz
StromStG-E	Stromsteuergesetzentwurf
WHG	Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts

9 Literaturverzeichnis

Albrecht, Uwe; Landinger, Hubert; Weindorf, Werner (2012): Erzeugungspfadaanalyse Power to Gas. Kosten und Wirkungsgrade verschiedener Nutzungspfade im Vergleich. Ergebnispräsentation. Berlin: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Online verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege_Power_to_Gas/LBST_Erzeugungspfadaanalyse_dena-Berlin_13JUN2012.pdf, zuletzt geprüft am 25.03.2015.

Bertuccioli, Luca; Chan, Alvin; Hart, David; Lehner, Franz; Madden, Ben; Standen, Eleanor (2014): Development of Water Electrolysis in the European Union. Final Report. Studie von E4tech Sarl. und element energy im Auftrag von Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (Hrsg.).

Blesl, M. (2014): Vorlesung KWK Anlage und Systeme. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart.

Bock-Müller, R. (2012): Wie gründe ich eine Energiegenossenschaft? Karlsruhe: Baden-Württembergischer Genossenschaftsverband e.V.

BFH, Beschl. v. 24.02.2016 – Az.: VII R 7/15, online verfügbar unter: <http://juris.bundesfinanzhof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bf&Art=en&Datum=Aktuell&nr=32968&pos=16&anz=79>, zuletzt geprüft am 07.03.2017.

BNetzA, „Leitfaden zur Eigenversorgung“, Stand Juni 2016, online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 07.03.2017.

BNetzA, „Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 Strom-NEV“, Stand 2011, online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_71_Individuelle_Netzentgelte_Strom/Leitfaeden/Leitfaden_indiv_Netzentgelte_2011/Leitfaden_neu_2011_node.html, zuletzt geprüft am 07.03.2017.

BNetzA: Verfahren der Ausschreibung von Regelenergie, Beschlüsse online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Regelenergie/regelenergie-node.html, zuletzt geprüft am 07.03.2017.

Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des

Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2016), online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-ausschreibungen-erneuerbare-energien-aenderungen-eeg-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 07.03.2017.

Bundesregierung, Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes, Stand Februar 2017, online verfügbar unter: http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Gesetze/2017-02-15-aenderung-energie-und-stromsteuergesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 07.03.2017.

C.A.R.M.E.N. e.V. (2016) – Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (Hrsg.): Marktübersicht Batteriespeicher, Informationsangebot. Dezember 2016. Online verfügbar unter <https://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/stromspeicher/batterien/813-marktuebersicht-fuer-batteriespeichersysteme>, zuletzt geprüft am 06.03.2017.

Deutscher Bundestag Drucksache 14/40 v. 17.II.1998, Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Entwurf eines Gesetzes zum Einstieg in eine ökologische Steuerreform, online verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/14/000/1400040.pdf>, zuletzt geprüft am 07.03.2017 (Kurzbezeichnung: BT.Drs. 14/40).

Deutscher Bundestag, Drucksache 17/6071 v. 06.06.2011, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, online verfügbar: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/060/1706071.pdf>, zuletzt geprüft am 07.03.2017 (Kurzbezeichnung: BT-Drs. 17/6071, S. 00)

Deutscher Bundestag, Drucksache 17/10875 v. 28. 09. 2012, Schriftliche Fragen mit den in der Woche vom 24. September 2012 eingegangenen Antworten der Bundesregierung, online verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/108/1710875.pdf>, zuletzt geprüft am 07.03.2017 (Kurzbezeichnung: BT-Drs. 17/10875).

Deutscher Bundestag, Drucksache 18/10668 v. 14.12.2016, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/10209, 18/10352, 18/10444 Nr. 1.10 – Entwurf eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung, online verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/106/1810668.pdf>, zuletzt geprüft am 07.03.2017 (Kurzbezeichnung: BT-Drs. 18/10668, S. 00)

Deutsches CleanTech Institut (2013): Speichertechnologien 2013. Schwerpunkt Photovoltaik. Bonn: Deutsches CleanTech Institut GmbH. Online verfügbar unter: http://www.dcti.de/fileadmin/pdfs_dcti/DCTI_Speichertechnologie_web.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2015.

Dena (Hg.) (2012): Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz. Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln.

Diekmann, B.; Rosenthal, E. (2014): Energie. Physikalische Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung. Wiesbaden: Springer.

Doetsch, Christian Dr.; Burfeind, Jens Dr. (2014): Batterietechnologien – jenseits von Lithium und Blei. Digitale Präsentation zum Leopoldina-Symposium „Energiespeicher - der fehlende Baustein der Energiewende“. Sulzbach-Rosenberg: Fraunhofer UMSICHT.

Eller, D. (2015). Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland. Wiesbaden: Springer.

Elsner, P.; Sauer, D. (2015): Energiespeicher Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Pfinztal: Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie.

Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH. (2015). Geschäftsmodelle für Bürgerenergiegenossenschaften. Markterfassung und Zukunftsperspektiven. Kaiserslautern: LaNEG.

ETG Taskforce Wärmemarkt (Juni 2015). Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050. VDE-StudieETG Taskforce Wärmemarkt. Frankfurt am Main.

Fraunhofer IWES; Stiftung Umweltenergierecht; Fraunhofer IFAM (Juni 2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Agora Energiewende. Kassel.

Fuchs, Georg; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk Uwe (2012): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP). RWTH Aachen. Berlin. Hg. v. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe.

Fuhs, Michael (2016): Marktübersicht Heimspeicher. In pv magazine (02), S. 54-61. Online verfügbar unter <http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/>, zuletzt geprüft am 09.03.2017.

Graf, Frank; Götz, Manuel; Henel, Marco; Schaaf, Tanja; Tichler, Robert (2014): Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten. Teilprojekte

B-D Abschlussbericht. Hg. v. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Bonn.

Groscurth, H.-M.; Bode, S. (Februar 2013): Discussion Paper Nr. 9 „Power-to-heat“ oder „Power-to-gas“. Hamburg: arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik.

Häfner, F.; Wagner, R.; Meusel, L. (2015): Bau und Berechnung von Erdwärmeanlagen. Berlin, Heidelberg: Springer.

Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maike (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung. Stuttgart

Hauer, A. (2000): Offene Adsorptionsspeicher mit Zeolith. Garching: Bayrisches Zentrum für Angewandte Energieforschung.

Hauer, A. (2002): Thermochemische Speicher mit Zeolith zum Heizen und Kühlen. Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung. Würzburg

Hauer, A.; Hiebler, S.; Reuß, M. (2013): Wärmespeicher. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Hirschl, Bernd (2013): Power2Gas. Schlüsseltechnologie für die Energiewende? NetzGipfel der Bürger Energie Berlin. Ohne Ort (Digitale Präsentationsdatei): IÖW Berlin und BTU Cottbus-Senftenberg. Online verfügbar unter: http://www.buerger-energie-berlin.de/wp-content/uploads/131109-PtG-Hirschl_Netzgipfel-10Nov2013.pdf, zuletzt geprüft am 26.03.2015.

IBC Solar AG (2014): IBC SolStore 6.5 Li Datenblatt (PDF). Online verfügbar unter: http://sonnenstrom-bauer.de/files/Datenblatt_IBC_SolStore_6_5_Li.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2015.

Jülich, Verena (2016): Comparison of electricity storage options using levelized cost of stor-a-ge (LCOS) method. In: Applied Energy 183, S. 1594-1606. DOI: [10.1016/j.apenergy.2016.08.165](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.165).

Kairies, Kai-Philipp; Haberschusz, David; Magnor, Dirk; Leuthold, Matthias; Badeda, Julia; Sauer, Dirk Uwe (2015): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstrom-speicher. Jahresbericht 2015. Aachen: ISEA RWTH Aachen. Online verfügbar unter: <http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/studien.html>, zuletzt geprüft am 23.03.2016.

Lambauer, J.; Ohl, M.; Blesl, M.; Voß, A.; Fahl, U. (2008): Industrielle Großwärmepumpen – Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice-Beispiele. Stuttgart: IER Universität Stuttgart.

Lüdemann, H. (2014): Isocal – Energie zum Heizen und Kühlen. Isocal HeizKühlsysteme GmbH. Ludwigsburg.

- Mangold, D.; Brenner, M.; Schmidt, T. (2001): Langzeit-Wärmespeicher und solare Nahwärme. BINE Informationsdienst. Fachinformationszentrum Karlsruhe Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information mbH. Bonn
- Mangold, D.; Schmidt, T.; Müller-Steinhagen, H. (2002): Saisonale Wärmespeicher in solar unterstützten Nahwärmesystemen Erfahrungen aus dem Programm Solarthermie-2000. Stuttgart: ITW Universität Stuttgart.
- Marx, R.; Nußbicker-Lux, J.; Bauer, D.; Heidemann, W.; Drück, H. (2011): Saisonale Wärmespeicher – Bauarten, Betriebsweise und Anwendungen. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- Platt, M.; Exner, S.; Bracke, R. (März 2010): Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes – Bestandsaufnahme und Trends. GeothermieZentrum Bochum. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Bochum.
- Rummich, E. (2009): Energiespeicher. Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen. Renningen: Expert-Verlag.
- Rundel, Paul; Meyer, Benedikt; Meiller, Martin; Meyer, Inge; Daschner, Robert; Jakuttis, Michael et al. (2013): Studie Speicher für die Energiewende. Sulzbach-Rosenberg: Fraunhofer UMSICHT. Online verfügbar unter: http://www.umsicht-suro.fraunhofer.de/content/dam/umsicht-suro/de/documents/studien/studie_speicher_energiewende.pdf, zuletzt geprüft am 22.07.2014.
- Sauer, Dirk Uwe; Lunz, Benedikt; Magnor, Dirk (2013): Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. Kurzgutachten. Aachen, Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU sowie Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe. Online verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/kurzgutachten_marktanreizprogramm_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 02.04.2015.
- Saur, Genevieve; Kurtz, Jennifer; Ainscough, Chris; Peters, Michael (2014): Stationary Fuel Cell Evaluation. Präsentation beim 2014 DOE Annual Merit Review, 19. Juni 2014. Online verfügbar unter: http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review14/tvo16_saur_2014_o.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2015.
- Schäfer-Stradowsky, Ass. jur. Simon, Boldt, Ass. jur. Benjamin, Krahn, Philipp, LL.M. (TU Dresden), in: „Umschalten statt Abschalten“, Rechtswissenschaftliche Studie zur optimierten Nutzung von Windenergie, März 2016, im Auftrag des BWE, online verfügbar unter: <http://www.ikem.de/ikem-studie-umschalten-statt-abschalten/>, zuletzt geprüft am 07.03.2017.
- Schlick, Thomas; Hagemann, Bernhard; Kramer, Michael; Garrelfs, Jens; Rassmann, Alexander (2012): Zukunftsfeld Energiespeicher. Marktpotenziale standardisierter Lithium-Ionen-Batteriesysteme. Online verfügbar unter:

http://www.rolandberger.de/media/pdf/Roland_Berger_Zukunftsfield_Energiespeicher_20120912.pdf, zuletzt geprüft am 20.02.2015.

Schossig, P.; Haussmann, T. (2011): Wärme- und Kältespeicherung – Stand der Technik und Ausblicke. Leibniz Insitut für interdisziplinäre Studien e.V. Leipzig

Schuberth, J.; Kaschenz, H. (2008): Elektrische Wärmepumpen – eine erneuerbare Energie? Dessau: Umweltbundesamt.

Schürmann, H. (2013): Lohnt Wärmeliefer-Contracting für Privathäuser?. VDI Nachrichten. Ausgabe 50. Abgerufen am 12. Oktober 2016 unter: <http://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Finanzen/Lohnt-Waermeliefer-Contracting-fuer-Privathaeuser>

Seufert, Stefan (2015): Neue Chancen für die Photovoltaik 2015. In: Sonnenenergie, 01/2015, S. 20–23. Online verfügbar unter: http://www.dgs-franken.de/fileadmin/DGS-Franken/pdf/Neue_Chancen_fuer_die_Photovoltaik_2015.pdf, zuletzt geprüft am 11.04.2016.

Stadtwerk am See GmbH & Co. KG. (2016): Menüpunkt „Referenzen“. Abgerufen am 12. Oktober 2016 unter: <http://www.stadtwerk-am-see.de/de/geschaeftskunden/waerme/referenzen/referenzen.php?cat=kraft-waerme-kopplung>

Stadtwerk am See GmbH & Co. KG. (2016): Menüpunkt „Wärmeliefercontracting“. Abgerufen am 12. Oktober 2016 unter: <http://www.stadtwerk-am-see.de/de/geschaeftskunden/dienstleistungen/waermeliefercontracting/waermeliefercontracting.php>

Sterner, M.; Stadler, I. (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Heidelberg: Springer.

Vazquez, Sergio; Lukic, Srdjan M.; Galvan, Eduardo; Franquelo, Leopoldo G.; Carrasco, Juan M. (2010): Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications. In: IEEE Trans. Ind. Electron. 57 (12), S. 3881–3895.

Stand: April 2017

Alle Angaben trotz sorgfältiger Recherche ohne Gewähr.