

# Stromspeicher-Strategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 11. Januar 2024

Mit der Stromspeicher-Strategie hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) die beabsichtigten Aktivitäten des Ministeriums dargestellt. Diese Strategie ist Teil der Bemühungen Deutschlands, zu einem nachhaltigen und widerstandsfähigen Energiesystem überzugehen und erkennt die entscheidende Rolle der Stromspeicherung für den Ausgleich der intermittierenden Natur der erneuerbaren Energiequellen an. Die Thüga Aktiengesellschaft bedankt sich für die Gelegenheit zur Stellungnahme.

## Unsere wesentlichen Hinweise

- 1. Berücksichtigung der Unterschiede zwischen Großspeichern und Kleinspeichern**  
Auch wenn in Deutschland mittlerweile Heimspeicher mit einer Kapazität von 7,6 GWh installiert sind, wäre es aus unserer Sicht fahrlässig, diese mit ihrer vollen Kapazität in die Systemstabilität einzubeziehen. Auch der Beitrag von Kleinspeichern zur Netzstabilität ist nicht mit dem von Großspeichern vergleichbar.
- 2. Verbesserung der Systemstabilität durch Speicher**  
Die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien erfordert weiterhin Anlagen, die darauf reagieren können. Das Flexibilisierungspotenzial könnte durch den Abbau wirtschaftlicher Hemmnisse gehoben werden. Der Bau von Speichern durch die Verteilnetzbetreiber sollte erleichtert werden.
- 3. Fehlende Wirtschaftlichkeit von Großspeichern**  
Die Innovationsausschreibungsverordnung bietet keinen attraktiven Rahmen für den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern. Eine Aufhebung der Beschränkungen könnte kurzfristig zu einer Steigerung umgesetzter Projekte führen.
- 4. Position Netzentgeltbefreiung und Baukostenzuschüsse**  
Wir begrüßen die Verlängerung der Netzentgeltbefreiung und sehen keine Notwendigkeit für eine neue Netzentgeltsystematik. Von einer generellen Streichung der Baukostenzuschüsse (BKZ) für Speicher raten wir ab, begrüßen aber die Ankündigung, die Systematik der BKZ zu überprüfen.
- 5. Mehrwert durch Beteiligung**  
Als Netzwerk in der Thüga-Gruppe mit über 100 Stadtwerken in Deutschland sind unsere Partnerunternehmen und wir auf allen Wertschöpfungsstufen aktiv. Für den weiteren Dialog bieten wir uns als Gesprächspartner an.

## Einleitung

Stromerzeugung und -verbrauch müssen aus Gründen der Netzstabilität jederzeit im Gleichgewicht sein. Die hierzu im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie (SES) getroffenen Annahmen betrachten wir aufgrund unserer Erfahrungen mit einer gewissen Skepsis. Wir verweisen dazu auf unsere Stellungnahme zur [SES vom 18. Dezember 2023](#)<sup>1</sup>. Zwar ist die Stromerzeugung aus Sonne und Wind im Jahresverlauf gegenläufig. Gerade im Winter wird aber zukünftig durch den Hochlauf von Wärmepumpen ein deutlich erhöhter Strombedarf entstehen. Dieser kann derzeit auch in Privathaushalten nicht durch die dort vorhandenen Kleinspeicher gedeckt werden, weil die privaten Batteriespeicher im Winter durch die fehlenden Sonnenstunden kaum aufgeladen werden.

Zudem weisen wir darauf hin, dass der Beitrag von KWK-Anlagen und Batteriespeichern zur Netzstabilität sehr unterschiedlich ist. Schon aus diesem Grund bleibt die lokale Stromerzeugung wichtig. Auch für die

<sup>1</sup> [https://www.thuega.de/wp-content/uploads/Thuega/documents/20231218\\_Thu%CC%88ga\\_Konsultation\\_zum\\_Zwischenbericht\\_der\\_Systementwicklungsstrategie\\_final.pdf](https://www.thuega.de/wp-content/uploads/Thuega/documents/20231218_Thu%CC%88ga_Konsultation_zum_Zwischenbericht_der_Systementwicklungsstrategie_final.pdf)

Synchronisierung der Netzfrequenz von 50 Hertz wird es weiterhin große „Taktgeber“ für viele „kleine“ Einspeiser“ in das Stromnetz benötigen.

## 1. Berücksichtigung der Unterschiede von Großspeichern und Kleinspeichern

Wir teilen die Einschätzung, dass das Ausbaupotential von Pumpspeicherkraftwerken (PSW) in Deutschland begrenzt ist. Dies liegt nicht nur an lokalen Zielkonflikten mit Naturschutz und Tourismus. Nach unserer Einschätzung mangelt es bislang auch an einer fehlenden Wirtschaftlichkeit. Das „Drängen“ von Großspeichern in den Sekundärregelleistungsmarkt (SRL) ist nach unserer Beobachtung auf die fehlende Auskömmlichkeit von Erlösen im Markt für Primärregelleistung oder dem Intraday-Handel zurückzuführen. Um bestehende Anlagen wirtschaftlich zu erhalten, werden daher Alternativen zum ursprünglichen Geschäftsmodell gesucht.

Bei der Nutzung von Batterien in Elektrofahrzeugen sind Fahrzeughersteller und Fahrzeugeigentümer gefordert. Insbesondere der finanzielle Anreiz für die Fahrer von Elektrofahrzeugen muss hoch genug sein, um die psychologische Hemmschwelle der Reichweitenangst zu überwinden. In einem Pilotprojekt zum reinen Ladeverhalten, das die Thüga mit BS|ENERGY und BS|NETZ als Partner in einem Projekt des Fraunhofer IEE in Braunschweig durchgeführt hat, haben die Teilnehmenden die Steuerung der Ladevorgänge jedoch mehrheitlich nicht als Einschränkung ihrer Mobilität empfunden. Derzeit untersuchen wir in einem Folgeprojekt die Integration des bidirektionalen Ladens.

Darüber hinaus müssen aus unserer Sicht die Regelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) so angepasst werden, dass daraus ein für alle Seiten zufriedenstellendes Geschäftsmodell entstehen kann.

## 2. Verbesserung der Systemstabilität durch Speicher

Die vollständige Systemstabilität kann auch in Zukunft nicht allein durch Stromspeicher gewährleistet werden. Es werden weiterhin Anlagen benötigt, die kurzfristig auf Schwankungen reagieren können. Dazu gehören aus unserer Sicht Gaskraftwerke, die heute noch mit Erdgas und in Zukunft mit Wasserstoff betrieben werden. Auch die Stromerzeugung aus Biomassekraftwerken und Windkraftanlagen kann bei Bedarf kurzfristig an das Stromangebot angepasst werden. Der Einsatz von Elektrodenkesseln in Kombination mit Wärmespeichern ist eine weitere Möglichkeit zur Flexibilisierung des Strommarktes. Der wirtschaftliche Einsatz von Elektrodenkesseln wird jedoch u.a. durch Netzentgelte/Umlagen gehemmt. Werden diese Hemmnisse abgebaut, kann das Flexibilisierungspotential erhöht werden. Trotz des Hochlaufs von Heimspeichern sollten diese aus unserer Sicht nicht vollständig in die Frage der Systemstabilität einbezogen werden. Dies könnte fahrlässig sein, auch im Hinblick auf den Ausfall einer größeren Anzahl von Speichern durch Hard- oder Softwarefehler. Zudem kann überdies ein gezielter Cyber-Angriff auf Heimspeicher nicht ausgeschlossen werden, weshalb den Anforderungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) eine hohe Bedeutung zukommt.

Zwar beträgt die Kapazität der Batteriespeicher Anfang 2024 11,4 GWh. 84 Prozent davon sind jedoch Heimspeicher, die vermutlich in Verbindung mit einer PV-Anlage installiert wurden und sicherlich nicht vollständig für die Systemstabilität zur Verfügung stehen. Die Wirtschaftlichkeit dieser Heimspeicher beruht auf vermiedenen Strombezugskosten und auch unter diesem Gesichtspunkt sind viele Heimspeicher unwirtschaftlich. Gewerbespeicher (ab 30 kWh) oder Großspeicher (ab 1 MWh) refinanzieren sich ausschließlich über den Intraday-Handel oder die Vermarktung von Regelenergie.

In den durch EEG-Anlagen ausgelasteten Netzen können Speicher, die ausschließlich netzdienlich durch den verantwortlichen Anschlussnetzbetreiber gesteuert werden, einen wertvollen Beitrag für die Systemstabilität leisten. Schneller als andere Marktteilnehmer könnten Verteilnetzbetreiber (VNB) diese Speicher aufbauen, wenn die Regelungen des § 11b EnWG vereinfacht würden. Hier könnten Verteilnetzbetreiber (VNB) mit Blick auf den Bau von Speichern mit Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) gleichgestellt werden.

Meist sollen Speicher „marktlich“ oder als Reserveleistung durch Dritte gesteuert betrieben werden. Hierbei wird die Einspeiseleistung des Speichers parallel zur vollen EEG-Leistung in überlasteten Verteilnetzen angefordert. Da EEG-Anlagen Vorrang haben und Speicher als „Graustromerzeuger“ eingestuft sind, müssen die Speicher im Überlastfall (lokal beim Anschlussnetzbetreiber) abgeregelt werden und stehen dem Marktakteur nicht mehr zur Verfügung. Wenn Speicher ihre Rolle für die Systemstabilität voll ausspielen sollen, muss diese Einstufung geändert werden. Dies gilt auch für gemischt genutzte Speicher mit Strombezug aus einer EE-Anlage und aus dem Netz. Hier muss der zwischengespeicherte „grüne“ Strom seine ausgewiesene Eigenschaft beibehalten.

### 3. Fehlende Wirtschaftlichkeit von Großspeichern

Wir begrüßen, dass mit dem Gesetz zur Änderung des Raumordnungsgesetzes und anderer Vorschriften (ROGÄndG) vom 22. März 2023 das „überragende öffentliche Interesse für die Errichtung von Stromspeichern im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert wurde. Dies hilft unseren Partnerunternehmen in der Praxis sehr.

Leider bietet die Innovationsausschreibungsverordnung keine attraktiven Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern. Denn bisher darf ein Speicher im Rahmen der Innovationsausschreibung nur Strom von einer fest definierten EE-Anlage beziehen, auch wenn am selben Netzanschlusspunkt weitere EE-Anlagen einspeisen. Dies führt in der Praxis zu einer suboptimalen Auslastung des Speichers und schreckt potenzielle Investoren ab. Würde diese Beschränkung aufgehoben und den in der Innovationsausschreibung geförderten Großspeichern zusätzlich der Bezug von „grauem“ Netzstrom ermöglicht, könnte dies zu einer deutlichen Steigerung der Projektumsetzung führen.

### 4. Netzentgeltbefreiung und Baukostenzuschüsse

Die Verlängerung der Netzentgeltbefreiung für Speicher bei einer Inbetriebnahme bis 2029 sehen wir positiv, da diese zur Wirtschaftlichkeit beiträgt. Darüber hinaus befürworten wir eine Entfristung des § 118 Abs. 6 EnWG bzw. der Folgeregelung durch die BNetzA, um den Betreibern von Speichern auch zukünftig Investitionssicherheit zu gewähren. Durch die Netzentgeltbefreiung wird zudem eine Doppelzahlung von Netzentgelten vermieden, wenn der Speicher als „Zwischenspeicher“ fungiert.

Die Notwendigkeit einer neuen Netzentgeltsystematik, um den Strom aus dem Netz für Speicher attraktiver zu machen, sehen wir nicht. Zum einen würde dies die Komplexität bei der Netzentgeltberechnung unnötig erhöhen. Zum anderen bestehen mit der Netzentgeltreduzierung aus § 14a EnWG und der Netzentgelt- und Umlagebefreiung ausreichend wirtschaftliche Anreize, um Kleinspeicher zu betreiben.

Großes Potential bei der Unterstützung der Netzstabilität sehen wir vor allem bei Groß(batterie)speichern. Hier sollten die Anreize aus Systemsicht höher sein als bei kleinen Heimspeichern. Einen wichtigen Beitrag dazu können Großbatteriespeicher leisten, die von Netzbetreibern betrieben werden. Diese könnten die Speicher genau dann in der richtigen Art und Weise einsetzen, wenn es im Netz erforderlich ist (siehe Punkt 2 Systemstabilität). Wir halten es daher für wichtig, nicht nur den Kunden, sondern auch den Netzbetreibern den wirtschaftlichen Betrieb von Großbatteriespeichern zu ermöglichen. Diese Kunden könnten ihre Speicher unter Umständen konträr zur Netzdienlichkeit. Die europäischen Vorgaben für den Betrieb von Speichern durch Netzbetreiber sind dabei ausreichend und es sollten keine weiteren Hürden auf Bundesebene aufgestellt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben derzeit deutlich vorteilhaftere Regelungen und die Verteilnetzbetreiber sollten hier gleichgestellt werden.

Wir begrüßen den Ansatz, die Systematik der Baukostenzuschüsse (BKZ) zu überprüfen. Von einer generellen Befreiung raten wir jedoch ab. Mit einer Befreiung aller Speicher von Baukostenzuschüssen würde die Steuerungs-/Allokationsfunktion der BKZ verloren gehen. Dies würde dazu führen, dass möglicherweise unwirtschaftliche Speicher aufgestellt werden, die sich über zusätzlich steigende Netzentgelte auf alle Kunden auswirken und nicht verursachungsgerecht zugeordnet werden. Darüber hinaus ist der BKZ ein wichtiges Finanzierungsmittel (Stichwort Liquidität) für Netzbetreiber, mit dem die Energiewende weiter vorangetrieben werden kann.

Wir würden daher empfehlen, nur für bestimmte Speicher reduzierte/individuelle BKZ oder eine Befreiung von den BKZ zu gewähren. Dies sollte im weiteren Verfahren konkretisiert werden.

Die folgende Liste zeigt mögliche Ausnahmen und wie damit umgegangen werden könnte:

- Speicher, die der Netzdienlichkeit dienen (siehe Punkt 2 Systemstabilität)
- Speicher mit sehr hoher Leistung

Die Berechnung der BKZ könnte kongruent zu den BKZ in der Niederspannung (§ 11 NAV) erfolgen. Der prozentuale Anteil der zu zahlenden BKZ könnte dann für bestimmte Speicher im Vergleich zu den anderen Betriebsmitteln geringer ausfallen.

Wichtig ist aus unserer Sicht, dass der Netzbetreiber die Wahl hat, inwieweit niedrigere BKZ angeboten werden. Die Stromspeicher-Strategie sollte hier einen Rahmen vorgeben, da der BKZ viele betriebswirtschaftliche und strategische Auswirkungen hat, die für jeden Netzbetreiber individuell zu bewerten sind. So kann der Netzbetreiber den notwendigen Netzausbau individuell steuern, um seine Ressourcen optimal zu nutzen.

## 5. Mehrwert durch Zusammenarbeit

Das BMWK macht deutlich, dass - auch - im Rahmen der Stromspeicher-Strategie

- die Weiterentwicklung der Innovationsausschreibungen geprüft,
- durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) eine Regelung als Anschlusslösung für die bis 2029 geltende Netzentgeltbefreiung für Speichieranlagen diskutiert,
- die Beschleunigung von Netzanschlüssen umgesetzt bzw. ihre Umsetzung angestoßen,
- die Ausweitung des für „Grünstromspeicher“ bestehenden Netzanschlussvorrangs geprüft,
- die Akzeptanz für den Ausbau von Stromspeichern untersucht,
- eine sachgerechte Verkürzung und Vereinfachung der Genehmigungsverfahren erörtert,
- Hemmnisse bei Errichtung und Betrieb von PSW ebenfalls erörtert,
- im Rahmen der „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ Szenarien mit deutlichem stärkerem Batteriewachstum modelliert,
- die Entwicklung der Zubauprognostik für Stromspeicher erörtert
- und die Unterstützung von Innovation und Forschung bei Stromspeichern optimiert

werden soll(en).

Im Rahmen des dafür vorgesehenen „Ausblicksprozesses“ ist eine Verstärkung und Vertiefung des Dialogs zwischen BMWK und der (Stromspeicher-)Branche vorgesehen. Für diesen Dialog bietet sich die Thüga gerne an. Als Netzwerk in der Thüga-Gruppe mit über 100 Stadtwerken in Deutschland sind unsere Partnerunternehmen und wir auf allen Wertschöpfungsstufen aktiv und verfügen über langjährige Erfahrungen. So betreiben unsere Partnerunternehmen WEMAG AG (Schwerin) und eins energie in sachsen GmbH & Co. KG (Chemnitz) Großspeicher mit einer Leistung von jeweils 15 MW. Diese Erfahrungen und der Austausch darüber sollte vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz genutzt werden.

### **Ansprechpartner:**

Martin Bäumer

Referent Energiepolitik

T: 089-38197-1429

[martin.baeumer@thuega.de](mailto:martin.baeumer@thuega.de)

Markus Wörz

Leiter Energiepolitik

T: 089-38197-1201

[markus.woerz@thuega.de](mailto:markus.woerz@thuega.de)