

EWI - Vogelsanger Str. 321a - 50827 Köln

Dr. Philip Schnaars
Manager

Präsident des Landtags Nordrhein-Westfalen
Platz des Landtags 1
40221 Düsseldorf

LANDTAG
NORDRHEIN-WESTFALEN
18. WAHLPERIODE

**STELLUNGNAHME
18/1213**

A18

Tel.: +49 (0)221 650 745-44

Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Philip.schnaars@ewi.uni-koeln.de
www.ewi.uni-koeln.de

Stellungnahme zur Landtagsdrucksache 18/6367

23. Januar 2024

Sehr geehrter Herr Präsident Kuper,

wir bedanken uns für die Einladung, zu dem o.g. genannten Antrag der FDP-Fraktion als Sachverständiger Stellung zu nehmen.

Die gewünschte schriftliche Stellungnahme finden Sie als Anlage zu diesem Schreiben.

Für Rückfragen stehe ich Ihnen sehr gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Philip Schnaars

Anlage

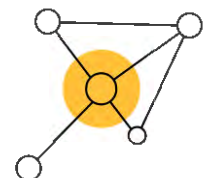
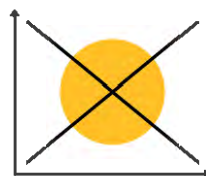
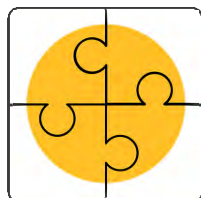
Schriftliche Stellungnahme zur Landtagsdrucksache 18/6367

Stellungnahme zur Landtagsdrucksache 18/6367

Antrag der FDP-Fraktion im Landtag Nordrhein-Westfalen „Hochlauf von Speichertechnologien als Schlüssel für klimaneutrale Energiewirtschaft vorantreiben“

Anhörung der Sachverständigen im Ausschuss für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landtags Nordrhein-Westfalen am 31. Januar 2024

Datum: 23. Januar 2024



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Dr. Philip Schnaars

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von mehr als 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Hintergrund

Der vorliegende Antrag der FDP-Fraktion im Landtag Nordrhein-Westfalen (Landtagsdrucksache 18/6367) vom 17. Oktober 2023 hat das Ziel, den Hochlauf von Stromspeichern im deutschen Energiesystem, insbesondere in Nordrhein-Westfalen, zu beschleunigen. Dies wird aus zwei wesentlichen Gründen als notwendig erachtet.

Zum einen werden in Folge der Ausbauziele der erneuerbaren Energien des „Osterpaketes“ der Bundesregierung (360 GW Photovoltaik und Wind im Jahr 2030) Situationen von (lokalem) Stromüberangebot stattfinden, die durch die Stromaufnahme durch Speicher reduziert werden sollen. Bereits im heutigen Stromsystem treten solche Situationen auf. Diese sind in der Regel durch negative Spotpreise an der Strombörse gekennzeichnet. Im Jahr 2023 trat dieser Fall während 347 Stunden auf¹. Erneuerbare-Energie-Anlagen, die über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, haben derzeit nur einen geringen Anreiz, ihre Stromeinspeisung anhand solcher marktlicher Gegebenheiten anzupassen. Eine Ausnahme liegt vor, wenn negative Preise über einen längeren Zeitraum auftreten und damit der Anspruch auf EEG-Förderung entfällt (§ 51 EEG).

Auch wenn sich dieses Phänomen durch den geplanten starken Kapazitätszubau der erneuerbaren Energien in Zukunft verstärken könnte, ist davon auszugehen, dass sich das Angebot erneuerbarer Energien nicht wesentlich an Marktsignalen orientieren wird. Auch geförderte Anlagen-Speicher-Kombinationen haben, beispielsweise im Falle der Innovationsausschreibungen, nur bei negativen Börsenpreisen einen Anreiz, die Stromeinspeisung zu reduzieren (§ 9 InnAusV).

Neben regulatorischen Änderungen auf diesem Gebiet kommt vor allem die Flexibilisierung der Nachfrageseite in Betracht, um Nichtnutzung von erneuerbaren Energien auf dem Gesamtmarkt zu reduzieren. Verschiedene Stromspeichertechnologien sind hierfür neben flexibler Steuerung von Wärmepumpen eine wesentliche Säule. Zusätzlich zur kurzfristigen Aufnahme eines Überangebotes an Strom tragen bestimmte Speichertechnologien über langfristige und großskalige Energiespeicherung zur Sicherung der Versorgungssicherheit mit Strom bei.

Zum anderen erwähnt der vorliegende Antrag, dass selbst in Fällen ohne nationalem Überangebot erneuerbarer Energien die beschränkte Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes zur Abregelung erneuerbarer Energien führen kann. Dies stellt eine kostensteigernde Ineffizienz des Stromsystems dar. Ein geeigneter Ausbau von Stromspeichern kann diese Kosten verringern, indem die Netzüberlastung reduziert und im Ergebnis der Netzausbaubedarf und Engpassmanagementkosten gegenüber einem System ohne nennenswerte Speichermöglichkeiten sinken.

¹ Epex Spot (2023): Market data.

Es besteht folglich Handlungsbedarf auf der Angebotsebene und der Netzebene des Stromsystems, um die Kosten des Stromsystems zu reduzieren. Hierzu kann der Ausbau von Speichertechnologien einen Beitrag leisten. Im Ergebnis konstatiert der vorliegende Antrag unter anderem, dass der Zubau von Speichertechnologien die Netzentgelte sowie die direkten Stromkosten für alle Verbraucher senkt.

Für das Erreichen der genannten Ziele soll die Landesregierung Nordrhein-Westfalen laut Antrag der FDP-Fraktion im Landtag den Bedarf und die Potenziale für Energiespeicher in Nordrhein-Westfalen identifizieren und über zusätzliche Akteursverzahnung, den Abbau von regulatorischen Hindernissen und zusätzliche Anreize für Investitionen den angestrebten Speicherhochlauf fördern. Auf Bundesebene soll die Landesregierung sich ebenfalls für Maßnahmen zur Verbesserung der Investitions- und Betriebsbedingungen sowie eine Koordination von Speichern und Netzen einzusetzen.

Die Anforderungen an den Speicherausbau sollen im Folgenden, nach einer Bestandsaufnahme des Speicherbestandes und -bedarfes, diskutiert werden. Dabei soll festgehalten werden, dass der Energiespeicherbedarf des Gesamtsystems in Zukunft durch verschiedene Technologien gedeckt werden wird. Wasserstoffspeicher speichern in den hier zitierten Szenarien für das Jahr 2045 mindestens zehnmal mehr Energie als Batterien. Aus Sicht des Gesamtsystems liegt das Potenzial für Batteriespeicher vorrangig in der Bereitstellung von Flexibilität. In dieser Stellungnahme sollen die derzeitigen und zukünftigen Rahmenbedingungen für die Bereitstellung von Flexibilität durch Batteriespeicher aus volkswirtschaftlicher Sicht diskutiert werden. Im Anschluss daran wird zu einzelnen Punkten des vorliegenden Antrages konkret Stellung genommen.

1 Speicher im jetzigen und zukünftigen Energiesystem

In Deutschland wird Energie in verschiedenen Formen und auf verschiedene Arten gespeichert. Dabei nimmt die Speicherung flüssiger Energieträger (Rohöl und Mineralölprodukte) im Jahr 2023 mit etwa 70 Prozent (509 TWh) den größten Anteil ein, gefolgt von Gas mit etwa 23 Prozent (169 TWh). Die restliche Energie wird als Steinkohle und Wärme gespeichert. Die Erdgasspeicherung wird perspektivisch durch den Aufbau einer Wasserstoffspeicherinfrastruktur ersetzt. Die direkte Speicherung von Strom über Batterien ist derzeit mit ca. 0,3 TWh vernachlässigbar.

Zukünftiger Bedarf an Batteriespeichern

Verschiedene Transformationsstudien für das deutsche Energiesystem weisen einen zukünftig stark steigenden Speicherbedarf aus. In den BMWK-Langfristszenarien² sind Batteriespeicher nur für Regionen mit stark eingeschränkten Potenzialen für erneuerbare Energien und geringen Möglichkeiten zum grenzüberschreitenden Stromhandel kosteneffizient (z.B. in Italien). In vergleichbaren Studien ist die Rolle von Batteriespeichern ausgeprägter dargestellt, insbesondere ab dem Jahr 2030 steigt in den vorhandenen Studien und betrachteten Szenarien das installierte Batteriespeichervolumen deutlich an^{3,4}. Dabei lässt sich eine große Spannweite beim zukünftigen Speicherbedarf zwischen den verschiedenen Studien feststellen, insbesondere für den lokalen Bedarf in Nordrhein-Westfalen.

Für Nordrhein-Westfalen hat das EWI einen Bedarf von Großbatterien in Höhe von 2 GW bis zum Jahr 2030 ermittelt, um die Versorgungssicherheit in den betrachteten Szenarien zu gewährleisten⁵. Die regionale Verteilung ergibt sich annahmegemäß aus dem lokalen Verhältnis von Angebot und Nachfrage. Batteriespeicher werden folglich dort platziert, wo die Nachfrage das Angebot strukturell übersteigt. Ein anderer Ansatz ist, wie in der im vorliegenden Antrag zitierten Studie des Fraunhofer ISE, Großbatteriespeicher nah an der EE-Erzeugung zu platzieren, was zu einem Bedarf von bis zu 9,4 GW⁶ bis zum Jahr 2030 führen kann⁷.

Im aktuellen Netzentwicklungsplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird für das Jahr 2037 eine installierte Großbatteriespeicherkapazität von 23,7 GW ausgewiesen, die

² Lux, B.; Sensfuß, F.; Kiefer, C.; Bernath, C.; Deac, G. (2021): Langfristszenarien 3 - Bericht Energieangebot. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf>

³ EWI (2021): dena-Leitsudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/dena-ls2/>

⁴ Luderer, G.; Kost, C.; Sörgel, D. (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Szenarien und Pfade im Modellvergleich. <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>

⁵ EWI (2023): Versorgungssicherheit für NRW in 2030. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/versorgungssicherheit-fuer-nrw-in-2030/>

⁶ Hier wird auf die Potenziale der erneuerbaren Energien und nicht auf einen angenommenen Zubaupfad abgestellt. Dies dürfte den tatsächlichen EE-Zubau und damit auch den Speicherbedarf überschätzen.

⁷ Fraunhofer ISE (2021): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update November 2021: Klimaneutralität 2045. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>

installierte Kapazität an Kleinbatteriespeicher liegt etwa um den Faktor 3 darüber⁸. Für den Zweck des Netzentwicklungsplanes wird ebenfalls angenommen, dass diese Batterien nah an Photovoltaik- und Windanlagen betrieben werden. Dies führt nach eigener Berechnung zu etwa 3,3 GW⁹ installierter Leistung von Großbatterien in Nordrhein-Westfalen.

Die hier angeführte Spannbreite verdeutlicht eine Unsicherheit über den zukünftigen Bedarf an Großbatteriespeichern sowie deren optimale Verortung im Stromnetz. Dieser Bedarf hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Neben dem Leitungsausbau sowohl auf Übertragungs- und Verteilnetzebene in Deutschland als auch an den Grenzkuppelstellen zu den Nachbarländern, der Verortung zukünftig entstehender Kraftwerke und der Einbindung von Flexibilitätspotenzialen der Elektro-PKW ist auch die lokale Verfügbarkeit von Wasserstoff-Elektrolyseuren als alternative¹⁰ Speichertechnologie ein wesentlicher Einflussfaktor. In endogenen Szenariorechnungen zeigt sich, dass die Elektrolyse im Zieljahr 2045 den Großteil an Überschussstrom aufnimmt, welcher hauptsächlich durch Windanlagen bereitgestellt wird¹¹.

All den erwähnten Studien ist gemein, dass die Batteriespeicher das Netz über eine zeitlich gestrecktere Verteilung der EE-Einspeisung, insbesondere PV, entlasten. Dies soll über einen marktgeführten Einsatz, d.h. über Preissignale, geschehen. Voraussetzung für eine Entlastung des Netzes ist, dass die Bedarfe des Netzes zu diesen Preissignalen passen. Hierauf wird in Abschnitt 2.3 näher eingegangen. Grundsätzlich sollte der Batteriespeicherbedarf, sowohl im Gesamtsystem als auch regional disaggregiert, für verschiedene Einsatzzwecke genauer bestimmt werden.

Batteriespeicher als Kurzfristspeicher

Zwischen den erwähnten Studien werden unterschiedliche Annahmen über die europäische Gleichzeitigkeit von Extremwetterereignissen, insbesondere in der Nichtverfügbarkeit von Solar- und Windenergie, getroffen. Derartige Dunkelflauten können in weiten Teilen Europas gleichzeitig auftreten, sodass grenzüberschreitende Ausgleichseffekte sehr gering ausfallen dürften. Für solche Situationen sind Energiespeicher von elementarer Bedeutung für die Versorgungssicherheit in Deutschland.

Batteriespeicher werden aufgrund ihrer technischen Voraussetzungen (geringe Speicherverluste, schnelle Reaktionsfähigkeit auf Einsatzsignale, beschränktes Speichervolumen) im Wesentlichen eine Funktion als Kurzfristspeicher, d.h. mit einem Ladezyklus von Minuten bis Stunden, erfüllen¹². So ist, bei einem Volumen-Faktor¹³ von 3 und der Annahme einer vollständigen

⁸ 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

⁹ Für den Zweck dieser Stellungnahme wird das gesamtdeutsche Verhältnis von Groß- zu Kleinbatteriespeichern auf Nordrhein-Westfalen übertragen.

¹⁰ Während Batteriespeicher aufgrund der geringen Speichervolumen keine tatsächliche Alternative zur Wasserstoffspeicherung im Sinne der Versorgungssicherheit darstellen, stellt die Aufnahme von (lokalem) Überschussstrom durch Wasserstoff-Elektrolyseanlagen eine direkte Alternative zu Batteriespeichern dar.

¹¹ Fraunhofer ISE (2021): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update November 2021: Klimaneutralität 2045.
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>

¹² Guidehouse Germany & Öko-Institut (2023): Überblick zu nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen und Speichern sowie Flexibilitätshemmnissen. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-flex-ag2-26042023.html>

Ladung, der Batteriespeicher nur für drei Stunden zur Sicherung der Versorgungssicherheit verfügbar. Für die Sicherung der Versorgungssicherheit mit Strom über eine längere Frist in Deutschland sind also angebotsseitig steuerbare Kraftwerke in Verbindung mit ausreichenden Wasserstoffspeichern nötig¹⁴. Dabei entsteht ein lokaler Bedarf in Nordrhein-Westfalen über unzureichende Stromtransportkapazitäten aus anderen Regionen.

In den meisten Transformationsstudien ist die Elektrolyse und anschließende Speicherung als Wasserstoff die vorherrschende Stromspeicherform, insbesondere für eine längere, saisonale Speicherdauer. In Deutschland kann dies im Wesentlichen über die Umrüstung von derzeit für die Erdgasspeicherung genutzter Kavernenspeicher sowie dem Neubau dieser geschehen. In existierenden Studien^{15,16} gibt es eine Spannweite der Potenziale von 3.748 TWh bis 9.400 TWh.

Durch Umrüstung bestehender Erdgasspeicherkapazitäten auf den Wasserstoffbetrieb liegt etwa ein Viertel des derzeit verwendeten Gasspeichervolumens in Nordrhein-Westfalen. Aufgrund der geringeren Energiedichte sind zusätzliche Investitionen in Wasserstoffspeicher notwendig. Die geologischen Potenziale hierfür liegen größtenteils außerhalb von Nordrhein-Westfalen. Verglichen mit den in den erwähnten Studien erwarteten Batteriespeicherkapazitäten von bis zu 270 GWh zeigt sich, dass für die längerfristige Speicherung und längerfristige Rückverstromung hauptsächlich der Energieträger Wasserstoff in Frage kommt. Batteriespeicher hingegen erfüllen eine Funktion zur Steigerung der kurzfristigen Flexibilität im Energiesystem. Hierfür bedarf es geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen.

Regulatorische Rahmenbedingungen für Batteriespeicher

Batteriespeicher lassen sich in Großbatterien sowie Kleinspeicher, v.a. Heimspeicher und Elektro-PKW, unterscheiden. Der regulatorischen Voraussetzungen für die Bereitstellung kurzfristiger Flexibilität unterscheiden sich derzeit maßgeblich.

Für Großbatterien (installierte Kapazität in Deutschland Ende 2022: ca. 1 GW¹⁷) sind in der Vergangenheit Hemmnisse im marktlichen Einsatz durch regulatorische Rahmenbedingungen reduziert worden. So sind diese Speicher grundsätzlich und weitgehend von der Zahlungspflicht von Umlagen und Netzentgelten befreit. Dies trägt zu einem wirtschaftlichen Einsatz auf Großhandels- und Regelenergiemärkten bei. Auch wurde eine Befreiung von der Stromsteuer

¹³ Der Volumen-Faktor gibt das Verhältnis von Energie (z.B. kWh), die gespeichert werden kann, zur Leistung (kW) an, mit der maximal ein- oder ausgespeichert werden kann.

¹⁴ EWI (2022): Analyse der Versorgungssicherheit bis 2030. Trends und Szenarien im deutschen Stromsektor. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/versorgungssicherheit-bis-2030/>

¹⁵ Michalski, J.; Bünger, U.; Crotogino, F.; Donadei, S.; Schneider, G.; Pregger, T.; Cao, K., Heide, D. (2017): Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns. Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(19), pp.13427-13443. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319917306109>

¹⁶ Caglayan, C. G.; Weber, N.; Heinrichs, H. U.; Linßen, J.; Robinius, M., Kukla, P. A., Stolten, D. (2020): Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), pp. 6793-6805. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319919347299>

¹⁷ Figgenger, J.; Hecht, C.; Haberschusz, D.; Bors, J.; Spreuer, K.G.; Kairies, K.; Stenzel, P.; Sauer, D.U. (2023): The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023). <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/2203/2203.06762.pdf>

etabliert sowie das Volumen der Innovationsausschreibungen (§ 28e EEG) seit Beginn dieses Förderinstrumentes deutlich erhöht.

Batteriespeicher machten zu Beginn des Jahres 2023 etwa 10 Prozent¹⁸ (0,63 GW) der präqualifizierten Leistung in der Primärregelleistung aus. Dies entsprach der zweitwichtigsten Technologie in diesem Markt. In anderen Segmenten der Regelenergie ist die Rolle von Batteriespeichern derzeit noch geringer. Zunehmend sind selbstständige Speicher auch am Großhandelsmarkt aktiv, insbesondere am Day-Ahead- und Intradaymarkt, um von der Preisvolatilität zu profitieren.

Große Batteriespeicher können auch gekoppelt mit EE-Anlagen betrieben werden, um die Stromeinspeisung zeitlich zu glätten. Hierzu besteht nach § 9 InnAusV nur ein Anreiz, wenn der Day-Ahead Strompreis für eine bestimmte Stunde negativ ist, das gesamte Stromangebot also die Nachfrage übersteigt. Für den Strombezug von der gekoppelten Erzeugungsanlage fallen keine preisverzerrenden Umlagen an.

Für Heimspeicher (Ende 2022: 3 GW¹⁶) existieren derzeit keine besonderen Privilegien im Strombezug gegenüber anderen Verbrauchern. Dies erschwert einen markt- und netzdienlichen Einsatz dieser Speicher, die derzeit hauptsächlich zur Eigenverbrauchsoptimierung eigener PV-Anlagen genutzt werden. Im Bereich der Elektro-PKW (Ende 2022: ca. 91 GW (Gleichstrom), ca. 12 (Wechselstrom)¹⁶) findet derzeit keine nennenswerte Rückspeisung in das Stromnetz statt. Hier scheinen die Potenziale insbesondere zum netzdienlichen Einsatz durch den Netzbetreiber (§ 14a EnWG) erheblich, auch wenn hiermit Unsicherheiten in Bezug auf Ladepräferenzen der Besitzer und damit räumlichen und zeitlichen Verfügbarkeit der Batteriespeicher verbunden sind. Auch zeitlich variable Netzentgelte sowie Ladetarife mit stündlich variierenden Preisen können dazu beitragen, die vorhandenen Flexibilitätspotenziale zu nutzen.

Zusammenfassung

Der zukünftige Energiespeicherbedarf in Deutschland wird in Teilen durch Batteriespeicher, neben Wasserstoffspeichern und weiteren Speicherformen, gedeckt. Der Bedarf ist derzeit noch unsicher, insbesondere auf regionaler Ebene für Nordrhein-Westfalen. Dies wird durch eine große Bandbreite aktueller Studienwerte gezeigt. Batteriespeicher dienen dabei im Wesentlichen als Kurzfristspeicher, die für untertägige Glättung des Einspeiseprofils erneuerbarer Energien, auch zur Verbesserung der Netzbewirtschaftung, sorgen. Langfristige Speicherung wird durch andere Speicherformen wie Wasserstoff erfüllt. Der aktuelle regulatorische Rahmen verhindert die weitreichende Nutzung bestehender Batteriespeicherpotenziale, erlaubt aber einen flächendeckenden Einsatz großer Batteriespeicher.

¹⁸ Regelleistung.net (2023): Präqualifizierte Leistung in Deutschland.
[https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland\(stand01.01.2023\).pdf](https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland(stand01.01.2023).pdf)

2 Anforderungen an den Batteriespeicherausbau

Die im Antrag geforderten Speicher sollen zur Kostenreduktion im Stromsystem und zur Versorgungssicherheit mit Strom beitragen. Dies geschieht über:

- **Zeitliche Verschiebung von (erneuerbarer) Stromeinspeisung.** Auf dem Großhandelsmarkt wird Strom zu günstigen Zeiten aufgenommen und in Perioden mit höheren Preisen wieder abgegeben. Aufgrund der allgemeinen Konvexität der Angebotskurve entsteht hierdurch ein preissenkender Effekt, der auch mit geringeren CO₂-Emissionen einhergeht.
- **Aufnahme erneuerbaren Stroms zur Vermeidung von Netzengpässen.** Der Speicher nimmt in Zeiten, in denen eine zusätzliche Einspeisung erneuerbarer Energie das Netz aufgrund bereits hoher Auslastung zu überlasten droht, den erneuerbaren Strom auf und gibt diesen zu Zeiten ausreichender Netzkapazität wieder ab. Die Systemkosten sinken potenziell durch einen höheren Anteil erneuerbarer Energie im Strommix, geringerem Netzausbaubedarf sowie verringertem Netzengpassmanagement.

Diese beiden Ziele sind nicht notwendigerweise trennscharf. Eine zeitliche Verschiebung aufgrund von Preissignalen auf dem Großhandelsmarkt kann ebenfalls zur lokalen Netzstabilität beitragen, wenn der Stromspeicher entsprechend nah an den Erzeugungsanlagen platziert ist.

Im deutschen Stromsystem ist hingegen nicht zu erwarten, dass ein lokales Netzengpasssignal zu Effekten auf dem Großhandel führt, da dieser zeitlich vor den Netzbelastungsrechnungen der Netzbetreiber stattfindet¹⁹. Dies bedeutet, dass das (derzeit nicht vorhandene) lokale Signal an den Batteriespeicher nicht kongruent zu dem Großhandelssignal sein muss. Im Ergebnis können zusätzliche Netzengpässe stehen.

Das Geschäftsmodell von Batteriespeichern liegt darin, zeitliche Strompreisdifferenzen auszunutzen. Damit die oben genannten Ziele erreicht werden können, müssen Batteriespeicher:

- (1) entsprechende Preissignale auf dem Großhandelsmarkt bekommen
- (2) an potenziell netzdienlichen Orten errichtet werden
- (3) ein netzdienliches Einsatzsignal zur Ein- und Ausspeicherung erhalten
- (4) das Investitionsvolumen refinanzieren können

¹⁹ In anderen Märkten, z.B. Kalifornien, erfolgt die Kraftwerkseinsatzplanung und die Analyse der Netzbelastung zeitgleich über ein nodales Preissystem. In einem solchen System richtet sich die Preisbildung anhand der Netzstruktur, sodass diese in die Entscheidungen von Anbietern und Verbrauchern einfließt. Dieser Effekt kann sowohl kurzfristig als auch bei Investitionsentscheidungen eine Rolle spielen.

Diese Anforderungen werden im Folgenden einzeln diskutiert. Speicher erfüllen im jetzigen und im zukünftigen Energiesystem weitere Funktionen, beispielsweise in der Erbringung von Systemdienstleistungen. Hierzu gehört ein Beitrag zur Schwarzstartfähigkeit des Netzes zu leisten oder die Bereitstellung von Blindleistung. Diese Einsatzfelder werden in dieser Stellungnahme nicht betrachtet, da diese Funktionen zwar essentiell für das Funktionieren des Energiesystems sind, in der Größenordnung jedoch einen kleineren Teil ausmachen werden.

2.1 Preissignale auf dem Großhandelsmarkt

Die erwähnte und teilweise befristete Befreiung von Großbatteriespeichern von der Zahlungspflicht von Netzentgelten, Stromsteuer und Umlagen trägt zu einer wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeit auf dem Großhandelsmarkt (Day-Ahead und Intraday) bei. Damit können Preisextrema reduziert, der Marktwert von Erneuerbaren Energien erhöht und das Einspeiseprofil geglättet werden. Dadurch sinken auch die Gesamtkosten des Energiesystems. Die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeicherprojektes hängt dabei von der Höhe und Häufigkeit der zeitlichen Preisdifferenzen ab und nimmt durch einen Zubau von Flexibilität (andere Speicherformen, Flexibilität der Nachfrage) ab.

Kleinspeicher können prinzipiell über dynamische Tarife, d.h. die Weitergabe und Sichtbarkeit stündlicher Preise an den Endverbraucher, marktlich aktiviert werden. Statische Preisbestandteile wie Umlagen reduzieren diesen Anreiz zur zeitlichen Lastverschiebung. Eine Alternative kann hier die Dynamisierung von Preiskomponenten wie Netzentgelten sein (siehe Abschnitt 2.3). Grundsätzlich ist derzeit nicht hinreichend erforscht, welche Bereitschaft Endverbraucher zur zeitlichen Lastverschiebung haben. Neben persönlichen Präferenzen²⁰ dürfte diese auch stark von zeitlichen Preisdifferenzen und administrativen Hürden abhängen.

Eine Lastverschiebung durch Groß- oder Kleinspeicher auf Basis von Preissignalen des nationalen Großhandelsmarktes kann punktuell zu einer Netzüberlastung führen, wenn bestehende und absehbare Netzrestriktionen nicht adäquat beim Ausbau berücksichtigt werden²¹. Der vermehrte Einsatz von Speichern kann die lokale Gleichzeitigkeit des Strombezuges im Netz erhöhen. Insbesondere bei lokalen Netzgebieten, die eine hohe Nachfrage im Vergleich zur lokalen Erzeugungsleistung, ist dies der Fall. Diese Definition trifft beispielsweise aufgrund der dichten Besiedlungsstruktur und der Vielzahl an Industrieunternehmen auf große Teile Nordrhein-Westfalens zu.

Eine Berücksichtigung der Netzbedarfe beim Zubau von Großbatterien kann dieses Problem

²⁰ Tersteegen, B.; Bangert, L.; Hobert, A.; Winzer, C.; Schlecht, I. (2023): Möglichkeiten der Stromverbrauchsreduktion zur Stärkung der Versorgungssicherheit. Bericht für Bundesamt für Energie. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11438>

²¹ Arnold, F.; Lilienkamp, A.; Namockel, N. (2023): Diffusion of electric vehicles and their flexibility potential for smoothing residual demand - A spatio-temporal analysis for Germany. *EWI Working Paper, No. 23/04*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/diffusion-of-electric-vehicles-and-their-flexibility-potential-for-smoothing-residual-demand-a-spatio-temporal-analysis-for-germany/>

reduzieren. Der Speicherzubau auf Ebene der Kleinspeicher kann nur begrenzt räumlich gesteuert werden, da diese üblicherweise dezentral in Ballungsgebieten eingesetzt werden. Um dieses Problem zu adressieren, müssen Speicher an netzdienlichen Orten zugebaut werden und Einsatzsignale bekommen, die die lokalen Netzbedingungen widerspiegeln.

2.2 Lokalisierung an netzdienlichen Orten

Ohne zusätzliche Maßnahmen haben Speicherbetreiber im aktuellen Marktdesign mit einer Gebotszone nur geringe Anreize, einen netzdienlichen Standort zu wählen. Eine Studie des EWI zeigt, dass Batteriespeicher südlich des vorherrschenden Nord-Süd-Engpasses im deutschen Stromnetz sowie in der Nähe von PV-Anlagen installiert werden sollten, um die Systemkosten zu reduzieren²². Diese sinken, weil durch den Speichereinsatz der Bedarfe für Redispatch und Einspeisemanagement reduziert werden kann.

Eine räumliche Steuerung des Leistungszubaus kann über nicht-monetäre oder monetäre Verfahren geschaffen werden. Nicht-monetäre Anreize beinhalten Aspekte wie das Ausweisen von netzdienlichen Ausbauregionen.

Die zur Verfügung stehenden monetären Anreize reichen über ein angepasstes und transparentes Verfahren zur Erhebung von Baukostenzuschüssen²³, über die Berücksichtigung solch qualitativer Kriterien in Vergütungsmodellen wie einem Kapazitätsmarkt bis hin zum Festlegen bestimmter Regionen, in denen Batteriespeicher zugebaut werden dürfen in Verbindung mit einem Auktionsverfahren.

Attraktive Verdienstmöglichkeiten auf Plattformen wie einem lokalen Flexibilitätsmarkt, deren Teilnehmer in einem bestimmten Gebiet tätig sein müssen (siehe Abschnitt 2.3), können den Zubau von Speicherkapazitäten ebenfalls räumlich steuern.

Derzeit wird vermehrt eine Teilung der deutschen Gebotszone in zwei oder mehrere Zonen diskutiert, um über zusätzliche Investitions- und Handelssignale Redispatch- und Netzausbaubedarf zu reduzieren. Ein solcher Gebotszonensplit würde zu regional unterschiedlichen Großhandelspreisen führen. Die optimale Konfiguration im Zeitablauf hängt dabei von den Faktoren Netzausbau, der Entwicklung der Erzeugungskapazität und der Nachfrage ab. Diese drei Faktoren sind unsicher. In vielen betrachteten Szenarien liegt Nordrhein-Westfalen in einer Zone mit höheren Durchschnittspreisen²⁴, was beispielsweise im

²² Czock, B.H.; Sitzmann, A.; Zinke, J. (2023): The place beyond the lines - efficient storage allocation in a spatially unbalanced power system with a high share of renewables. *EWI Working Paper, No. 23/01*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/the-place-beyond-the-lines-efficient-storage-allocation-in-a-spatially-unbalanced-power-system-with-a-high-share-of-renewables/>

²³ In einem aktuellen Urteil hat das Oberlandesgericht Düsseldorf entschieden, dass Baukostenzuschüsse bei Batteriespeichern zwar erhoben werden dürfen, diese aber in der Regel nicht anhand der jeweiligen Leistungspreise berechnet werden dürften. Ein neues Berechnungsverfahren kann dazu führen, dass der Anteil der Baukostenzuschüsse an den Gesamtkosten (derzeit bis zu 20%) geringer ausfällt. Dadurch könnte auch die räumliche Steuerungswirkung dieses Zuschusses entfallen. https://www.justiz.nrw/nrwe/olgs/duesseldorf/j2023/3_Kart_183_23_Beschluss_20231220.html

²⁴ Zinke, J. (2023): Two Prices fix all? On the Robustness of a German Bidding Zone Split. *EWI Working Paper 23(07)*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/two-prices-fix-all-on-the-robustness-of-a-german-bidding-zone-split/>

Zeitablauf zusätzlichen lokalen Zubau von erneuerbaren Energien anreizt und damit die strukturellen Netzengpässe entlastet.

Für den Zubau von Batteriespeichern ist vielmehr die Preisvolatilität relevant. Diese fällt in den betrachteten Szenarien in einer nördlichen Gebotszone mit höherem Anteil erneuerbarer Energien höher aus²⁵. Der Speicherzubau dürfte marktgetrieben also vermehrt außerhalb von Nordrhein-Westfalen geschehen.

Auf Ebene des Übertragungsnetzes können Batteriespeicher nur einen geringen Beitrag zur Vermeidung von Einspeisemanagement leisten. Netzengpässe aufgrund von zu hoher Windeinspeisung im Norden Deutschland dauern üblicherweise mehrere Stunden²⁶. Die Speicherkapazität von Batterien reicht üblicherweise nicht aus, um all den überschüssigen Strom aufzunehmen und damit die Abregelung von erneuerbaren Energien substantiell zu verringern.

Der Beitrag von Batterien zur Reduktion von Netzengpassmanagementkosten ist daher größer, wenn sie zum Redispatch eingesetzt werden und in diesem Verfahren den Beitrag fossiler Kraftwerke reduzieren. Dazu sollten sie vorher mit erneuerbarem Strom geladen werden. Eine systemoptimale Verortung dürfte sich vorrangig an Standorten mit Solar- und Windkapazitäten im Osten und Süden Deutschlands orientieren, da hier der lokale Wert von Strom am stärksten schwankt und fossile Kraftwerke im Redispatch ersetzt werden können²².

Werden diese an bisherigen Kraftwerksstandorten in Nordrhein-Westfalen genutzt, dürfte der Beitrag zur Systemkostenreduktion geringer ausfallen. Aufgrund der derzeit durchschnittlich höheren Stromgestehungskosten in Nordrhein-Westfalen werden Batteriespeicher bei durchschnittlich höheren Gestehungskosten geladen. Zukünftige Entwicklungen von erneuerbarem Angebot und Nachfrage können die lokalen Kosten in Nordrhein-Westfalen senken und damit den Beitrag von Batteriespeichern zur Engpassbewirtschaftung erhöhen. Voraussetzung hierfür ist, dass Nordrhein-Westfalen südlich eines strukturellen Netzengpasses liegt.

Auf Ebene des Verteilnetzes sind die lokalen impliziten Preisschwankungen aufgrund der kleineren Netzgebiete tendenziell höher, sodass Batteriespeicher, nahe an Solaranlagen platziert, hier tendenziell für eine größere Kostenentlastung im Netzbetrieb sorgen können.

Diese Diskussion verdeutlicht die Relevanz eines räumlich gesteuerten Batteriespeicherzubaues, um das Potenzial zur Senkung der Systemkosten zu realisieren. Ebenso bedarf es Signale für Batteriespeicher, die den lokalen Wert von Strom abbilden. Dies ist im derzeitigen zonalen Marktsystem nicht abgebildet.

²⁵ EWI & Thema Consulting (2023): Price impact of a German bidding zone split: Implications for Germany and neighbouring markets. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/10/THEMA_EWI-Bidding-zone-study-Germany-Executive-Summary.pdf

²⁶ Im Netzgebiet von Schleswig-Holstein lag die durchschnittliche Dauer von Einspeisemanagementmaßnahmen im Dezember 2023 bei 445 Minuten, der Median bei 244 Minuten. Dies zeigt, dass für lange Dauer den nicht transportierbaren Strom aufnehmen müssen, um wirksam zur Vermeidung von Einspeisemanagement beitragen zu können. Quelle: <https://www.sh-netz.com/de/energie-einspeisen/redispatch-2-0/einspeisemanagement/veroeffentlichungen/abgeschlossene-massnahmen.html>

2.3 Netzdienstliches Einsatzsignal

Im aktuellen Strommarktdesign bestehen keine Anreize zu einem netzdienstlichen Verhalten von Batteriespeichern, d.h. die Aufnahme von (erneuerbarem) Strom zur Reduzierung von Netzengpässen oder Redispatchkosten. Um hier Abhilfe zu schaffen, bedarf es lokal und zeitlich differenzierter Signale an Batteriespeicher.

Eine Möglichkeit besteht darin, Strompreisbestandteile, beispielsweise die Netzentgelte, zeitlich zu variieren²⁷. In Zeiten drohender regionaler Netzüberlastung werden für zusätzliche Stromaufnahme durch Batteriespeicher die Netzentgelte abgesenkt. Hier sind Mitnahmeeffekte wie Inc-Dec-Gaming²⁸ zu vermeiden. Im derzeitigen regulatorischen Rahmen ist ein solches Instrument lediglich für Kleinspeicher denkbar, da Großbatterien in der Regel von der Zahlungspflicht für Netzentgelte befreit sind. Nach derzeitigem Stand ist die Befreiung von Netzentgelten bis zum Jahr 2029²⁹ befristet. Im Anschluss böte sich der Raum, ein netzdienstliches Einsatzsignal über Netzentgelte zu schaffen. Dies kann beispielsweise über dynamische Tarife geschehen, die der Netzbetreiber anhand der prognostizierten Netzauslastung ermittelt.

Grundsätzlich verzerren zusätzliche Preiskomponenten das Einsatzsignal des Großhandelsmarktes (siehe Abschnitt 2.1). Auch kann es zu einer Überlagerung zwischen dem Einsatzsignal von Markt und Netz kommen. Der lokale Preis für Strom in Regionen mit drohender Abregelung ist null, dieser Anreiz soll durch zusätzliche Netzentgeltsignale transportiert werden. Auf dem Großhandelsmarkt mag der Anreiz für den Speichereinsatz ein anderer sein. Im Ergebnis würden sich die Speicherbetreiber an dem für sie profitableren Signal orientieren, was aus Sicht der Systemkosten nicht optimal sein muss. Hierfür bedarf es einer klaren Regelung, auch um die Effekte eines Speicherausbaus auf den Netzausbaubedarf verlässlich bemessen zu können.

Lokale Marktmechanismen, beispielsweise eine Versteigerung von prognostiziertem Überschussstrom³⁰ oder über einen standardisierten Flexibilitätshandel³¹, stellen eine Möglichkeit zur Reduzierung von Einspeisemanagement ohne Eingriff in die Netzentgeltstruktur dar.

²⁷ Hirth, L.; Eicke, A. (2023): Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten. Ein anreizbasiertes Instrument für Nutzen-statt-Abregeln von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien ohne Inc-Dec-Gaming. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-regionale-reduktion-ag4-27062023.pdf?__blob=publicationFile&v=4

²⁸ Beim Inc-Dec-Gaming entstehen Anreize, den jeweiligen Netzengpass durch adverses Verhalten entweder hervorzurufen oder zu intensivieren. So würde beispielsweise ein Batteriespeicher durch Ausspeicherung in Zeiten bereits hoher Netzbelastung dazu beitragen, dass er zu netzdienstlichem Verhalten angereizt würde. Voraussetzung für ein solches Verhalten ist, dass hierüber Mehreinnahmen möglich sind. Siehe auch Hirth, L. & Schlecht, I. (2020): Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: The Preconditions for and Consequence of Inc-Dec Gaming. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/222925/1/Market-Based%20Redispatch%20in%20Zonal%20Electricity%20Markets.pdf>

²⁹ BMWK (2023): Stromspeicher-Strategie. Handlungsfelder und Maßnahmen für eine anhaltende Ausbaudynamik und optimale Systemintegration von Stromspeichern. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=2

³⁰ Neon, Consentec (2023): Versteigerung von Überschussstrom. Ein präventives Nutzen-statt-Abregeln-Instrument für Wärmelasten und Elektrolyseure. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-versteigerung-ueberschussstrom-ag4-27062023.pdf?__blob=publicationFile&v=6

³¹ EWE (2021): enera Projektmagazin. <https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projektmagazin.pdf>

In jedem Fall muss der finanzielle Anreiz zur Teilnahme an derartigen Marktmechanismen ausreichend hoch sein. Neben finanziellen Anreizen kann die Flexibilität auch über eine Steuerung des Speichers durch den Netzbetreiber erfolgen. Die Grundlagen hierfür sind in § 14a EnWG angelegt.

2.4 Refinanzierung der Investition

Die Leistung kleiner Batteriespeicher, insbesondere Heimspeicher sowie Batterien in Elektro-PKW, erhöht sich derzeit ohne wesentliche Einsatzvergütung. Verschiedene Förderprogramme auf Bundes- und Landesebene haben in der Vergangenheit dazu beigetragen, die Investitionskosten zu reduzieren. Es ist daher zu erwarten, dass sich das Geschäftsmodell über eine gesteigerte Nutzung der inhärenten Flexibilitätsoptionen wie oben beschrieben verbessert und womöglich zusätzliche Anreize zum Leistungs- oder Kapazitätzubau entstehen. Großspeicher erzielen derzeit hauptsächlich Einnahmen über den Großhandelsmarkt oder die Erbringung von Regelenergie. Auch für diese Technologie existieren derzeit keine Förderinstrumente.

Allen Speichergrößen und -vermarktungsarten ist gemein, dass der zukünftige Wert der Flexibilität und die damit erzielbaren Erlöse unsicher sind. So können neben Kannibalisierungseffekten³² auch weitere Änderungen in der Regulatorik oder im Marktdesign, wie eine Trennung der deutschen Gebotszone, das Geschäftsmodell von Batteriespeichern negativ oder positiv beeinflussen.

Es ist damit zum jetzigen Zeitpunkt nicht auszuschließen, dass zur Deckung eines identifizierten Batteriespeicherbedarfes in Deutschland und Nordrhein-Westfalen staatliche Instrumente zur Sicherung der Investitionstätigkeit notwendig werden.

Auf der anderen Seite können zusätzliche Einnahmemöglichkeiten über ein netzdienliches Einsatzsignal oder die Gleichzeitigkeit der Erbringung nicht-frequenzbasierter Systemdienstleistungen und anderer frequenzbasierter Systemdienstleistungen die Rentabilität einer Investition in Batteriespeicher erhöhen.

2.5 Zusammenfassung

Der systemdienliche Zubau und Einsatz von Batteriespeichern ist eine Frage des Marktdesigns. Dieses muss entsprechende Anreize setzen, die derzeit fehlen. Ebenfalls ist unsicher, ob auch der zukünftig identifizierte Batteriespeicherbedarf refinanziert werden kann. Daraus ergibt sich ein Handlungsbedarf für den Gesetzgeber, der durch die aktuelle Stromspeicher-Strategie der Bundesregierung nur teilweise adressiert wird.

³² Frontier Economics (2023): Wert von Großbatteriespeichern in deutschen Stromsystem.

3 Stellungnahme zu ausgewählten Punkten des Antrages

Im Folgenden werden ausgewählte Punkte des Antragstextes sowie der beantragten Beschlussfassung diskutiert.

[S. 4] Der Landtag stellt fest: Der wachsende Zubau von Photovoltaik und Windkraft-Anlagen mit ihrer schwankenden Erzeugungsleistung machen den zügigen Ausbau von Energiespeichern notwendig, um die wachsende Lücke zwischen Erzeugung und Verbrauch abzudecken und eine sichere und zuverlässige und effiziente Energieversorgung in Nordrhein-Westfalen zu gewährleisten.

Dieser Punkt zielt sowohl auf die Sicherung der Versorgungssicherheit als auch auf eine potenziell effizientere Netzbewirtschaftung ab. Saisonale Speicher wie Wasserstoffspeicher weisen einen deutlich höheren Beitrag zur Versorgungssicherheit als Batteriespeicher auf. Die Potenziale für Wasserstoffspeicherung in Nordrhein-Westfalen sind vorhanden, aber begrenzt. Für einen Beitrag zur Versorgungssicherheit sind auch Kapazitäten zur Elektrolyse und zur Rückverstromung notwendig.

Das direkte Speichern von Strom in Batterien kann das Einspeiseprofil von erneuerbaren Energien untertägig glätten, damit die Einbindung erneuerbarer Energien in das Stromnetz erhöhen und kurzfristig die Versorgungssicherheit erhöhen, sofern die Stromimportkapazitäten nach Nordrhein-Westfalen aus anderen Regionen Deutschlands und dem angrenzenden Ausland begrenzt sind.

[S. 4] Der Landtag stellt fest: Energiespeicher haben die gleiche Priorität bei der klimaneutralen Transformation des Energiesystems wie der Windkraft- und der Photovoltaik-Ausbau.

Existierende Studien wie die BMWK-Langfristszenarien³³ weisen für Deutschland einen szenarioabhängigen Wasserstoffspeicherbedarf für das Jahr 2030 zwischen 1,6 TWh und 2,9 TWh aus. Bis 2045 steigt dieser auf bis zu 105 TWh an. Für das Jahr 2030 weist die gleiche Studie einen Batteriespeicherbedarf von 6 GWh, für das Jahr 2045 im Bereich von 173 bis 267 GWh aus. Dies verdeutlicht, dass rein von der betrachteten Speichermenge Wasserstoffspeichern eine deutlich größere Rolle als Batteriespeichern zukommt. Für beide Technologien ist hier, angesichts einer derzeit relativ geringen Speicherkapazität, ein deutlicher Anstieg der Investitionstätigkeit notwendig, insbesondere ab dem Jahr 2030.

³³ Lux, B.; Sensfuß, F.; Kiefer, C.; Bernath, C.; Deac, G. (2021): Langfristszenarien 3 - Bericht Energieangebot. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf>

[S. 4] Der Landtag beauftragt die Landesregierung, den konkreten kurz- mittel-, und langfristigen Bedarf an Energiespeicherkapazitäten in Nordrhein-Westfalen zu ermitteln [...]

In einem Gesamtsystem ergibt sich der Speicherbedarf aus lokalen Infrastrukturen, beispielsweise im Strom- oder im Wasserstoffnetz, die verhindern, dass Angebot und Nachfrage zusammentreffen können. Der Bedarf an Batteriespeicherkapazitäten in Nordrhein-Westfalen ergibt sich somit durch den lokalen Ausbau erneuerbarer Energien, des Netzes sowie der Nachfrageentwicklung, auch durch Elektrolyseanlagen.

EWI-Studien³⁴ haben gezeigt, dass Batteriespeicher aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Speicherkapazität nur einen marginalen Einfluss auf Netzengpässe im Übertragungsnetz haben. Batteriespeicher dürften daher, entsprechend dimensioniert, eher auf den unteren Spannungsebenen zur Netzentlastung beitragen. Eine größere Energieaufnahme in Zeiten von Netzengpässen wird vorrangig durch Elektrolyseanlagen erwartet. Die geforderte Bedarfsanalyse ist zu begrüßen, sollte jedoch auf allen Spannungsebenen durchgeführt werden.

[S. 5] Der Landtag beauftragt die Landesregierung, eine landeseigene Energiespeicherstrategie zu erarbeiten, die den Zubaubedarf von Energiespeichern mit dem geplanten Ausbau der Erneuerbaren Energien synchronisiert. [...]

Der Energiespeicherbedarf ergibt sich, für Batteriespeicher, ebenfalls durch den geplanten Ausbau der Stromnetze sowie dem Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur als alternative Möglichkeit, beispielsweise in Zeiten von lokalem oder gesamtmarktlichem Überangebot von erneuerbarem Strom, Energie einzuspeichern. Eine landeseigene Energiespeicherstrategie sollte dies berücksichtigen und den Hochlauf der gesamten relevanten Infrastruktur synchronisieren. In der im Antrag geforderten Bedarfsanalyse sollte die Bestimmung der relevanten Faktoren erfolgen.

[S. 5] Keine existierenden Energiespeicher im Netz außer Betrieb zu stellen, ohne adäquaten Ersatz am Netz zu haben, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

Der Hochlauf einer Wasserstoffinfrastruktur erfordert, dass existierende Erdgasspeicher auf einen Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden. Währenddessen sind sie für bis zu fünf Jahre nicht einsatzbereit. Existierende Energiespeicher müssen folglich außer Betrieb gestellt werden, soll der Umstieg auf Wasserstoff gelingen. Auch tragen Erdgasspeicher nur mittelbar zur Netzstabilität bei, indem sie die Stromerzeugung durch Gaskraftwerke ermöglichen. Im Rahmen der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung sollen zusätzliche Gaskraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2035 entstehen. Soll das Verhältnis Erdgasspeicher

³⁴ EWI & Thema Consulting (2023): Price impact of a German bidding zone split: Implications for Germany and neighbouring markets. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/10/THEMA_EWI-Bidding-zone-study-Germany-Executive-Summary.pdf

und Verstromungskapazität konstant bleiben, dürfte für eine Übergangszeit der Erdgasspeicherbedarf über das heutige Niveau steigen.

[S. 5] Der Landtag [...] die Freistellung von Speichern von Netzentgelten zu entfristen, um Investitionssicherheit zu geben.

Diese Maßnahme würde die Rentabilität von Investitionen in marktlich aktive Batteriespeicher verbessern und damit möglicherweise die Zubaurate weiter steigern. Netzentgelte sind, zeitlich variabel ausgestaltet, allerdings ein naheliegendes Steuerungsinstrument, um lokale Signale über die Netzauslastung an den Speicherbetreiber zu senden und damit die Kosten für Engpassmanagement und Netzausbau zu reduzieren. Ohne Netzentgelte entfällt diese Möglichkeit und es müsste eine alternative Form der Übermittlung lokaler Signale gefunden werden.

[S. 5] Der Landtag [...] Speicher von der Einmalzahlung des Netzanschlusses an den Netzbetreiber zu befreien [...], damit der Zubau nicht unnötig gebremt wird.

Baukostenzuschüsse fallen einmalig beim Netzanschluss an und machen bis zu 20 Prozent der Investitionskosten eines Batteriespeichers aus. Damit sind Veränderungen in der Höhe dieses Zuschusses ein wesentlicher Einflussfaktor auf Rentabilität und Zubau. Eine Befreiung würde die Zubaurate wahrscheinlich steigern. Allerdings kann über die Höhe des Baukostenzuschusses prinzipiell auch der Zubau räumlich gesteuert werden. Diese würden vermehrt dort entrichtet, wo der Zuschuss geringer ausfällt. Besteht keine Zahlungspflicht für einen Baukostenzuschuss, ist ein anderes Instrument zur räumlichen Steuerung notwendig.

[S. 6] Der Landtag beauftragt die Landesregierung, sich auf Bundesebene [...] Speicherausbau und Netzausbau eng zu verzahnen, um sog. Geisterstrom zu verhindern.

Ein mit den lokalen Netzbedingungen abgestimmter Speicherausbau kann die Menge an abgeregelter erneuerbarer Stromerzeugung grundsätzlich reduzieren und dadurch auch den Netzausbaubedarf verringern. Eine komplette Verhinderung von EE-Abregelung ist in den wenigsten Fällen volkswirtschaftlich effizient. Damit dies gelingen kann, muss der Speicher entsprechende Anreize und Signale zur Ein- und Ausspeisung bekommen. Auch sind Elektrolyseanlagen ein wesentliches Instrument zur Verhinderung von Abregelung erneuerbarer Energien. Diese Anlagen müssen in der Ausarbeitung einer solchen Strategie berücksichtigt werden.