



Grundlagen zur Markteinführung von Stromspeichern aus Sicht der chemischen Industrie

v 1.1

Zusammenfassung

Das vorliegende Papier formuliert Regulierungseckpunkte für Stromspeicher ohne Sektorübergang („Strom zu Strom“) als ersten Schritt einer umfassenden Analyse. Obgleich der geltende Regulierungsrahmen Begriffsdefinitionen für Stromspeicher enthält, fehlt es an einer übergreifenden technologieoffenen Definition im Energiewirtschaftsgesetz. Eine technologie neutrale Behandlung von Flexibilitätsoptionen und deren Bewährung im Wettbewerb ist aus Sicht des VCI ein Schlüsselement bei der Markteinführung von Stromspeichern. Der Technologiewettbewerb begünstigt eine Markteinführung zu volkswirtschaftlich optimierten Kosten. Beispielsweise könnten Speicher ggf. partiell den Netzausbau ersetzen; dies sollte jedoch nur in Fällen erfolgen, in denen die Speicherinstallation die kostengünstigere Alternative darstellt.

Grundsätzlich stellen Speicher nicht nur eine Lösung für System- und Netzdienstleistungen dar, sondern können auch im Spotmarkt Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten. Derzeit bestehen jedoch einige Hemmnisse für die Verwendung von Stromspeichern sowohl im Markt und für die Erbringung von Systemdienstleistungen. Diese bestehen beispielsweise in Form von Umlagebelastungen von Strom für die Einspeicherung und in der bestehenden Netzentgeltsystematik. Mit dem EEG 2017 wurde eine Doppelbelastung von Speicherstrom mit der EEG-Umlage (d.h. Umlageerhebung auf die Einspeicherung und auf den Letztverbrauch zwischengespeicherter Stroms) aufgehoben. Darüber hinaus sollten jedoch insbesondere zur Mobilisierung von Flexibilitätspotentialen system- und netzdienliche Mehrentnahmen von Umlagen jedweder Art entlastet werden. Obgleich Stromspeicher weitgehend von Netzentgelten ausgenommen sind, hemmt die bestehende Netzentgeltsystematik insbesondere durch die Leistungspreiskomponente alternative Flexibilisierungsoptionen. Eine flexiblere Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik – auch der Regelungen zu individuellen Netzentgelten - sowie eine vollständige Umlageentlastung von Speicherstrom, würde die Marktdurchdringung von Stromspeichern grundsätzlich befördern. Für die Markteinführung von Stromspeichern ist die freie Strompreisbildung essenziell: Preisspreizungen sind das ökonomische Rückgrat des Speicherbetriebs. Deshalb sollten Preisspitzen im Großhandel zugelassen werden und Eingriffe in die Preisbildung unterbleiben. In diesem Zusammenhang sind Instrumente zum Preishedging wesentlich: es bedarf hierzu liquider Terminmärkte. Ein ganzheitlich funktionierender Strommarkt begünstigt somit die Einführung von Stromspeichern.

Um die Installation effizienter Speichertechnologien anzureizen, sollten ausschließlich die für die Ausspeicherung zur Verfügung stehenden Strommengen als Speicherstrom anerkannt werden. Speicherverluste würden somit von einer Umlageentlastung nicht erfasst. Eine entsprechende Regulierung beförderte effizientere Technologien ohne Investoren zu überproportionalen Mehrinvestitionen für eine Erreichung höchstmöglicher Speichereffizienz zu nötigen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	2
Inhaltsverzeichnis.....	3
1. Einleitung und Zielsetzung.....	4
2. Stromspeicher als Flexibilisierungsoption.....	6
2.1. Flexibilisierungsoptionen.....	6
2.2. Abgrenzung von Stromspeichern.....	9
2.3. Anwendung von Stromspeichern.....	10
2.4. Optionen der Stromspeicherung.....	11
3. Strukturierung regulatorischer Vorgaben für die Stromspeicherung.....	14
3.1. Regulierungsstruktur nach Speicherphasen.....	14
3.2. Identifizierung von Regulierungsbedarfen.....	15
4. Empfehlungen für Eckpunkte einer Stromspeicherregulierung.....	16
4.1. Stromspeicherdefinition.....	16
4.2. Definition Speicherstrom.....	16
4.3. Marktrolle.....	17
4.4. Netz- und Systemdienstleistungen.....	18
4.5. Netznutzungsentgelte.....	20
4.6. Umlagebelastung.....	22
4.7. Strommärkte.....	24
4.8. Netzzugang.....	25
4.9. Strombesteuerung.....	25
4.10. Netzausbaualternative.....	26

1. Einleitung und Zielsetzung

Im Zuge der Energiewende wird in den nächsten zwei Jahrzehnten der Bedarf an Technologien und Maßnahmen zur Reduktion von CO₂-Emissionen deutlich steigen. Aus der Analyse der voraussichtlich zur Verfügung stehenden Energiemenge von nicht bedarfsgerecht produziertem Strom sind Überlegungen zur Etablierung von stofflichen Energiespeichern oder von Industrieanlagen zur flexiblen Energienutzung ein wichtiger Baustein für das Gelingen der Energiewende. Regional und lokal ist bedarfsüberschreitend produzierter Strom bereits heute relevant. Darüber hinaus ermöglichen die Speicherung oder die flexible Nutzung von Energie eine sichere strategische Energieversorgung Deutschlands und der deutschen Industrie.

Eine besonders große Bedeutung hat in diesem Zusammenhang die regenerative Erzeugung von Strom durch Wind- und PV-Anlagen. Mit deren Ausbau, insbesondere bei gleichzeitiger Verminderung grundlastfähiger Erzeugung wie der Kohleverstromung, entsteht ein zunehmender Bedarf an Flexibilitäts- und Speichertechnologien. Technologien, beispielsweise zur flexiblen strombasierten Erzeugung von Wasserstoff (H₂) haben hier ein sehr hohes Potential: zum einen ermöglichen sie die Aufnahme großer elektrischer Leistungen und Energiemengen, zum anderen lässt sich H₂ vielfältig nutzen, sowohl energetisch als auch stofflich. Auf diese Weise ist es möglich, ausgehend von regenerativ erzeugtem Strom auch in anderen Energie- und Industriesektoren den Ressourcenverbrauch an fossilen Einsatzstoffen und Emissionen zu reduzieren. Wasserstofftechnologien stellen eine von mehreren möglichen Optionen von Speichertechnologien dar, welche in eine ergebnisoffene Betrachtung der Energie- und Stromspeicherung eingehen sollten. Weitere Technologien sind zum Beispiel elektrochemische Speicher oder Power-to-X-Konzepte. So haben Batterietechnologien ein erhebliches Potential insbesondere auf lokaler Ebene Flexibilisierungsdienstleistungen zu erbringen. Aufgrund ihrer hohen Speichereffizienz ist der Stromkostenanteil wegen der geringen Verluste bei der Speicherung vergleichsweise gering, so dass ihre Nutzung für Anwendungen, in denen oft ein- und ausgespeichert wird, wirtschaftlich vorteilhaft ist. Eine eindeutige Auswahl unter den vielfältigen technischen Lösungsansätzen kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht getroffen werden, so dass eine ganzheitliche und technologieoffene Berücksichtigung der Technologien in der Forschungspolitik und in den diese Technologien betreffenden **regulatorischen Rahmenbedingungen** notwendig ist.^{1, 2}

Regulatorische Rahmenbedingungen sind ebenso für eine erfolgreiche Marktdurchdringung von Speichertechnologien neben technologischen Aspekten entscheidend. Auch eine technologisch erfolgreiche und volkswirtschaftlich sinnvolle Entwicklung kann unter falschen Rahmenbedingungen zum Scheitern verurteilt sein. So senden die aktuellen Strommärkte und Regularien keine hinreichenden Signale zum Anreiz der strategischen Weiterentwicklung und Hebung nicht genutzter Flexibilitätspotentiale und bieten darüber hinaus keinen

¹ VCI-Position „Flexible Nutzung von elektrischer Energie und Energiespeichern in der Chemieindustrie“, Diskussionspapier „Technologische Optionen zur flexiblen Nutzung von elektrischer Energie und Energiespeichern in der Chemieindustrie“, VCI, Frankfurt am Main, April 2015

² VCI-Position zur Sektorenkopplung in der Energieversorgung – Potentiale und Herausforderungen flexibler Prozesse in der Chemieindustrie und ihre Rolle bei der Hebung energietechnischer Potentiale aus forschungspolitischer Sicht, Entwurf, Stand Februar 2017

adäquaten Rahmen für zukunftsweisende Investitionsentscheidungen. Beispielsweise wurden mit der Einführung statischer Umlagen (EEG-, Offshorehaftungs-, AbLaV-, Umlage u.a.), welche als Strompreis- bzw. Netzentgeltzuschläge wirken, implizite Flexibilisierungshemmnisse geschaffen, da Anreize für systemdienliche Mehrentnahmen aus dem Stromnetz damit erheblich gemindert werden. Entsprechende Fehlanreize hemmen auch den Einsatz von Speichertechnologien. Mögliche Lösungswege beinhalten die Umlagefreistellung systemdienlicher Stromentnahmen, eine Dynamisierung von Umlagen entsprechend dem Systemzustand der Netze oder eine anteilige Haushaltsfinanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien mit parlamentarischer Kontrolle.

Ziel des vorliegenden Papiers ist die Formulierung geeigneter regulatorischer Eckpunkte für die Markteinführung von Stromspeichern. Nachfolgend wird in Kapitel 2 zunächst mit einer ganzheitlichen Betrachtung von Flexibilitätsoptionen eingeführt, die auch Sektoren außerhalb des Stromversorgungssystems einbezieht. Hierzu zählen beispielsweise Power-to-X-Konzepte, wie die Kopplung des Strom- und Gassektors (Power-to-Gas), die Ankopplung des Strom- an den Wärmesektor (Power-to-Heat) sowie die Energiespeicherung in Produkten der chemischen Industrie (Power-to-Chemicals). Hiermit wird die Bandbreite und Komplexität der zu berücksichtigenden technischen und regulatorischen Aspekte der Stromspeicherung verdeutlicht.

Das vorliegende Dokument ist ein erster Schritt einer umfassenderen Analyse. Der Komplexität der Materie Rechnung tragend, behandelt die Ableitung der regulatorischen Eckpunkte in den Kapiteln 3 und 4 zunächst ausschließlich intrasektorale Stromspeicher („Strom zu Strom“). Sektorüberschreitende Speicherkonzepte werden – aufbauend auf den Ergebnissen des vorliegenden Dokuments – in einem nachfolgenden Papier separat behandelt.

2. Stromspeicher als Flexibilisierungsoption

Eine begrenzte Menge erzeugter Stromarbeit, der kein zeitgleicher Bedarf gegenübersteht, kann mithilfe von Stromspeichern bzw. generell mittels der nachfolgenden Flexibilisierungsoptionen technisch innerhalb des Stromsystems flexibilisiert werden. Wie groß diese begrenzte Menge jeweils ist, wird durch die Kosten der Flexibilisierungsmaßnahmen bestimmt. Für darüber hinaus nicht bedarfsgerecht erzeugte Stromarbeit wird es erforderlich sein, mittels Power-to-X-Technologien im Stromsystem nicht nutzbare Strommengen dem Stromsystem dauerhaft zu entziehen.

2.1. Flexibilisierungsoptionen

Voraussetzung für eine energiewirtschaftlich fundierte Regulierung von Energiespeichern sind zunächst Begriffsdefinitionen und deren Strukturierung im Rahmen einer Systematik, welche eine Abgrenzung von Flexibilitätsoptionen ohne Speicherfunktionalität sowie eine Unterscheidung von Energiespeichern mit unterschiedlichem Sektorbezug ermöglicht. Grundsätzlich betrachtet der VCI Energiespeicher als eine Flexibilisierungsoption im Stromversorgungssystem, zur zeitlichen und/oder räumlichen Entkopplung von Stromerzeugung und Entnahme neben Optionen zur Entnahme- und Erzeugungsflexibilität (Abb. 1). Die zeitliche Entkopplung bezieht sich sowohl auf Leistung (kW) als auch auf Arbeit (kWh). Diese Flexibilisierungsoptionen werden nachfolgend näher beschrieben.

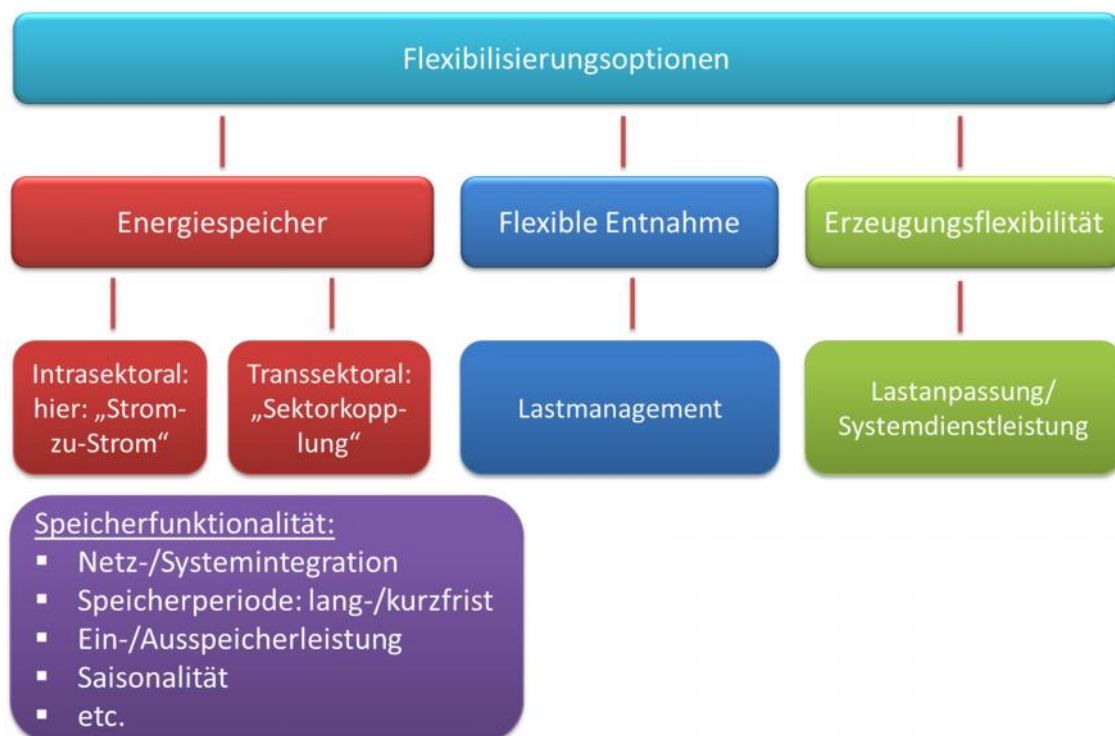


Abb. 1. Systematik zur Strukturierung von Flexibilisierungsoptionen im Stromversorgungssystem (VCI).

Erzeugungsflexibilität bezeichnet die Anpassung vornehmlich disponibler Stromerzeugungsanlagen zum **Agieren am Strommarkt** oder zur **Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen**. Beispiele für Systemdienstleistungen sind in Tabelle 1 beschrieben. An dieser Stelle sollen i.W. die Systemdienstleistungen **Redispatch** und **Frequenzstützung** exemplarisch eingehender betrachtet werden. Redispatch bezeichnet eine Verlagerung der Netzlast, um ein teilweise oder vollständig ausfallendes Netzbetriebsmittel zu entlasten. Die Systemdienstleistung dient somit der Wahrung der (n-1)-Sicherheit, d.h. der vollumfänglichen Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei Ausfall eines Netzbetriebsmittels. Seit geraumer Zeit wird Redispatch mittels Netzreservekraftwerken auch zur Kompensation noch unzureichender Stromübertragungskapazitäten von Nord- nach Süddeutschland im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung³ eingesetzt. Grundsätzlich kommt das Instrument seitens der Übertragungsnetzbetreiber präventiv (zur Vermeidung eines drohenden Netzengpasses) oder kurativ (zur Beseitigung eines bestehenden Netzengpasses) zum Einsatz. Redispatchmaßnahmen erfolgen im Rahmen von §§ 13, 13a EnWG für Erzeugungsanlagen ab 10 MW elektrischer Nennleistung. Somit fallen auch viele Industriekraftwerke unter diese Pflichten.

Systemdienstleistung	Instrumente	Netzstützender Effekt
Frequenzhaltung	Synchronität / Massenträgheit der Synchrongeneratoren, Energiespeicher, flexible Entnahme, Erzeugungsflexibilität	Frequenzausschläge werden gedämpft
Redispatch	Flexibilisierungsoptionen ermöglichen Verlagerung der Lastflüsse im Netz	Entlastung von Engpasselementen im Netz
Spannungshaltung	Gezielte Einspeisung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen	Kompensation von Blindleistung im Netz (Netzreaktanzen)
Kurzschlussleistung	Insbesondere konventionelle Erzeugungsanlagen tolerieren hohe Kurzschlussströme	Erleichtert Auffindung von Fehlerstellen im Netz
Schwarzstartfähigkeit	Laufwasserkraftwerke oder konventionelle Erzeugung mit Hilfsaggregaten, geeignete Speicher	Ermöglicht die Wiederaufnahme der Stromversorgung nach Stromausfall auf Netzebene

Tabelle 1. Auflistung essenzieller Netzsystemdienstleistungen (VCI).

³ Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung - ResKV).



Zur Frequenzstützung können Kraftwerke, anteilige Leistungsscheiben, ggf.⁴ flexible Produktionsanlagen und Stromspeicher an den Regelleistungsmärkten teilnehmen. Diesbezüglich bestehen die Produkte Primär-, Sekundär und Minutenreserveleistung mit jeweils spezifischen Präqualifikationsanforderungen, die an anderer Stelle beschrieben sind⁵.

Betreiber industrieller Erzeugungsanlagen vermarkten ihre Flexibilität nachweislich seit Jahren als Regelleistung zur Stützung der Systemstabilität. In der chemischen Industrie kommen überwiegend wärmegeführte KWK-Anlagen zum Einsatz, für deren Flexibilitätsbereitstellung betriebliche Anforderungen beachtet werden müssen, damit der jeweilige Betreiber seinen vertraglich vereinbarten Lieferverpflichtungen für Prozesswärme nachkommen kann, ähnlich der öffentlichen Versorgung. Zu den Randbedingungen des flexiblen Einsatzes industrieller KWK-Anlagen hat sich der VCI an anderer Stelle geäußert⁶.

Entnahmeflexibilität kann ebenso wie Erzeugungsflexibilität im **Strommarkt bereitgestellt** werden sowie Beiträge in den Bereichen **Frequenzstützung und Redispatch** leisten. Die Aktivierung der Flexibilität erfolgt durch eine Lastabsenkung oder Lasterhöhung mittels der Modulierung der Leistungsaufnahme durch die Produktion. Je nach Auslegung der Anlagenkonfiguration kann die Modulation ausschließlich in eine Richtung (Lastabsenkung oder Lasterhöhung) oder in beide Richtungen möglich sein. Die Option der Lasterhöhung erfordert zusätzliche Produktionskapazitäten und Produktspeicher. Die Kapazität der Produktspeicher kann durch die Regelungen des Gefahrstoff- und Störfallrechts begrenzt sein. Flexible Lasten können innerhalb betrieblicher Grenzen am Strommarkt agieren, z.B. durch Mehrentnahmen in Niedrigpreisperioden oder mittels Lastverzicht in Hochpreisperioden. Überdies können flexible Lasten als Netz- oder Systemdienstleistungen eingesetzt und somit als Regelleistung sowie im Bereich anderer Regulierungen vermarktet werden. Ein Beispiel für letztere ist die Verordnung zu Abschaltbaren Lasten, welche auf § 13i EnWG fußt, erstmals 2012 in Kraft trat und 2016 novelliert wurde. Die Ermächtigungsgrundlage umfasst auch die Option zur Vermarktung zuschaltbarer Lasten, die bislang jedoch seitens des Verordnungsgebers noch nicht umgesetzt wurde. Aus Sicht des VCI können entsprechende Vermarktungsinstrumente, die Regelleistungsmärkte flankieren, zusätzliches Flexibilitätpotential mobilisieren. Grundsätzlich sollten flexible Lasten mittels marktbasierter, diskriminierungsfreier und technologieneutraler Ausschreibungen erfolgen.

Stromspeicher können **intra- oder transsektoral** ausgeprägt sein. Diese Ausprägung kann mittels des **Sektorübergangs** zu speichernder elektrische Arbeit abgegrenzt werden. Verbleibt die gespeicherte Arbeit im Stromsystem („Strom zu Strom“) handelt es sich um einen **intrasektoralen** Speicher (z.B. Batteriespeicher). Bei **transsektoralen** Speicherkonzepten erfolgt die Zwischenspeicherung elektrischer Energie unter Verwendung eines Versorgungssystems außerhalb der Stromversorgung: die zu speichernde elektrische Arbeit verlässt den Stromsektor. Ein Beispiel für eine transsektorale Speicherung ist die Power-to-Gas-Technologie, im Rahmen derer elektrolytisch erzeugter Wasserstoff ggf. nach erfolgter Me-

⁴ vgl. Ausführungen zu Entnahmeflexibilität weiter unten

⁵ <https://www.regelleistung.net/ext/>

⁶ VCI Hintergrundpapier zum Thema: Flexibilität industrieller Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, 20.08.2015

thansierung zur Speicherung ins Erdgasnetz eingespeist und somit Strom bzw. Wärme unter Verwendung des Erdgasversorgungssystems zwischengespeichert wird.

Das vorliegende Dokument ist ein erster Schritt einer umfassenderen Analyse. Der technischen und regulatorischen Komplexität transsektoraler Speicherkonzepte Rechnung tragend, behandeln die nachfolgenden Ableitungen der regulatorischen Eckpunkte in den Kapiteln 3 und 4 ausschließlich intrasektorale Stromspeicher („Strom zu Strom“). Transsektorale Speicherkonzepte werden – aufbauend auf den Ergebnissen des vorliegenden Dokuments – in einem nachfolgenden Papier separat behandelt.

2.2. Abgrenzung von Stromspeichern

2.2.1. Definition Energiespeicher

Aufgrund der weit überwiegenderen Dargebotsabhängigkeit der installierten und für den Zubau vorgesehenen Erzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien (EE) ist die Schaffung von Energiespeicherkapazitäten unabdingbar. Für eine eindeutige und effiziente Behandlung des Speicherthemas ist zunächst die Schaffung von Begriffsdefinitionen vonnöten. Abb. 1 zeigt eine entsprechende Systematik für Energiespeicher im Stromversorgungssystem aus Sicht des VCI auf.

Bezüglich einer allgemeingültigen, nicht auf das Stromversorgungssystem begrenzten Definition von Energiespeichern stützt sich der VCI auf einen Vorschlag des BDEW⁷:

Allgemeingültige Definition des Begriffes „Energiespeicher“ des VCI in Anlehnung an den Vorschlag des BDEW

Energiespeicher sind Anlagen, die Energie mit dem Ziel der elektrischen, chemischen, elektrochemischen, mechanischen oder thermischen Speicherung aufnehmen und einer zeitlich verzögerten Nutzung wieder zur Verfügung stellen. Ebenso fallen hierunter sektorübergreifende Energiespeicher, wie z.B. Power-to-Gas-, Power-to-Heat- oder Power-to-Liquid-Anlagen.

2.2.2. Definition Stromspeicher

Gegenstand des vorliegenden Dokuments sind Energiespeicher im Stromsystem. Der BDEW unterbreitet hierfür folgende Definition⁸:

„Energiespeicher, die elektrische Energie aus einem Netz für die allgemeine Versorgung aufnehmen, diese zwischenspeichern und die ausgespeicherte elektrische Energie wieder in ein Netz für die allgemeine Versorgung einspeisen. Der Bezug von elektrischer Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher gilt nicht als Letztverbrauch.“

⁷ BDEW: Definition des Begriffes „Energiespeicher“. Begriffsdefinition und Vorschlag für eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben. 6. Juni 2014. [\[Abruf\]](#)

⁸ siehe 7

Hierbei wird auf einen Speicheranschluss an ein Netz der allgemeinen Versorgung abgestellt. Diese Einschränkung ist energiewirtschaftlich nicht begründbar. Grundsätzlich stellt § 1 StromNZV, welche u.a. Beschaffung, Erbringung und Abrechnung von Regelenergie normiert, auf den Begriff „Elektrizitätsversorgungsnetz“ ab, welcher gem. § 3 Nr. 16 EnWG sowohl Netze der allgemeinen Versorgung als auch geschlossene Verteilernetze nach § 110 EnWG einschließt. Insbesondere Industrienetze werden häufig gem. § 110 EnWG als geschlossene Verteilernetze oder auch als Kundenanlagen betrieben. Entsprechende Industrienetze, die i.d.R. Lastschwerpunkte bilden, in welche dezentral eingespeist wird, bieten sich ausdrücklich für die Installation von Speicherkapazitäten an. Ferner besteht kein energiewirtschaftlich valider Grund, eine unmittelbare Ausspeicherung in Produktionsanlagen ohne Netznutzung auszuschließen. Daher schlägt der VCI folgende Definition für Stromspeicher vor:

VCI-Definition des Begriffes „Stromspeicher“ (im Stromversorgungssystem)

Energiespeicher, die elektrische Energie aus einem Elektrizitätsversorgungsnetz nach § 3 Nr. 16 EnWG oder aus einer Kundenanlage aufnehmen, diese zwischenspeichern und die ausgespeicherte elektrische Energie wieder in ein Elektrizitätsversorgungsnetz nach § 3 Nr. 16 EnWG, in eine Kundenanlage oder unmittelbar in Produktionsanlagen einspeisen.

Stromspeicher können grundsätzlich auch außerhalb des Stromversorgungssystems zum Einsatz kommen. Insbesondere im Bereich der Elektromobilität werden Batteriespeicher zwar aus dem Stromversorgungssystem gespeist, stehen jedoch in erster Linie für den Antrieb des jeweiligen Elektrofahrzeugs und nicht für den Strommarkt oder Netz- bzw. Systemdienstleistungen zur Verfügung. Bestehende Konzepte zur Nutzung von Batteriekapazität im Elektromobilitätsbereich während längerer Standzeiten sehen wiederum eine periodische Einbindung in das Stromversorgungssystem vor. Erdgas- und Wärmespeicher sind zumeist allenfalls indirekt in das Stromversorgungssystem eingebunden.

2.3. Anwendung von Stromspeichern

Die Energiespeicherregulierung sollte sowohl eine markt- wie auch eine system- und netzdienliche Nutzung von Speichern ermöglichen. Mit Blick auf Stromspeicher sollte deren **marktorientierte** Verwendung auch den Einsatz in den Spot- (Day-ahead und Intraday) und Regelleistungsmärkten umfassen. Ferner können Stromspeicher ebenso im Rahmen des Bilanzkreismanagements marktorientiert eingesetzt werden, um Fahrplanabweichungen zu minimieren.

Netzdienlicher bzw. systemdienlicher Einsatz von Stromspeichern umfasst die Erbringung von Systemdienstleistungen, wie in Tabelle 1 aufgeführt. Insbesondere eignen sich Stromspeicher für den netzbezogenen Einsatz zur Spannungshaltung sowie zu Redispatch und zur Unterstützung der Schwarzstartfähigkeit.

2.4. Optionen der Stromspeicherung⁹

Die Kategorisierung von Stromspeichern kann mittels unterschiedlicher Systematiken erfolgen¹⁰:

- anhand des Speichermediums:
 - mechanische Speicher (Pump-, Schwungrad-, Druckluftspeicher)
 - elektrochemische Stromspeicher (Batteriespeicher)
 - chemische Stromspeicher (z.B. Power-to-Gas) ,
 - thermischer Stromspeicher (z.B. Salzschmelze, Power-to-Heat)
- anhand der Entladedauer, welche von Speicherperioden im Sekundenmaßstab bis hin zu Tagen oder Wochen reichen, oder
- anhand von Einsatzzweck und Netzebene, z.B. netzbezogene zentrale Speicher oder dezentrale Speicher für zentrale Anwendungszwecke, z.B. an Industriestandorten.

In der chemischen Industrie besteht eine Vielzahl technologischer Optionen sowohl zur strombasierten Erzeugung als auch zur Verwertung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen. Die Produktionsprozesse in der Chemie und damit die Bedingungen der Energienutzung sind sehr heterogen. Der bislang noch nicht abgeschlossene Prozess zur Identifizierung und Charakterisierung geeigneter Technologien hat begonnen. Hervorzuheben sind bis dato¹¹:

- PtH/PtG-Technologien: Wasserstoff und ggf. eine angeschlossene Methanisierung sind wesentliche Optionen zur Speicherung großer Elektrizitätsmengen. Über Windstrom könnte prinzipiell die Prozesskette zur Produktion chemischer Grundstoffe in Deutschland über die Erdgas-Route versorgt werden. Ob über diese Rohstoffroute Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann, bleibt zu prüfen.
- LOHC - Technologie: Für den Transport sowie die Speicherung von Wasserstoff kann der LOHC- (Liquid Organic Hydrogen Carrier) Ansatz dienen: am Ort der Einspeicherung wird Wasserstoff katalytisch auf aromatische organische Moleküle transferiert und aus diesen nach dem Transport bzw. nach Lagerung entsprechend dem aktuellen Bedarf freigesetzt¹².

⁹ Dieses Kapitel berücksichtigt auch sektorübergreifende Stromspeicherkonzepte. Kapitel 3 und 4 beschränken sich als erster Schritt einer umfassenderen Analyse auf intrasektorale Stromspeicher. Regulatorische Aspekte sektorübergreifender Speicherkonzepte werden in einem nachfolgenden Papier separat behandelt.

¹⁰ angelehnt an Wolf-Peter Schill, Jochen Diekmann und Alexander Zerrahn, „Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende“, DIW Wochenbericht Nr. 10.2015

¹¹ s. auch oben: VCI-Diskussionspapier „Technologische Optionen zur flexiblen Nutzung von elektrischer Energie und Energiespeichern in der Chemieindustrie“, Frankfurt am Main, April 2015

¹² durch katalytische Dehydrierung und mit hoher Energiedichte, vergleichbar mit der von Erdgas bei 200 bar bzw. Wasserstoff bei 700 bar

- Verfahren zur Flexibilisierung kontinuierlicher Chemieprozesse: Elektrolyseure können grundsätzlich durch Modulzubau oder Anpassung der Leistungsaufnahme flexibilisiert werden; spezifische Entwicklungen im Grundlagenbereich sowie für den Verbundprozess sind notwendig, um den Wirkungsgrad des Gesamtprozesses zu verbessern und insbesondere um die vergleichsweise deutlich höheren Kosten zu senken. Zur H₂-Verwertung kommen neben bestehenden Hydrierungs- oder Hydroformylierungs-Prozessen auch die Herstellung synthetischer Kraftstoffe via Fischer-Tropsch-Synthese oder von Kraftstoff-Komponenten wie Methanol als etwaige Chemie- und Energierohstoffalternative, bevorzugt mit Kohlendioxid (CO₂) als Kohlenstoffquelle, in Betracht. So kann in der Mobilität H₂ sowohl direkt in Brennstoffzellenfahrzeugen oder über Kraftstoffe genutzt werden. Darüber hinaus ergeben sich Potentiale zur Herstellung von Plattformchemikalien zur weiteren Verarbeitung in der Chemieindustrie. Weitere Verfahren sind u.a. die Lichtbogen-Technologie, die Carbid-Synthese, die Luftzerlegung/Flüssig-Luft-Speicherung (LAES), die Druckluftspeicherung und die Plasmavergasung.
- Nutzung von Batch-Prozessen (chemische „Eintopf“-Prozesse) und elektrochemischen Reaktionen sowie Batterien: Batch-Prozesse wie z.B. Prozesse der Graphitindustrie aber auch modulare elektrochemische Prozesse haben in der Summe Potential. Batterietechnologien sind wegen ihrer hohen Effizienz insbesondere auf lokaler Ebene interessant.

Ein zentraler und bislang nicht genügend berücksichtigter Aspekt ist die Möglichkeit den Stromsektor über physikalische und chemische Wandlungsprozesse an den Wärmesektor und dem Bereich gasförmiger und flüssiger Energieträger zu koppeln. Hier ergeben sich an Chemiestandorten zahlreiche Synergien durch Kombination der Strom-, Wärme- und Stoffnetze. Daher sind Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat-Konzepte sowie thermische oder thermochemische Speicher effiziente technologische Optionen:

- Integrierte Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Industriekraftwerken an großen Chemiestandorten können im Rahmen der technischen, betrieblichen und ökonomischen Möglichkeiten einen Beitrag zur Flexibilisierung leisten. Weitere Potentiale eröffnen sich über die Zusammenschaltung vieler KWK-Anlagen zu „virtuellen Kraftwerken“ und ihre mögliche Integration in PtH- sowie PtG-Konzepte.
- Power-to-Heat ist eine interessante Flexibilisierungsoption, die an einzelnen Standorten technologische Effektivität und ökonomische Effizienz zeigen kann. Ihre technische Machbarkeit ist hinreichend erprobt. Eine direkte Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung und damit die Substitution fossilen Erdgases kann an einzelnen Standorten ggf. eine höhere technologische Effektivität und ökonomische Effizienz zeigen als die alternative Wasserstofferzeugung mittels regenerativen kostengünstigen Stroms und anschließender Methanisierung. Dies kann in Chemiestandorten besonders attraktiv sein, da anders als z.B. bei der kommunalen Wärmeversorgung ein Grundlastbedarf mit einem hohen Wärme- bzw. Dampfanteil besteht. In der chemischen Industrie besteht eine hohe Kompetenz hinsichtlich einer effizienten Prozesseinbindung und Speicherung von Wärme. Geeignete regulatorische Rahmenbedingungen und ökonomische Anreize vorausgesetzt, bildet Power-to-Heat insbesondere in der chemischen Industrie eine valide Flexibilisierungsoption.
- Thermische oder thermochemische Speicher haben ebenso Potential zur Entkopplung

der Strom- und Wärmeerzeugung. Sie bieten die Möglichkeit, die Strom- und Wärmeerzeugung zu entkoppeln und die Anlagen somit gemäß den Strommarktsignalen und somit der optimalen Integration erneuerbarer Energien zu betreiben. Die verschiedenen Technologien sind auf sehr unterschiedlichen Entwicklungsständen.

Eine Übersicht über mögliche Maßnahmen zur Flexibilisierung zeigt Abbildung 2.

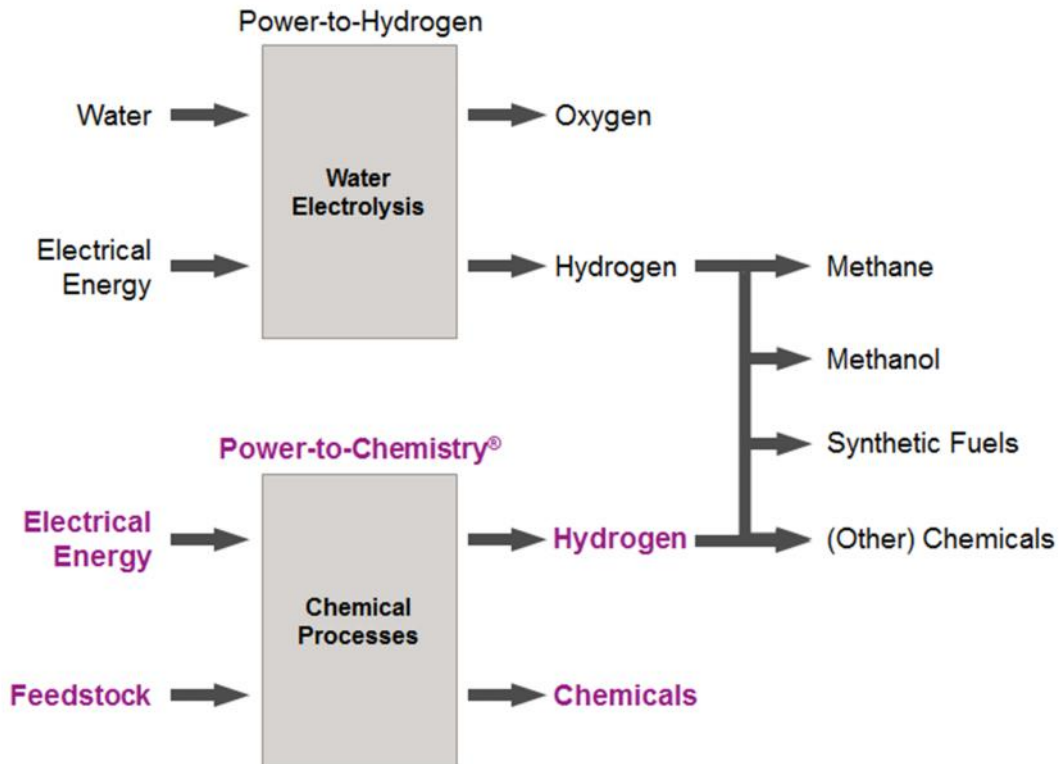


Abb. 2: Übersicht über mögliche Flexibilisierungsmaßnahmen¹³

¹³ Vortrag "The alternative: Low-carbon hydrogen from chemical processes", Georg Markowz, Evonik, 2015.

3. Strukturierung regulatorischer Vorgaben für die Stromspeicherung

In den nachfolgenden Ausführungen werden – sofern nicht anders erwähnt – ausschließlich intrasektorale Stromspeicher betrachtet entsprechend der Definition in Kapitel 2.1.

3.1. Regulierungsstruktur nach Speicherphasen

Stromerzeuger, Stromverbraucher und Speicher können auf verschiedene Weise zur Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem beitragen, sei es im Strommarkt, über Flexibilitätsmärkte oder Netz- bzw. Systemdienstleistungen. Regulatorische Rahmenbedingungen sollten daher nicht technologiespezifisch, sondern **technologieneutral** ausgerichtet sein, d.h. anhand der Wirkung, die durch die Aktivierung eines Speicherprozesses oder flexibler Erzeugung/Entnahme auf das Stromsystem beschrieben wird. Daher ist eine grundlegende Charakterisierung der verschiedenen Speicher- und Flexibilitätsoptionen anhand ihrer jeweils denkbaren Systemfunktionen erforderlich. Physikalisch kann die Stromspeicherung in die Phasen Einspeicherung, Speicherzustand und Ausspeicherung unterteilt werden. Für die markt- und netzseitige Nutzung von Stromspeichern und somit auch für den Regulierungsrahmen sind ausschließlich die Charakteristika der Ein- und Ausspeisung relevant. Diesen **Speicherphasen** sind im Zuge der Regulierung zu berücksichtigende **Schlüsselparameter** zuzuordnen, wie in Tabelle 2 dargestellt.

Schlüsselparameter	Relevant für ...	
	Einspeicherung	Ausspeicherung
Definition Speicherstrom	✓	✓
Marktrolle	✓	✓
Netz- und Systemdienstleistungen	✓	✓
Netzausbaualternative	✓	✓
Netznutzungsentgelte	✓	
Netzzugang	✓	✓
Strombesteuerung	✓	
Strommärkte	✓	✓
Stromspeicherdefinition	✓	✓
Umlagebelastung	✓	

Tabelle 2. Zuordnung regulierungsrelevanter Schlüsselparametern zu den Speicherphasen.

3.2. Identifizierung von Regulierungsbedarfen

Abb. 3 zeigt schematisch ein mögliches Vorgehen zur Identifizierung und Formulierung von Regulierungsbedarfen auf:



1. Die Definition der genannten Schlüsselparameter ist der Initialschritt zur Formulierung konkreter Änderungsbedarfe in bestehenden Regularien bzw. zur Neuformulierung notwendiger Regulierungsbedarfe.
2. Die identifizierten und definierten Schlüsselparameter werden in einem zweiten Schritt einer oder beider Speicherphasen zugeordnet.
3. Weiterhin werden, analog zu den vorangegangenen Beispielen mit Bezug auf Tabelle 2, jedem Schlüsselparameter Regulierungsanforderungen zugeordnet.
4. Im nächsten Schritt erfolgt die Identifizierung von Regelwerken, die bzgl. der Schlüsselparameter und den entsprechenden Regulierungsanforderungen relevant sind. Hierbei kann es sich um Gesetze, Rechtsverordnungen, Festlegungen der Bundesnetzagentur, technische Normen, technische Regelwerke u.a. handeln.
5. Zunächst ist jedes der identifizierten Regelwerke auf bestehende Regulierungshemmnisse zu prüfen.
6. In einem weiteren Schritt ist der Bedarf an ergänzenden Regelungen zu untersuchen.
7. Aus diesen Arbeitsschritten resultiert die Formulierung konkreter Regelwerksänderungen oder entsprechender Eckpunkte.



4. Empfehlungen für Eckpunkte einer Stromspeicherregulierung

4.1. Stromspeicherdefinition

Im geltenden Energiewirtschaftsrecht bestehen mehrere Definitionen im Bereich der Energiespeicher. Beispielsweise fallen Speicheranlagen unter den Begriff der „Energieanlagen“ gem. § 3 Nr. 15 EnWG. Hingegen schließt der Anlagenbegriff des EEG Einrichtungen, die „zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“ in den Anlagenbegriff ein (§ 3 Nr. 1 EEG). § 3 Nr. 42 EEG definiert „Speichergas“ als 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“. Mit dieser Speichergasdefinition werden somit partiell auch sektorübergreifende Ansätze verfolgt, jedoch nur mit Bezug auf regenerativ erzeugten Strom. Ferner gibt § 3 Nr. 31 EnWG eine Definition einer Speicheranlage, die sich jedoch ausschließlich auf die Speicherung von Erdgas bezieht.

Energiespeicher sind im gegenwärtigen Regulierungsrahmen somit grundsätzlich berücksichtigt. Die entsprechenden Definitionen umfassen jedoch nicht den technologieoffenen Rahmen der weiter oben in Abschnitt 2.2.2 hergeleiteten Definition.

Eckpunkte für eine Anpassung der Regulierung: Stromspeicherdefinition

- Notwendigkeit der Verankerung einer technologieoffenen und ganzheitlichen Definition von Stromspeichern im Energiewirtschaftsgesetz gem. der in Abschnitt 2.2.2 im vorliegenden Dokument hergeleiteten Definition.
- Diese Begriffsdefinition sollte analog für nachgelagerte Rechtsnormen gelten.

4.2. Definition Speicherstrom

Jede Zwischenspeicherung ist mit Speicherverlusten verbunden, d. h. die aus einem Netz oder einer Kundenanlage zur Einspeicherung entnommene Energie ist stets größer als die Energie, die nach der Ausspeicherung zur Verfügung steht. Maßgeblich für die Höhe der Differenz ist die Umwandlungseffizienz. Grundsätzlich sollten Umwandlungsverluste minimiert werden. Eine zu geringe Umwandlungseffizienz untergrübe die physikalische Sinnhaftigkeit der Stromspeicherung. Demgegenüber kann eine zu stringente Maximierung der Umwandlungseffizienz zu überproportionalen Investitionskosten führen. Ein Regulierungsrahmen sollte deshalb ausgewogene Anreize für die Nutzung umwandlungseffizienter Speichertechnologien setzen.

Ein sinnvoller Ansatz bestünde in der Definition von Speicherstrom als die jeweils ausgespeicherte Strommenge, d.h. unter Subtraktion der Umwandlungsverluste durch Ein-



und Ausspeicherung. Ausschließlich diese ausspeicherseitig zur Verfügung stehende Strommenge sollte nicht als Letztverbrauch in Bezug auf den Stromspeicher gelten und würde somit – entsprechend der obigen Ausführungen – nicht mit Abgaben und Umlagen auf Letztverbrauch belastet. **In der Folge würden erhöhte Speicherverluste verbunden mit einer geringeren Umwandlungseffizienz zu größeren Betriebskosten führen und somit wirtschaftlich unattraktiv.** Damit würde eine Markteinführung von höher-effizienten Speichertechnologien erreicht.

Eckpunkte für eine Anpassung der Regulierung: Definition Speicherstrom

- Definition von Speicherstrom als die nach der Ausspeicherung verfügbare Strommenge.
- Fingierung ausschließlich entsprechenden Speicherstroms als nicht selbstverbrauchte Strommengen.
- Im Umkehrschluss Fingierung von Umwandlungsverlusten als Letztverbrauch des Stromspeichers, für den sämtliche administrative Strompreis- und Netzentgeltzuschläge (Steuern und Abgaben) anfallen.

4.3. Marktrolle

§ 3 Nr. 9 EnWG definiert Betreiber von Speicheranlagen als „*natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Speicherung von Erdgas wahrnehmen und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich sind*“. An dieser Stelle bedarf es zusätzlich einer Definition von Betreibern von Anlagen zur Zwischenspeicherung von Elektrizität, wobei diese – entsprechend der obigen Ausführungen – nicht in Form von Elektrizität erfolgen muss.

Aufgrund der Trennung von Netz und Vertrieb (Unbundling) darf ein Stromspeicher heute nicht in beiden Bereichen, sondern nur in jeweils einem Segment genutzt werden. Sofern Netzbetreiber ebenso als Stromspeicherbetreiber agieren können, können diese Stromspeicher – ohne vorherige Marktakquirierung – schnell und effizient einsetzen. Hierfür müsste eine parallele und anteilig getrennte Nutzung eines Speichers für netzdienliche Anwendungen außerhalb der Märkte (Systemdienstleistungen) und Anwendungen in Markt ermöglicht werden. Bei einem entsprechenden Einsatz von Speichern durch Netzbetreiber entfielen allerdings eine marktbasierende Kostenkontrolle. Grundbedingung wäre in jedem Fall eine getrennte Bilanzierung von Netz- und Speicherbetrieb.

Idealerweise sollten die Einführung von Speichern durch den Markt geregelt werden. Marktanreize können durch Umlage- und Abgabeentlastungen von systemdienlicher Flexibilitätserbringung flankiert und verstärkt werden.

Die Geschäftsmodelle für Demonstrationsanlagen der Stromspeicherung sind in dem Maßstab, die für eine Überführung in eine industrielle Anwendung erforderlich ist, nicht darstellbar. Für Pilotprojekte sollten deshalb ein erleichterter Regulierungsrahmen (umfangliche Be-

freierung von Abgaben und Steuern) und eine Projektförderung so lange gewährt werden, bis die Markteinführung durch den zukünftigen Regulierungsrahmen ermöglicht wird.

Eckpunkte für eine Anpassung der Regulierung: Marktrolle

- Zusätzliche Nr. 9a in § 3 EnWG zur Definition des Stromspeicherbetreibers:
*„Betreiber von Stromspeicheranlagen:
 natürliche oder juristische Personen, die die Aufgabe der Speicherung von Elektrizität wahrnehmen und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich sind“.*
- Revision des Unbundlings von Netzbetreibern mit dem Ziel einer unmittelbaren netzbetreiberseitigen Stromspeichernutzung ohne vorherige Marktakquirierung.
- Gewährung fördernder Regulierungsbedingungen für Pilotprojekte.

4.4. Netz- und Systemdienstleistungen

Eine erfolgreiche Einführung von Energiespeichern in die Regelleistungsmärkte bedarf geeigneter Präqualifikationskriterien. Diese sollten einerseits im Wettbewerb gebildete Gebote von Speicherleistung ermöglichen, müssen andererseits jedoch den Anforderungen hinsichtlich Erbringung und Vorhaltung der jeweiligen Regelleistungsart genügen. Teilweise werden Batteriespeicher bereits in der Primärregelung eingesetzt. Begrenzender Faktor ist hierbei die zeitliche Limitierung der Erbringung der vollen präqualifizierten Regelleistung.

Die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur hat jüngst Festlegungen zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve beschlossen¹⁴. Wichtige Eckpunkte umfassen die Verkürzung des wöchentlichen Ausschreibungszyklus sowie regelzonenübergreifendes Pooling. Eine Verkürzung der Ausschreibungsfristen befördert aufgrund der impliziten verkürzten Erbringungsdauer die Integration von Speichertechnologien. Allerdings ist der seitens der Beschlusskammer festgelegte kalendertägliche Zyklus nach Ansicht des VCI und weiterer Marktteilnehmer ungeeignet, da eine hierfür benötigte 24/7-Besetzung der Energiehandelsabteilungen derzeit nicht Standard ist. Vorzugswürdig wäre deshalb ein werktäglicher Ausschreibungszyklus.

Auch der wöchentliche Ausschreibungszyklus im Rahmen der Primärregelung stellt ein Hemmnis für den Speichereinsatz in diesem Segment dar. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in diesem Zusammenhang eigens abweichende Anforderungen an die Speicherkapazität für Batterien zur Teilnahme an der Primärregelung formuliert¹⁵. Vorzugswürdig wären

¹⁴ Az. BK6-15-158, BK6-15-159

¹⁵ Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelung, ÜNB, August 2015 [[Abruf](#)]

jedoch einheitliche technologieunabhängige Präqualifikationsbedingungen. Beispielsweise könnte die Ausschreibung von Primärregelleistung auf einen werktäglichen Zyklus verkürzt werden. Damit würde das Marktsegment reaktionsschnellen Stromspeichern mit begrenzter Kapazität ohne gesonderte Präqualifikationsbedingungen zugänglich. Uneingeschränktes regelzonenübergreifendes Pooling von Angebotsleistung (nicht nur zur Leistungsbesicherung) könnte die Integration von Speichern fördern.

Für einen wirtschaftlichen Einsatz von Speichern in den Anwendungsbereichen Systemdienstleistungen, EE-Marktintegration und Einsatz im Behind-the-meter-Segment (u.a. Eigenverbrauch) sind differenzierte Regeln notwendig. Die Regulierungstiefe unterscheidet sich dabei stark.

Ferner sollte geprüft werden, ob Netzbetreiber sich Speicherdienstleistungen Dritter bedienen können sollten, unter der Voraussetzung einer transparenten Vermarktung entsprechender Produkte mit begrenztem Erbringungszeitraum.

Sofern der Strommarkt und die Regelleistungsmärkte mit ihren derzeitigen und ggf. modifizierten Präqualifikationsbedingungen eine langfristige Stromspeicherung zur Überbrückung von mehrwöchigen Windflauten nicht hinreichend anreizen, sollte zu gegebenem Zeitpunkt die Einführung langfristiger Regelenergieprodukte geprüft werden. In der Gaswirtschaft bestehen bereits Langfristprodukte. Diese werden im Rahmen der MOL-Ränge 4 und 5 der GaBi Gas¹⁶ reguliert.

Eckpunkte für eine Anpassung der Regulierung: Netz- und Systemdienstleistungen

- Die Integration von Speichern in den Regelleistungsmärkten könnte mit folgenden Maßnahmen befördert werden:
 - Verkürzung derzeit noch bestehender wöchentlicher Ausschreibungszyklen auf werktägliche Zyklen
 - Geeignete Präqualifikationskriterien für die Integration von Speichern
 - Ermöglichung des uneingeschränkten regelzonenübergreifenden Poolings von Angebotsleistung
- Vermeidung von technologiespezifischen Präqualifikationskriterien
- Prüfung einer Nutzung von Speichern durch Netzbetreiber als eine Dienstleistung Dritter
- Zu gegebenem Zeitpunkt: Prüfung einer Einführung von Langfrist-Regelenergieprodukten zur Marktintegration von Langfrist-Stromspeichern

¹⁶ Beschluss zum Festlegungsverfahren zur Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung, „GaBi Gas 2.0“), Bundesnetzagentur, Dezember 2014, [[Abruf](#)]

4.5. Netznutzungsentgelte

§ 118 Abs. 6 EnWG ermöglicht eine zeitlich befristete Befreiung von Speicherstrom von den Stromnetzentgelten. Motivation des Gesetzgebers für entsprechende Regelungen war die Erhöhung des wirtschaftlichen Anreizes für Investitionen in neue Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie¹⁷. Die Regelung umfasst die nachfolgend gelisteten Anwendungsfälle:

- Neu errichtete Stromspeicher (nach dem 31.12.2008 errichtet): Netzentgeltbefreiung über einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme, sofern
 - die Inbetriebnahme innerhalb von 15 Jahren ab 4. August 2011 erfolgt,
 - die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und
 - die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird.
- Bestehende Pumpspeicher: Netzentgeltbefreiung über einen Zeitraum von 10 Jahren nach Inbetriebnahme, sofern
 - deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 Prozent oder
 - alternativ deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurden
 - und die Speicherlast atypisch ist.
- Für Power-to-Gas-Anlagen gelten dieselben Befreiungstatbestände wie für neu errichtete Stromspeicher auch dann, wenn
 - keine Rückspeisung in dasselbe Stromnetz erfolgt.
 - Zusätzlich sind die Anlagen noch von Einspeisenentgelten in das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, befreit.

Darüber hinaus ermöglicht § 19 Abs. 4 StromNEV Speicherbetreibern ein individuelles Netzentgelt: ein leistungspreisbasiertes Entgelt wird hierbei ausschließlich auf nicht rückgespeiste Strommengen erhoben; hierbei handelt es sich i.d.R. um Speicherverluste. Zusätzlich abweichend von der Systematik des § 118 Abs. 6 EnWG ist eine Rückspeisung in dasselbe Netz keine Bedingung zur Inanspruchnahme einer besonderen Netzentgelttarifizierung. Die Fokussierung der Regelung gem. § 19 Abs. 4 StromNEV auf die Privilegierung von Speicherstrom abzüglich der Speicherverluste führt zu einer begrüßenswerten Anreizung von effizienten Speicherlösungen.

Ferner besteht alternativ die Möglichkeit für Speicher besondere Netzentgelte für die atypische Netznutzung in Anspruch zu nehmen. Um ein ebenes Spielfeld mit anderen Flexibilitätsoptionen herzustellen, bedarf es an einer grundsätzlich flexibilitätsanreizenden Gestaltung der Netzentgeltsystematik. Aus Sicht des VCI sind diesbezüglich folgende Maßnahmen erforderlich:

¹⁷ BT-Drs. 17/6072, S. 97

- Dynamisierung der atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 1) durch Einrichtung einer flankierenden Zurufregelung, die eine Aufhebung langfristig festgelegter Hochlastzeitfenstern seitens des jeweiligen Netzbetreibers mit ein bis fünf Tagen Vorlauf ermöglicht, sofern Netzengpässe in diesen Zeitfenstern ausgeschlossen werden können. Dies ermöglichte Marktteilnehmern flexiblere Reaktionen auf Marktsignale, ohne einhergehendes Risiko einer Erhöhung der Netzentgeltzahlungen aufgrund einer erhöhten abrechnungsrelevanten Lastspitze.
- Flexibilisierung der Regelung zur gleichmäßigen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Strom-NEV) mittels Bereinigung der Benutzungsstundenzahl, die der Prüfung der materiellen Voraussetzungen zur Inanspruchnahme der Regelung zugrunde gelegt wird, von Flexibilitätserbringung (z.B. Erbringung von Regelleistung).
- Bereinigung netzentgeltwirksamer Leistungsspitzen von Mehrentnahmen für Systemdienstleistungen und bei Stromüberangebot.

Das Einspeisemanagement (EinsMan, §§ 14, 15 EEG) ermöglicht die Abregelung von EE-, KWK-Anlagen oder Stromerzeugungsanlagen auf der Basis von Grubengas durch Netzbetreiber zur Beseitigung von Netzengpässen. Hierbei werden den Anlagebetreibern 95% der entgangenen Erlöse erstattet. Die so entstehenden Kosten gehen in die Netzentgelte ein. Eine (stufenweise) Abschaffung dieser Regelung würde die Netzkosten dämpfen und somit zu einem Abbau von Flexibilitätshemmnissen beitragen.

Sofern im Rahmen einer novellierten Netzentgeltsystematik künftig Einspeisenentgelte erhoben würden, würden diese grundsätzlich auf Ausspeicherstrom entrichtet, sofern der betreffende Speicher in ein Netz der allgemeinen Versorgung oder in ein geschlossenes Verteilernetz einspeist. Grundsätzlich tritt der VCI im Falle der Erhebung von Einspeisenentgelten dafür ein, diese entsprechend der Netzdienlichkeit der betreffenden Einspeisesituation zu bemessen. Diesem Rechnung tragend, sollte auf last- und verbrauchsnahe Einspeisungen keine Einspeisenentgelte erhoben werden. Entsprechende Regelungen würden implizit eine netzdienliche Platzierung von Stromspeichern anreizen.

Eckpunkte für eine Anpassung der Regulierung: Netznutzungsentgelte

- Mit § 118 Abs. 6 EnWG und § 19 Abs. 4 StromNEV bestehen Regelungen zu der Netzentgelttarifizierung von Speicherstrom, die eine Marktintegration von Stromspeicherlösungen befördern.
- Zur weiteren Flexibilitätsanreizung und für die Schaffung eines ebenen Spielfeldes zwischen Speichern und alternativen Flexibilitätsoptionen bedarf es der Anpassung der bestehenden Netzentgeltsystematik, z.B. in Form einer Erweiterung der bestehenden Regelungen zu Sondernutzungsentgelten
- Die Reduzierung von Netzkosten beispielsweise durch die Abschaffung der Vergütung von EE-Anlagenbetreiber bei Anlagenabregelungen im Rahmen des Einspeisemanagements gem. §§ 14, 15 EEG führte zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen.
- Grundsätzlich keine Erhebung von Netzentgelten auf Speicherstrom.

4.6. Umlagebelastung

Zusätzlich zu den Netzentgelten bestehen weitere regulierte Netzentgelt- und Verbrauchsaufschläge, z.B. die EEG-Umlage, welche den Börsenstrompreis erheblich überschreitet (Tabelle 3). Entsprechende Stromkostenaufschläge wirken analog der für die Netznutzung abrechnungsrelevanten Jahreslastspitzen flexibilitätshemmend auf Mehrentnahmen.

Umlage	Rechtsgrundlage	Umlagehöhe in 2017 (nicht privilegiert, ct/kWh)
EEG-Umlage	§§ 60 ff. EEG	6,880
AbLaV (Abschaltbare Lasten)	§ 18 AbLaV	0,006
Individuelle Netzentgelte	§ 19 Abs. 2 StromNEV	0,388
Offshore-Haftungsumlage	§ 17f EnWG	-0,028
KWK-Umlage	§ 27 KWKG	0,438
Konzessionsabgabe	§ 2 Abs. 3 KAV	0,11

Tabelle 3. Übersicht über die Strompreis- und Netzentgeltzuschläge.

Für eine Dämpfung dieser flexibilitätshemmenden Wirkung sind zwei Lösungen denkbar:

1. Dynamisierung der regulierten Kostenpositionen
2. Entfall der regulierten Kostenpositionen bei Flexibilitätserbringung

Eine Dynamisierung von regulierten Strompreisbestandteilen ist für nicht direkt am Strommarkt beschaffende Letztverbraucher problematisch, da diese der entsprechenden Dynamik ausgesetzt werden, ohne selbst am Markt darauf reagieren zu können. Es ist daher fraglich, ob eine Dynamisierung der Preisaufschläge zu einer signifikanten Hebung flexiblen Potentials beitragen kann. Darüber hinaus wäre mit einer Dynamisierung ein erheblicher administra-

tiver Aufwand erforderlich. Fehlprognosen können zur Unterdeckung der Umlagekonten führen. Ferner verringerte eine Dynamisierung die Planungssicherheit für Unternehmen.

Eine grundsätzliche regulatorische Lösung bestünde in einer Umlageerhebung ausschließlich auf Speicherstrom. Die Anpassung des EEG im Jahr 2016 ermöglicht mit § 61k EEG 2017 die Vermeidung der EEG-Umlagebelastung bei der Zwischenspeicherung. Demnach verringert sich für Strom, der in einer Saldierungsperiode¹⁸ zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher eingespeist wird, die EEG-Umlage in Höhe und Umfang der Umlagebelastung des Ausspeicherstroms. Sind Ein- und Ausspeicherstrom formal mit der vollen EEG-Umlage belastet, verringert sich dementsprechend die Umlagebelastung der Einspeicherseite auf null. Auch für Eigenstrom würde somit keine doppelte Umlagebelastung im Falle der Zwischenspeicherung entstehen. Bei multivalenter Nutzung des Speichers, d.h. bei nicht ausschließlicher Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung oder bei nicht ausschließlicher Eigenstromnutzung ist die Verringerung der EEG-Umlage auf höchstens 500 im Stromspeicher verbrauchte Kilowattstunden je kW installierter Speicherkapazität pro Kalenderjahr begrenzt. Letzteres wirkt ambivalent: einerseits wird eine multivalente Speichernutzung ermöglicht; andererseits ist die Umlagebegrenzung dann auch zeitlich reduziert. Auch Speicherverluste sind von der EEG-Umlage ausgenommen, wodurch Effizianzanreize entfallen.

§ 27b KWKG ermöglicht eine Begrenzung der KWKG-Umlage für Stromspeicher. Jedoch bestehen hinsichtlich weiterer gemäß KWKG gewälzten Umlagen (Offshorehaftungs-, § 19- und AbLaV-Umlage) Unsicherheiten, ob eine Umlagebegrenzung gem. KWKG im Falle der Stromspeicherung anzusetzen ist. In den jeweiligen Rechtsgrundlagen wird zwar auf die §§ 26, 28 und 30 KWKG verwiesen, jedoch nicht auf § 27b KWKG, welcher eine Umlagebegrenzung für Stromspeicher regelt. Dies spricht dafür, dass eine Umlagebegrenzung bei Stromspeichern entsprechend § 27 b KWKG nicht ansetzbar ist. Sofern von einer grundsätzlichen Umlageentlastung von Speicherstrom künftig weiter abgesehen würde, sollte zumindest hilfsweise für Umlagen, die gem. KWKG gewälzt werden, eine rechtssichere Begrenzung gem. § 27b KWKG erfolgen.

Zur Schaffung eines ebenen Spielfeldes zwischen den Flexibilitätsoptionen, sollten systemdienliche Mehrentnahmen grundsätzlich von Umlagen vollständig entlastet werden.

¹⁸ Kalenderjahr oder –monat, je nach Anwendungsfall



Eckpunkte für eine Anpassung der Regulierung: Umlagebelastung

- Einspeicherung in sowie Ausspeicherung aus Stromspeichern ist kein Letztverbrauch: grundsätzlich keine Umlageerhebung auf Speicherstrom.
- Hilfsweise: Schaffung von Rechtssicherheit für die Begrenzung nach KWKG gewählter Umlagen bei der Stromspeicherung.
- § 61k EEG 2017 ist ein alternativer und grundsätzlich sinnvoller Ansatz zur Vermeidung einer Doppelbelastung zwischengespeicherter Stroms mit der EEG-Umlage. Die der Regelung implizite Beschränkung der Ausspeicherung in ein Netz der allgemeinen Versorgung sollte jedoch entfallen.
- Grundsätzliche Umlagebefreiung von systemstützenden Mehrentnahmen, zur Schaffung eines ebenen Spielfeldes zwischen den Flexibilitätsoptionen.

4.7. Strommärkte

Für die Anreizung flexiblen Strombezugs und im Speziellen für eine Marktintegration von Speichern, bilden volatile Strompreise eine ökonomische Grundlage (Einspeicherung bei niedrigen Strompreisen, Ausspeicherung bei erhöhten Strompreisen). Voraussetzung ist ein ungestörtes Preissignal zumindest auf Großhandelsebene. Störfaktoren können regulierte Preisbegrenzungen, Überlagerungen durch administrative Aufschläge (Netzentgelte, Umlagen) sowie Marktstörungen durch kapazitätsfördernde Instrumente (Kapazitätsmechanismen) sein.

Mit der Verabschiedung des Strommarktgesetzes im Jahr 2016 wurde § 1a EnWG eingeführt, welcher in Abs. 1 regulatorische Eingriffe in die Strompreise unterbindet. Nach jetzigem Stand sind diesbezüglich keine Regulierungsanpassungen nötig.

Im Zuge der energiepolitischen Diskussionen zur Flexibilisierung der Strommärkte werden Terminmärkte mitunter als Flexibilitätshemmnis verstanden. Allerdings können auch langfristig beschaffte Strommengen auf den Spotmärkten kurzfristig veräußert oder durch Zukauf ergänzt werden. Terminmärkte sind somit ein Baustein der Flexibilisierung. Ferner stellen diese ein Hedginginstrument dar, welches Letztverbrauchern die Absicherung von Preisrisiken ermöglicht. Dies ist umso wichtiger, als Preisspitzen auf den Spotmärkten ein wesentlicher ökonomischer Treiber für die Marktintegration von Speichern sind.

Eckpunkte für eine Anpassung der Regulierung: Strommärkte

- Konsequente Zulassung freier Großhandelspreise.
- Erhalt und Stärkung der Terminmärkte als Hedgingoption zur Absicherung von Preisrisiken.

4.8. Netzzugang

§ 17 Abs. 1 EnWG regelt die Anschlusspflicht der Netzbetreiber für Speichieranlagen und Stromspeicher. Abs. 2 spricht den Netzbetreibern das Recht zu, sofern der Netzanschluss aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung des Zwecks des § 1 EnWG nicht möglich oder nicht zumutbar ist, diesen zu verweigern. § 1 EnWG weist in Abs. 1 den Zweck des Gesetzes aus: eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Diese Regulierungsgrundlagen ermöglichen den Netzanschluss von Energiespeichern unter Wahrung der technisch-ökonomischen Zumutbarkeit für den Netzbetreiber und sind hinreichend.

Grundsätzlich sollte die regulatorischen Behandlung von Speichern die Ausspeicherung nicht auf dasselbe Netz, aus welchem die Einspeicherung erfolgte, beschränken. Eine Ausspeicherung in ein drittes Stromnetz, in eine Kundenanlage oder direkt in Produktionsanlagen entspricht einer räumlichen Entkopplung von Ein- und Ausspeicherung, die ggf. netzentlastend wirken kann. Jene sollte deshalb regulatorisch nicht schlechter gestellt werden als eine Ein- und Ausspeicherung in dasselbe Netz. Zum Beleg einer Stromzwischen-speicherung ist die Rückspeisung von Speicherstrom mittels geeichter Zählung nachzuweisen.

Eckpunkte für eine Anpassung der Regulierung: Netzzugang

- Regulatorische Gleichbehandlung der Ein- und Ausspeicherung in dasselbe Netz gegenüber der Ausspeicherung in ein drittes Netz, in eine Kundenanlage oder in Produktionsanlagen.

4.9. Strombesteuerung

Das Zweite Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes enthält eine Regelung in stationären Batteriespeichern zwischengespeicherten Strom nicht als Letztverbrauch anzusehen und somit von einer Strombesteuerung auszunehmen. Der VCI begrüßt die Intention des Gesetzgebers die Rolle von Energiespeichern im Rahmen der Stromversorgung zu berücksichtigen und eine sachgerechte stromsteuerrechtliche Abwicklung bei der Verwendung dieser Technologien herbeizuführen. Eine entsprechende Regelung sollte jedoch technologieneutral ausgestaltet werden. Der VCI hatte im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens vorgeschlagen, den Begriff „stationärer Batteriespeicher“ in § 2 Nr. 9 und § 5 Abs. 4 StromStG n.F. durch den Begriff „stationärer Stromspeicher“ zu ersetzen. Dieser Vorschlag wurde im Gesetzgebungsverfahren nicht aufgegriffen. Die Definition eines „stationären Stromspeichers“ sollte nach Ansicht des VCI wie folgt gefasst werden:

„Stromspeicher sind stationäre Speicher, die elektrische Energie aus einem Versorgungs- oder Eigennetz aufnehmen, diese zwischenspeichern und die ausgespeiste elektrische Energie wieder in ein Versorgungs- oder Eigennetz einspeisen oder zum Verbrauch entneh-

men. Der Bezug von elektrischer Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher gilt nicht als Letztverbrauch.“

Das Stromsteuergesetz ermöglicht in Verbindung mit der Stromsteuerverordnung eine Stromsteuerbefreiung für Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird, für Pumpspeicherwerke.

Eckpunkte für eine Anpassung der Regulierung: Strombesteuerung

- Technologieneutrale Behandlung von Speicherstrom als nicht letztverbrauchten Strom im Rahmen des Stromsteuergesetzes.

4.10. Netzausbaualternative

Stromspeicher können unter bestimmten Umständen als Netzausbaualternative dienen, sofern dies unter Kostengesichtspunkten sinnvoll ist. Hierfür müssten Stromspeicher als alternative Betriebsmittel von der Bundesnetzagentur anerkannt und als Alternative zu konventionellem Netzausbau genehmigt werden.

Eckpunkte für eine Anpassung der Regulierung: Netzausbaualternative

- Anerkennung von Stromspeichern als alternative Betriebsmittel im Rahmen des Netzausbaus.