

## I. Definition Systemsicherheit

Die Systemsicherheit in elektrischen Energiesystemen wird als Bewahrung eines stabilen und zulässigen Systemzustandes definiert. Im Speziellen ist gemeint, dass Störeinflüsse auf das System, insbesondere vor der Hintergrund der massiven Einspeisung regenerativ erzeugter, fluktuierender, elektrischer Energie, sicher beherrscht und somit auch Großstörungen vermieden werden können. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) müssen laut EnWG durch ein sicher gesteuertes Zusammenspiel der Systembereiche Netzbetrieb, Handel und Erzeugung die Systemsicherheit gewährleisten. Inwieweit Speicher geeignet sind, hierzu einen Beitrag zu leisten, ist Untersuchungsgegenstand dieser Studie.

Zur Übersicht und zur begrifflichen Einordnung der Systemsicherheit dient Abbildung 1.



Abbildung 1: Einordnung des Begriffs Systemsicherheit. (In weißer Schrift ist der regulierte natürliche Monopolbereich kenntlich gemacht.)

Als ein Hauptziel der Energiepolitik wird die Versorgungssicherheit definiert, die auf die Notwendigkeit von ausreichend bemessenen Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten aufbaut. Die Versorgungssicherheit erfordert darüber hinaus als „conditio sine qua non“ die Systemsicherheit, d. h. einen stabilen Betrieb im Übertragungsnetz. Entscheidend für die Versorgung der Endverbraucher ist weiterhin ein möglichst hohes Niveau der Versorgungsqualität mit den Teilaspekten der Servicequalität, Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität.



Mit der Liberalisierung der Energiemärkte sowie dem Einfluss neuer Technologien und geänderter energiepolitischer Ziele sind umfassende Veränderungen der Rahmenbedingungen zur Gewährleistung der Systemsicherheit verbunden. Es entstehen beispielsweise neue Herausforderungen dadurch, dass sich Netzbetreiber in horizontale Kooperationen (mit anderen Netzbetreibern) und vertikale Kooperationen (mit wettbewerblichen Marktteilnehmern) begeben müssen, um das „Gut Systemsicherheit“ weiterhin bereitstellen zu können. Gleichzeitig stellt die Systemsicherheit in der ökonomischen Terminologie ein Gut mit einer „weakest-link“-Angebotstechnologie dar, wobei das schwächste Element der Bereitstellungskette dessen Güte bestimmt.

Für die weitere Entwicklung der Energiewende ist zu klären, inwieweit in einem System mit einem hohen Anteil fluktuierender Energieeinspeisung weiterhin ein hoher Grad an Systemsicherheit gewährleistet werden kann. Nicht zuletzt die steigende Tendenz der erforderlichen Eingriffe nach § 13 EnWG deutet an, dass hier Untersuchungsbedarf besteht.

## II. Motivation

Aufgrund der volatilen Erzeugung elektrischer Energie aus dezentralen Erzeugungsanlagen kann es notwendig sein, die elektrische Energie kurz- oder langfristig zu speichern. Die Wahl und Art des Energiespeichers hängt dabei stark von den örtlichen Gegebenheiten ab.

In der Niederspannungsebene kann es vorkommen, dass durch starke Einspeisungen die Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren während einiger Stunden am Tag überlastet sind. Abhilfe kann klassisch eine Netzverstärkung oder z. B. der Einsatz verteilter Energiespeicher schaffen. Zur Vermeidung einer unter Umständen kostspieligen Netzverstärkung kann die Energie, die z. B. aus PV-Anlagen zur Mittagszeit erzeugt wird, in einem Energiespeicher zwischengespeichert werden. Dieser wird dann zeitlich gesehen nach der Mittagsspitze wieder entladen. Je nach maximaler elektrischer Leistung des Speichersystems ist es möglich, diesen gleichmäßig zu entladen oder bei einer größeren Anlagenleistung auch zur Bereitstellung von Regelenergie zu nutzen. Entsprechend der BDEW-Lastprofile ist traditionell der Verbrauch elektrischer Energie mittags am höchsten. Entsprechend des Sonnenstandes erzeugen Photovoltaikanlagen etwa zur gleichen Zeit die meiste elektrische Energie. Der aktuell erreichte Ausbauzustand an PV-Systemen klappt die bisherigen Preisspitzen auf den Elektrizitätsmärkten zur Mittagszeit. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass lediglich für den weiteren Ausbau zusätzliche Speicher nötig sind, die kurzfristig Energie speichern und bereits wenige Stunden später wieder abgeben und damit einen zusätzlichen Leitungsausbau vermeiden können. Unter der Voraussetzung, dass die Einspeiseleistung der PV-Anlagen jeweils auf 0,5 kW/kWp begrenzt ist, ergibt sich ein nötiger Speicherbedarf von 1,4 kWh/kWp. Sollte das Netz bereits stärker ausgelastet sein, ist ein Speichervolumen von bis zu 6,3 kWh/kWp erforderlich. Gemäß des Zieles der Bundesregierung, den jährlichen Zubau der Solarenergie auf max. 3 GWp zu begrenzen, wäre für das Jahr 2015 ein max. Speicherbedarf von 12,6 GWh bzw. 56,7 GWh erforderlich. Für das Jahr 2022 würde sich die Kapazität auf 42 GWh bzw.



189 GWh (siehe Kapitel 2.5.4) erhöhen. Diese und folgende Eckdaten gewinnen zunehmend an Relevanz, wenn die geplanten Flexibilisierungsoptionen im Verbundnetz und auf der Einspeise- und der Verbraucherseite sowie der Netzausbau die gewünschte Entlastung im Netz aus unterschiedlichen Gründen nicht erbringen könnten.

Der anhaltende Zubau von Windenergieanlagen wird weiterhin im nördlichen Raum Deutschlands stattfinden. Auch wenn in den südlichen Bundesländern die Anzahl der Windenergieanlagen ständig zunimmt, sind die verfügbaren Flächen, die effektiv zur Erzeugung elektrischer Energie aus Wind genutzt werden können, im Gegensatz zum Potential der Offshore-Windenergie klein. Aufgrund des konzentrierten Ausbaus der Windenergienutzung in den nördlichen Gebieten werden verstärkt Probleme im Übertragungsnetz entstehen, weil das deutsche Höchstspannungsnetz zunehmend elektrische Energie aus dem Norden in die Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands transportieren muss. Der dafür notwendige Netzausbau kommt nur schleppend voran und wird dem Zubau der Erzeugungsanlagen bis zum Jahr 2022 aller Voraussicht nach nicht schritt halten können. Eine Möglichkeit, die benötigte Übertragungskapazität zu verringern, besteht darin, dass die Erzeugungsspitzen der Windenergieanlagen lokal gespeichert werden. In windstilleren Zeiträumen können diese Energiespeicher wieder entladen und die Energie über freie Transportkapazitäten in die Lastschwerpunkte transportiert werden. Da sich die Windstärke nicht am Tag/Nacht-Rhythmus orientiert, ist ein längerfristiger Speicherzeitraum notwendig. Dementsprechend muss das Speichervolumen größer gewählt werden. Notwendige Speicherkapazitäten zur Vermeidung von Windpark-Abregelungen hängen stark von dem zu erfolgenden Netzausbau und dem Fortschritt beim Bau und Anschluss der Offshore-Windparks ab. Durch die anhaltenden Lieferschwierigkeiten der weltweit wenigen Hersteller von HGÜ-Anlagen muss damit gerechnet werden, dass bis 2015 nur wenige weitere Offshore-Windparks angeschlossen werden können. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die Prognose nach Abschnitt 2.5.4 stimmig ist und die installierte Leistung in 2015 bei ca. 4 GW liegt. Der prognostizierte Ausbau von Onshore-Windparks liegt bei ca. 5 GW (siehe Abschnitt 2.5.4), verteilt sich aber über das gesamte Bundesgebiet. Nichtsdestotrotz wird sich ein Anteil von ca. 50 % auf die nördlichen Bundesländer konzentrieren. Bis zum Jahr 2022 wird sich die installierte Leistung der Offshore-Windparks um voraussichtlich weitere 7 GW und an Land um zusätzlich 7,5 GW erhöhen. Aus diesen Zahlen lässt sich folgern, dass zwingender Handlungsbedarf bezüglich des Netzausbaus, der Flexibilisierungsmaßnahmen und des Einsatzes von Speichern besteht.

Nach Angaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind die Nord-Süd-Verbindungen bereits heute vollständig ausgelastet. Daher müssen zu Zeiten starken Windes auch nach Durchführung von Redispatch-Maßnahmen mit konventionellen Kraftwerken einige Windparks ihre Leistung reduzieren. Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass für den Anschluss aller weiteren Windenergieanlagen neue Leitungskapazitäten benötigt werden. Ohne die Berücksichtigung von Redundanzen ist allein ein Zubau von 4-8 380 kV-Leitungssystemen erforderlich. Auch der Ausbau eines Gleichstrom-Overlaynetzes mit Anschlusspunkten an den abzuschaltenden Kernkraftwerken könnte zielführend sein.



Aufgrund der äußerst volatilen Erzeugungsleistung kann es allerdings sinnvoll sein, einen Teil der benötigten Übertragungskapazitäten durch Energiespeicher zu reduzieren, die zu Zeiten starken Windes geladen und bei Bedarf entladen werden. Gemäß den im Durchschnitt erreichten Volllastbenutzungsstunden ergibt sich an Land eine zusätzlich erzeugte Energiemenge in 2015 von rund 9 TWh und im Jahr 2022 von circa 22 TWh. In der deutschen Nord- und Ostsee werden im Jahr 2015 circa 12 TWh und im Jahr 2022 gut 33 TWh zusätzlicher elektrischer Energie erzeugt. Unter der Annahme, dass für 90 % der Anschlussleistung entsprechende Übertragungskapazitäten gebaut werden, ergibt sich für 2015 ein erforderliches Speichervolumen von 1,7 TWh und für 2022 von 4,4 TWh. Zusätzlich sind weitere Speicherkapazitäten für die bisher aufgrund von Leitungsüberlastungen abgeregelten Windparks notwendig. Die Anzahl der Stunden, an denen Leitungsüberlastungen drohen, steigen in letzter Zeit an. Es sei hier auch erwähnt, dass Speicher über die oben beschriebenen Aufgaben hinaus in der Lage sind, Regelenergie zu liefern. Der ab 2025 steigende Regelenergiebedarf kann dann effizient aus Speichern gedeckt werden.

### **III. Technische Optionen für Speichertechnologien**

#### **i. Speicherarten und weitere Flexibilisierungsoptionen**

Aus der betrachteten Vielzahl verschiedener Speichertechnologien werden die signifikanten Unterschiede zwischen den Speichertechnologien vor dem Hintergrund möglicher Speicherkapazitäten und deren Leistungsbereiche bzw. -gradienten ersichtlich.

Bei der Zusammenstellung der verschiedenen Speichertechnologien werden einerseits die bereits heute im Energiesystem anzutreffenden und wirtschaftlich zu betreibenden Speicher wie Pumpspeicherwerke aufgeführt. Andererseits werden auch Speicher berücksichtigt, die heute technisch verfügbar sind, für die jedoch derzeit noch kein marktfähiger Betrieb zu realisieren ist. In diese Kategorie fallen Speichertechnologien wie elektrochemische Speicher, Druckluftspeicher, Doppelschichtkondensatoren oder Schwungmassenspeicher. Andere Speichertechnologien, die in dieser Studie beschrieben und analysiert sind, die sich allerdings noch in der Forschung und Entwicklung befinden, wie supraleitende magnetische Energiespeicher und insbesondere die stoffliche Speicherung werden ebenfalls berücksichtigt. Speziell die letztgenannte stoffliche Speicherung lässt die notwendigen Potentiale zur Speicherung großer Energiemengen erwarten, die in zukünftigen Energiesystemen für den saisonalen Ausgleich an Bedeutung gewinnen werden.

Dabei werden bei diesen Speichertechnologien neben den zu erwartenden Vorteilen auch neue Herausforderungen, wie z. B. die Speicherung von Wasserstoff im Untergrund und im Erdgasnetz, sowie der aktuelle Forschungsbedarf aufgezeigt. Für diese Speichertechnologien wird dabei auch auf den aktuellen Forschungsbedarf hingewiesen, so dass bereits heute Demonstrationsvorhaben sinnvoll erscheinen.



Zur Einordnung der Speichertechnologien in das gesamte Energiesystem werden auch andere Flexibilisierungsoptionen wie die Steuerung der Nachfrage nach elektrischer Energie (Demand Side Management), das Erzeugungsmanagement oder der flexible Betrieb konventioneller Kraftwerke vorgestellt. Der sinnvolle und verstärkte Einsatz dieser Option führt zu einer Verringerung des ansonsten notwendigen Speicherbedarfs.

## **ii. Einsatzmöglichkeiten von Speichern**

Speicher können einen wesentlichen Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit im Netzverbund liefern. In dieser Studie wird untersucht, welche Rahmenbedingungen die Speicher erfüllen müssen, um erfolgreich Beiträge zur Erhaltung der Systemsicherheit leisten zu können. Die Fähigkeit der Speicher zur Erbringung von Systemdienstleistungen stand im Rahmen diverser Studien nicht im Fokus der Betrachtung, so dass bestehende Mindestanforderungen zur Erbringung der Regelleistung seitens der Bundesnetzagentur (BNetzA) nicht tiefgreifend untersucht wurden. Deshalb werden zum einen die Präqualifikationsanforderungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen und die damit einhergehenden Hindernisse für einen Beitrag der Speicher zur Systemsicherheit analysiert (siehe Abschnitt 2.2). Zum anderen werden Mindestanforderungen anderer systemsicherheitsrelevanter Maßnahmen, die jedoch nicht zu den Systemdienstleistungen gehören, diskutiert. Diese Analyse ist notwendig, um eine aus Sicht der Systemsicherheit sinnvolle Charakterisierung der Einsatzmöglichkeiten von Speichern vorzunehmen. Ein weiterer wesentlicher Aspekt dieser Studie ist die Betrachtung der prognostizierten zukünftigen Entwicklung der Anforderungen an den Einsatz von Speichertechnologien im Netzbetrieb.

Die systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen werden in zwei Gruppen eingeteilt. Es wird dabei differenziert nach Systemdienstleistungen und weiteren systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen. In der Gruppe der Systemdienstleistungen wird weiter separiert, für welche Systemdienstleistungen bereits definierte Mindestanforderungen und Regularien bestehen und für welche nicht.

Tabelle 1: Übersicht über die untersuchten Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen	Existierende Mindestanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frequenzhaltung               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Primärregelleistung</li> <li>○ Sekundärregelleistung</li> <li>○ Minutenreserve</li> </ul> </li> </ul>
	Keine Mindestanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spannungshaltung               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Blindleistungsbereitstellung</li> </ul> </li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Versorgungswiederaufbau               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Schwarzstartfähigkeit</li> </ul> </li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• System-/Betriebsführung               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Redispatch-Maßnahmen</li> </ul> </li> </ul>

Eine Teilnahme der Speichertechnologien am Regelenenergiemarkt ist aus unterschiedlichen technischen und ökonomischen Aspekten sinnvoll. Hierfür ist jedoch die Erfüllung der festgelegten Präqualifikationsanforderungen notwendig. Jede Systemdienstleistung ist durch eigene Präqualifikationsmerkmale charakterisiert. In dieser Studie werden die wesentlichsten Präqualifikationsmerkmale in tabellarischer Form dargestellt und anhand von Beispielen erläutert (Abschnitt 2.2).

Die zweite Gruppe der systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen ist durch keine Mindestanforderungen charakterisiert. Entweder ist die Festlegung dieser Anforderungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch in der Entwicklung oder es bestehen keine geregelten Mindestanforderungen, da entsprechende Marktmechanismen aufgrund fehlender Notwendigkeit noch nicht existieren. Dennoch sind auch diese Maßnahmen hinsichtlich der Systemsicherheit hochgradig relevant. Hierbei wurden im Rahmen der Studie folgende Maßnahmen analysiert:

- Teilnahme an der Momentanreserve
- Teilnahme an der Stundenreserve
- Reserve für den saisonalen Ausgleich
- Schwarzstartfähigkeit
- Beitrag zur Kurzschlussleistung

Für die Momentanreserve und den saisonalen Ausgleich existieren noch keine Marktmechanismen. Bei der Stundenreserve, den Redispatch-Maßnahmen und der Blindleistungsbereitstellung ist durchaus ein Markt vorhanden, jedoch erfolgt der Handel meist über bilaterale Verträge.



Um eine sinnvolle Zuordnung der Speichertechnologien zu diesen systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen und eine Gewichtung dieser Zuordnung aus der Sicht der Netzsicherheit zu ermöglichen, wird in dieser Studie eine Diskussion angeregt, welche Mindestanforderungen an Speichertechnologien zur Teilnahme an diesen Maßnahmen bestehen könnten. Dazu wurden der Speicherbedarf sowie die physikalischen Anforderungen z. B. hinsichtlich der Einspeiseleistung und –dauer ermittelt. Somit wird eine Basis geschaffen, anhand der eine sinnvolle Zuordnung und Gewichtung der einzelnen Speichertechnologien zu den systemsicherheitsrelevanten Maßnahmen aus netztechnischer Sicht möglich ist.

Eine Eingrenzung der Betrachtung der oben beschriebenen Präqualifikationsmerkmale auf den gegenwärtigen Zeitpunkt (Teilnahme von Speichern am Erhalt der Systemsicherheit) ist aus netztechnischer Sicht keineswegs sinnvoll. Ein wesentlicher Aspekt dieser Studie ist die Betrachtung der prognostizierten, zukünftigen Entwicklung der wesentlichen Faktoren bezüglich des Einsatzes von Speichertechnologien im Netzverbund. Für die Prognose wurden folgende Faktoren einbezogen:

- Entwicklung des Bedarfs der Momentanreserve
- Entwicklung des Regellenergiebedarfes hinsichtlich Frequenzhaltung
- Abschätzung von Must-Run-Kapazitäten und Dumped Energy
- Blindleistungsbedarf im Verbundnetz

### **iii. Zuordnung Speicher zu möglichen Einsatzgebieten**

Aufbauend auf der Zusammenstellung der für die Systemsicherheit relevanten zukünftigen Anforderungen einerseits, sowie den technischen Eigenschaften der untersuchten Energiespeichersysteme andererseits, wird eine Zuordnung dieser Speichersysteme zu den technischen Einsatzgebieten erstellt. Dabei wird sowohl der heutige Stand dokumentiert (Tabelle 4-8) als auch ein Ausblick auf die zukünftige Situation (Tabelle 4-7) formuliert. Die Ergebnisse dieser Zuordnung werden in den Abschnitten 4.1 und 4.2 in Matrixform vorgestellt. Als Kernaussage dieser Kapitel wird festgestellt, dass beispielsweise Schwungmassenspeicher einen sinnvollen Beitrag zur Momentanreserve liefern können. Zur Begründung dieser Feststellung werden Für- und Gegenaspekte in dieser Studie aufgeführt. Weiterhin wird der Beitrag anderer Speichertechnologien mit rotierenden Massen zur Momentanreserve analysiert. Es wird verdeutlicht, dass zur Erbringung von Regelleistung (PRL, SRL, MRL) Pumpspeicherwerke, Batterien, Druckluftspeicher und flexible Kraftwerke als am besten geeignet identifiziert werden konnten. Weiterhin werden Speicher detektiert, deren Einsatz aus netztechnischer Sicht sinnvoll zur Beteiligung an Redispatch-Maßnahmen erscheint. Es wird auch dargelegt, dass die Elektrolyse und die Rückverstromung durch Gas- und Dampf-Turbinen-Kraftwerke für die Reserve zum saisonalen Ausgleich aus netztechnischer Sicht geeignet erscheinen. Bei allen Aussagen ist zu berücksichtigen, dass sich die oben genannten Speichertechnologien teilweise noch im Entwicklungsstadium



befinden und ihr Einsatz im Elektroenergiesystem von unterschiedlichen Faktoren abhängig ist.

Ferner kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass auf der Basis des derzeitigen Wissens keine objektiven und belastbaren Aussagen darüber getroffen werden können, welche Speichertechnologien zu welchem Zeitpunkt erforderlich werden. Wird z. B. eine starke Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkspark als Übergangstechnologie vorgenommen, lässt sich die Notwendigkeit eines Speichereinsatzes zeitlich nach hinten verschieben. Einen ähnlichen Effekt würden ein verstärkter Einsatz des Demand-Side- und Erzeugungsmanagements bewirken.

## **IV. Betreiber von Speichern**

### **i. Technische Analyse**

Die Verantwortung für die Sicherheit und Stabilität des deutschen Übertragungssystems tragen laut § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die Kernaufgabe dieses Arbeitspaktes liegt darin, Aussagen über den Verantwortungsbereich aus netztechnischer Sicht und explizit hinsichtlich der Systemsicherheit zu treffen.

Die Wahl des Verantwortungsbereiches für den Betrieb, die Errichtung und den Einsatz von Speichern erfolgt aus Netzsicherheitsgründen aufgeteilt auf die folgenden Maßnahmen und die sich daraus ergebenden Effekte und Einflüsse auf die Systemsicherheit des Elektroenergieversorgungssystems:

- Erbringung von Systemdienstleistungen
  - Frequenzhaltung durch Wirkleistungseinspeisung
  - Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung
  - Schwarzstartfähigkeit
  - Netzengpassbeseitigung

Der mit Abstand größte Bedarf an Regelleistung erfolgt aufgrund von Prognoseabweichungen von Einspeisung und Last. Die Prognoseabweichungen auf der Lastseite befinden sich im Bereich der Verteilnetzbetreiber (VNB). Es wird nach Speichereinsatz im Übertragungsnetz und im Verteilnetz separiert. Die Lastschwankungen werden nicht ausschließlich durch Lastrauschen hervorgerufen, sondern auch durch fluktuierende dezentrale Einspeisungen regenerativer Energiequellen im Verteilnetz. Die Abweichungen zwischen der Ist- und Solleinspeisung werden dagegen der Übertragungsnetzebene zugeordnet. Hier steht die fluktuierende Einspeisung aus der Windenergie im Fokus. Unter Berücksichtigung des prognostizierten breiten Einsatzes von Speichern im Netzverbund ab etwa 2030 (siehe Kapitel 2.5.6) ist vor allem die Einspeisung aus den Offshore-Windparks in das Übertragungsnetz relevant. Auf der Verteilnetzebene ist dagegen die Einspeisung aus PV-Anlagen maßgebend.

Die Übertragungsnetzbetreiber schildern im Rahmen ihrer Stellungnahmen zu den Beschlüssen der Beschlusskammer 6, in denen Rahmenbedingungen zur Erbringung der Systemdienstleistungen festgelegt werden, mögliche unterschiedliche systemsicherheitsrelevante Bedenken hinsichtlich folgender Aspekte:

- Frequenzhaltung durch Wirkleistungseinspeisung
- Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung
- Schwarzstartfähigkeit
- Netzengpassbeseitigung

Aus diesen Bedenken lassen sich Tendenzen für einen ÜNB-eigenen Betrieb von regelleistungserbringenden Anlagen ableiten. Im Rahmen dieser Studie liegt der Fokus dabei auf dem Einsatz von Speichern.

Die aus Sicht der Systemsicherheit relevanten Bedenken lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Zuverlässigkeit der Regelleistungserbringung
  - Prognostizierte Verkürzung der Ausschreibungszeiten
  - Stark gestiegene Anzahl der Redispatch-Maßnahmen

Die Ausschreibungszeiten zur Erbringung von allen drei Regelleistungsarten unterliegen in letzter Zeit einer stetigen Verkürzung. Aufgrund dieser Entwicklung befürchten die Übertragungsnetzbetreiber, dass Angebotsunterdeckungen bei relativ kurzfristig durchgeführten Ausschreibungen aufgrund der zeitlichen Nähe zum Erbringungszeitraum kaum noch entgegengetreten werden kann (siehe auch Abschnitt 4.5.1). Hier wäre eine Diskussion für den ÜNB-eigenen Betrieb der Speicher sinnvoll, z. B. für mögliche Druckluftspeicher, die an der deutschen Nordseeküste durch das Ausloten vorhandener Salzstöcke realisiert werden könnten. Somit würde eine große Anzahl von Speichern unmittelbar am Ort der fluktuierenden Erzeugung aus Windenergiequellen zur Verfügung stehen. Des Weiteren könnte der Tatsache begegnet werden, dass ein wesentlicher Verursacher des Regelleistungsbedarfes die Prognosefehler von Windenergieeinspeisung darstellen. Ein weiterer wichtiger Grund ist zudem die Möglichkeit zur Verringerung von Netzengpässen, dessen Ursache oftmals eben die Übertragung der Einspeiseleistung aus den Windenergiequellen ist. Zusätzlich wäre die Stützung des Netzes in Norddeutschland durch Blindleistungsbereitstellung ein weiterer positiver Effekt.

Als Kernaussage der Betrachtungen aus Sicht der Netzsicherheit lässt sich festhalten, dass die Systemsicherheit unter den vorgetragenen Aspekten nicht essentiell gefährdet wäre. Es bestehen auch im Hinblick auf die zukünftigen Entwicklungen keine Notwendigkeiten für den ÜNB-eigenen Betrieb der Speicher. Durchaus kritisch ist aus Gründen der Systemsicherheit jedoch die Bereitstellung der Blindleistung zu bewerten. Blindleistung muss im Netzverbund lokal zur Verfügung gestellt werden. Es ist also nicht möglich, Anlagen breit über die Regelzone verteilt zu einem Anlagenpool zusammen zu fassen. Falls der betreffende ÜNB nicht davon ausgehen kann, dass am Ort des größten Blindleistungsbedarfes



genügend Kapazitäten an Blindleistung seitens der Drittanbieter zur Verfügung gestellt werden können, wäre es aus Sicht der Systemsicherheit relevant, dass er ein Speichersystem in Eigenregie errichten und betreiben darf. Anzumerken ist an dieser Stelle, dass eine alleinige Blindleistungsbereitstellung auch über Drosseln oder Kondensatorbänke möglich ist.

## **ii. Rechtliche Entflechtungsanforderungen hinsichtlich des Betriebs von Stromspeichern**

Im Anschluss an die Darstellung, inwieweit verschiedene Akteure im Energiemarkt aus technischer Sicht als Betreiber von Stromspeichern in Betracht kommen, ist die Zulässigkeit des Betriebs von Stromspeichern durch solche Akteure nach dem geltenden Entflechtungsregime zu bewerten.

Da die Vorschriften zur Entflechtung nach §§ 6-10e EnWG keine spezifischen Aussagen im Hinblick auf die Entflechtung von Stromspeichern enthalten, unterscheidet sich die Rechtslage hier deutlich von derjenigen für Gasspeicher, für die eine Reihe von Sonderregelungen bestehen. Auch in Literatur und Rechtsprechung werden die Entflechtungsanforderungen für Stromspeicher bislang kaum diskutiert.

Im Rahmen der Studie werden die allgemeinen Entflechtungsvorgaben daraufhin geprüft, welche Konsequenzen sich für Stromspeicher ergeben, wobei auch auf die Besonderheiten der Power-to-Gas-to-Power-Anlagen eingegangen wird. Weiterhin erfolgt eine Auseinandersetzung damit, ob und inwieweit die Entflechtungsregelungen im Hinblick auf Anlagen zu Speicherung elektrischer Energie sinnvoll fortentwickelt werden könnten.

## **iii. Rechtsrahmen: Das geltende Entflechtungs-Regime**

Entflechtungsanforderungen für Unternehmen der Energiewirtschaft, die auch heute wesentlich von der europäischen Gesetzgebung determiniert werden, fanden erstmals aufgrund der Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 1996 und der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 1998 Eingang in das EnWG. Wesentliche Neuerungen des Entflechtungsrechts der §§ 6 – 10e EnWG beruhen auf den Entflechtungsvorgaben des 3. Energiebinnenmarktpaketes für Strom und Gas aus dem Jahr 2009.

Gesetzliche Zielsetzung der Entflechtungsvorschriften des EnWG ist entsprechend den europarechtlichen Vorgaben die Gewährleistung von Transparenz sowie die diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Betriebes der Netze als natürliche Monopole. Adressaten der Entflechtungsvorgaben sind vor allem vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, die verpflichtet werden, die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherzustellen, daneben aber auch Netzbetreiber oder andere Unternehmen, die nicht Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind.



Die Vorschriften zur Entflechtung betreffen unterschiedliche Aspekte:

- die Verwendung von Informationen („informativische Entflechtung“), vgl. § 6a EnWG,
- Vorgaben zur Rechnungslegung und Buchführung, vgl. § 6b EnWG („buchhalterische Entflechtung“),
- die Trennung der Rechtsformen („rechtliche Entflechtung“), vgl. § 7 EnWG sowie
- die Organisation und Entscheidungskompetenzen („operationelle Entflechtung“), vgl. § 7a EnWG.

Für Transportnetzbetreiber gelten teilweise abweichend die besonderen Anforderungen der §§ 8, 9 oder 10 ff. EnWG, zwischen denen diese wählen müssen. Da lediglich die Entflechtungsformen des § 8 („eigentumsrechtliche Entflechtung“) und der §§ 10 ff. EnWG („Unabhängiger Transportnetzbetreiber“) in der Praxis relevant sind, ist das Modell des § 9 EnWG vorliegend nicht Gegenstand der Untersuchung.

Während die Vorgaben zur informativischen und buchhalterischen Entflechtung sowohl für Verteilernetzbetreiber als auch für Transportnetzbetreiber gelten, handelt es sich bei den Vorschriften über die rechtliche und operationelle Entflechtung um spezielle Vorschriften nur für Verteilernetzbetreiber und bei den Vorschriften der §§ 8 ff. EnWG um Spezialregelungen für Transportnetzbetreiber.

#### **iv. Geltendes Regelungsregime für Gasspeicheranlagen**

Der Rechtsrahmen für Gasspeicher kann Hinweise auf die für Stromspeicher relevanten Fragestellungen geben und darüber hinaus Bedeutung für die Entflechtungsanforderungen an Betreiber von Power-to-Gas-Anlagen gewinnen. Im Rahmen der Untersuchung der Entflechtungsvorgaben wird daher zunächst der Rechtsrahmen für die Entflechtung von Gasspeicheranlagen dargestellt, der vom Gesetzgeber bereits deutlich ausdifferenzierter geregelt wurde als dies für Stromspeicher der Fall ist. Entflechtungsanforderungen bestehen im Gasbereich sowohl im Verhältnis des Netzbetreibers zu anderen Tätigkeiten (u. a. Betrieb von Gasspeichern) als auch im Verhältnis des Speicherbetreibers zu anderen Tätigkeiten (insbesondere Gewinnung oder Handel/Vertrieb). Dabei ist nach dem Zweck des Speicherbetriebes zu unterscheiden.

Gasspeicher, die ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind, werden von vorneherein ausdrücklich vom Begriff der „Speicheranlage“ ausgenommen, vgl. § 3 Nr. 31 EnWG. Solche Speicher können demnach dem Transport- bzw. Verteilernetz (Netz im engeren Sinne) zugerechnet werden. In diesem Fall gelten keine Vorgaben für die Entflechtung des Speichers vom Netz, der Speicher wird lediglich im Rahmen der Regulierung des Netzes „mitreguliert“. Im Verhältnis zu Tätigkeiten in den Bereichen Gewinnung oder Handel/Vertrieb erstrecken sich damit die Entflechtungsanforderungen an die Betreiber von Transport- oder Verteilernetzen auch auf die von diesen betriebenen Gasspeicher.



Sind Gasspeicher nicht ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten, sondern werden eigenständig vermarktet, bestehen weitergehende Entflechtungsanforderungen. Grundsätzlich ist der Gasspeicher von allen Tätigkeiten in den Bereichen Gewinnung oder Handel/Vertrieb zu entflechten, ohne dass es auf den Betrieb eines Transport- oder Verteilernetzes durch den Speicherbetreiber ankommt. Die rechtliche und die operationelle Entflechtung gelten für Gasspeicherbetreiber allerdings nur unter der zusätzlichen Voraussetzung des § 7b EnWG, d. h., wenn der Zugang zum Speicher technisch oder wirtschaftlich erforderlich für einen effizienten Netzzugang ist. Derartige Speicher fallen unter die Definition des § 3 Nr. 20 EnWG und sind damit Teil des Gasversorgungsnetzes i. S. dieser Vorschrift (Netz im weiteren Sinne). Darüber hinaus bestehen Entflechtungsanforderungen an den Netzbetrieb im engeren Sinne (i. e. S.) auch im Verhältnis zum Speicherbetrieb. Die rechtliche Entflechtung nach § 7 EnWG und die operationelle Entflechtung nach § 7a bzw. § 8 EnWG sind im Verhältnis zum eigenständigen Speicherbetrieb allerdings nicht vorgeschrieben.

Eine dritte Gruppe von Gasspeichern stellen schließlich solche dar, die weder dem Gasversorgungsnetz im engeren Sinne noch dem Gasversorgungsnetz im weiteren Sinne (§ 3 Nr. 20 EnWG) zuzuordnen sind. Hierunter fallen insbesondere Gasspeicher, soweit sie für eine Gewinnungstätigkeit eingesetzt werden, vgl. § 3 Nr. 31 EnWG. Für diese Speicher bestehen keine Entflechtungsanforderungen im Verhältnis zu Tätigkeiten in den Bereichen Gasgewinnung oder Handel/Vertrieb. Sie sind allerdings der Tätigkeit „Gasgewinnung“ zuzuordnen, so dass im Verhältnis zum Netzbetrieb i. e. S. die entsprechenden Entflechtungsvorgaben eingreifen, insbesondere also auch eine rechtliche und operationelle Entflechtung gefordert sind.

#### **v. Verhältnis von Speicherung und Erzeugung elektrischer Energie**

Aufgrund der technischen Vorgänge bei vielen Verfahren der Elektrizitätsspeicherung (z. B. Druckluftspeicherung, Pumpspeicher) und der Einordnung des Strombezugs von PSW als „Letztverbrauch“ durch die geltende Rechtsprechung, könnte die Stromspeicherung möglicherweise grundsätzlich (gleichzeitig) als Stromerzeugung im Sinne der Entflechtungsvorschriften angesehen werden. Damit würden die Entflechtungsvorschriften im Verhältnis zum Transport- oder Verteilernetz stets eingreifen. Aus gesetzesystematischen und teleologischen Erwägungen, insbesondere weil der Gesetzgeber verschiedentlich ausdrücklich zwischen Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie unterscheidet, scheint eine grundsätzliche Einordnung der Stromspeicherung auch als Erzeugung jedoch nicht überzeugend.



## **vi. Entflechtungsanforderungen an Stromspeicheranlagen**

Zur Untersuchung der Frage, welche Entflechtungsanforderungen im Einzelnen beim Betrieb von Stromspeichern gelten, sind folgende Differenzierungen geboten:

- nach dem Zweck der Speichernutzung (für Netzbetrieb, Erzeugung, Handel/Vertrieb oder eigenständig),
- nach dem Blickwinkel der Entflechtungsprüfung (Entflechtung des Netzes oder Entflechtung des Stromspeichers) sowie
- nach den unterschiedlichen Entflechtungsarten (informativ, buchhalterisch, rechtlich, operationell, eigentumsmäßig).

Die erste im Rahmen der Studie identifizierte Konstellation liegt vor, wenn der Stromspeicher dem Netz zugeordnet werden kann, weil er ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten ist. In diesem Fall gelten, ähnlich § 3 Nr. 31 EnWG für den Gasbereich, keine Entflechtungsvorgaben zwischen Netzbetrieb und Speicherbetrieb, sondern lediglich für den Netzbetreiber im Verhältnis zu anderen Tätigkeitsbereichen. Häufig wird eine solche Zuordnung des Speichers zum Netz jedoch nicht möglich sein, da gesetzliche Sondervorschriften entgegenstehen. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Speicher der Bereitstellung von Regelenergie dient, da diese nach der gesetzgeberischen Konzeption über einen Markt zu beschaffen ist. Lediglich wenn der Speicher ausschließlich für Netzzwecke genutzt wird, für die eine marktliche Beschaffung nicht vorgesehen ist, kommt eine Zuordnung zum Netz in Betracht, z. B. im Fall der Bereitstellung von Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit oder Momentanreserve.

In der zweiten betrachteten Konstellation wird von einem eigenständigen, d. h. von den Zwecken des Netzbetriebs, der Erzeugung sowie des Handels und Vertriebs unabhängigen Betrieb des Stromspeichers ausgegangen. Hier wird der Speicher lediglich als Infrastruktureinrichtung dritten Speichernutzern für deren eigene Verwendungszwecke (in der Regel entgeltlich) zur Verfügung gestellt. Die Entflechtungsanforderungen im Verhältnis zum Netz ergeben sich hier aus den für Transport- und Verteilernetzbetreiber geltenden Vorgaben, die teilweise allgemein die Trennung des Netzbetriebs von anderen unternehmerischen Tätigkeiten und damit auch von dem Betrieb eines Stromspeichers verlangen. Dies gilt für die Bereiche der informativ und der buchhalterisch Entflechtung nach den §§ 6a, 6b EnWG. Gleiches liegt für die rechtliche Entflechtung der Verteilernetzbetreiber nach § 7 EnWG bzw. für Übertragungsnetzbetreiber nach §§ 8, 10 ff. EnWG nahe. Eine operationelle Entflechtung nach § 7a EnWG bzw. § 8 EnWG ist demgegenüber nur im Verhältnis zu Gewinnung, Erzeugung und Vertrieb von Energie vorgesehen, gilt also vorliegend nicht im Verhältnis zur Stromspeicherung. Eine Änderung der Entflechtungsvorgaben könnte hier *de lege ferenda*, also durch zukünftige Anpassung des Rechtsrahmens, in Betracht gezogen werden. Für das ITO-Modell nach §§ 10 ff. EnWG ist eine operationelle Entflechtung bereits *de lege lata* (nach geltendem Recht) vorgesehen. Eine eigentumsmäßige Entflechtung des Netzes vom Speicherbetrieb ist nach § 8 EnWG nicht gefordert.



Spezifische Entflechtungsvorgaben für Stromspeicherbetreiber dieser zweiten Gruppe (eigenständiger Betrieb des Stromspeichers) bestehen anders als im Gasbereich nicht. Die Ergänzung des Entflechtungsregimes de lege ferenda wäre hier jedoch denkbar, wenn Stromspeicher in Zukunft eine wichtige Rolle als Infrastruktureinrichtungen spielen sollten und eine hinreichende wettbewerbliche Kontrolle problematisch erscheint. In diesem Fall könnte in Betracht kommen, Vorgaben zur informatorischen und buchhalterischen Entflechtung für alle Stromspeicherbetreiber sowie Vorgaben zur rechtlichen und operationellen Entflechtung nur für besonders relevante Stromspeicher einzuführen.

Die dritte Konstellation betrifft den Fall, dass der Speicher als Hilfsmittel für andere Tätigkeiten genutzt wird, insbesondere in den Bereichen Erzeugung oder Handel/Vertrieb. Entflechtungsanforderungen im Verhältnis zum Netz ergeben sich auch hier aus den für Transport- und Verteilernetzbetreiber geltenden Vorgaben, wobei der Speicherbetrieb jeweils der entsprechenden Haupttätigkeit (Erzeugung bzw. Handel/Vertrieb) zuzuordnen ist. Insbesondere ist damit eine operationelle Entflechtung nach §§ 7a, 8 EnWG geboten. Ebenfalls durchzuführen ist eine eigentumsmäßige Entflechtung nach § 8 EnWG auch im Verhältnis zum Speicherbetrieb als Teil der Erzeugungs- bzw. Handels-/Vertriebstätigkeit. Sollten spezifische Entflechtungsvorgaben für die Stromspeicherung eingeführt werden, wäre de lege ferenda zu prüfen, ob Stromspeicher solchen Entflechtungsanforderungen durch eine Zuordnung zur Erzeugung bzw. zu Handel/Vertrieb entzogen werden können. Möglicherweise sollte dies für Stromspeicher, ähnlich wie für Gasspeicher im Bereich der „Gewinnung“, nur für den Bereich der „Erzeugung“ gelten, nicht aber für eine Nutzung zu Handels-/Vertriebszwecken.

## **vii. Besonderheiten von Power-to-Gas-to-Power-Anlagen**

Besonderheiten bestehen in Bezug auf die sog. „Power-to-Gas-to-Power-Anlagen“, bei denen unter Einsatz von Strom Gas erzeugt, nach Speicherung wieder in Strom umgewandelt und in ein Stromnetz eingespeist wird. Hier stellt sich die Frage, ob lediglich die dargestellten Grundsätze für die Entflechtung von Stromspeichern Anwendung finden oder ob die teilweise strengeren Anforderungen für Gasspeicheranlagen gelten.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Vorschriften des EnWG für (Gas-)Speicheranlagen auch bei der Speicherung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff oder daraus hergestelltem synthetischen Methan anwendbar sind. Dies gilt auch dann, wenn ein Speicher nicht nur dem Zweck der Stromspeicherung dient, sondern auch dem Zweck der Gasspeicherung im Rahmen des Gastransportes. In diesem Fall müssen die Entflechtungsanforderungen für den Betrieb der Speicheranlage insgesamt gelten, so dass hier die Entflechtungsvorgaben für Gasspeicher Anwendung finden. Offen erscheint hingegen, ob die für Gasspeicher geltenden Entflechtungsvorschriften auch dann greifen, wenn die Gasspeicherung lediglich als Zwischenschritt im Rahmen der Stromspeicherung dient, für die an sich gerade keine spezifischen Entflechtungsvorschriften bestehen.



## V. Status quo und Veränderungsbedarf aus ökonomischer Sicht

### i. Aktuelle Erlösmöglichkeiten

Es ist gängig, die Wirtschaftlichkeit von Speichern nach der Höhe der erzielbaren Deckungsbeiträge zu bestimmen. Die Investitionskosten von Speichern sind jedoch schwer abzuschätzen, und die Betriebskosten hängen stark von der Betriebsstrategie mit wechselnder Teilnahme an mehreren Märkten ab. Da viele Technologien bislang nur im Labormaßstab existieren, ist eine belastbare Kostenprognose schwierig. Zudem existiert keine Technologie, die alle abzudeckenden Einsatzbereiche bedienen kann. Aus diesen Gründen ist es nicht möglich, die ökonomisch günstigste Technologie für den Zweck der Systemsicherheit zu bestimmen. Aufgrund vielfältiger Unsicherheiten und der Abwesenheit einer eindimensionalen „optimalen“ Lösung wird die Notwendigkeit eines Technologiemies erwartet. Dabei liefern die derzeit bestehenden Bereitstellungsmechanismen grundsätzlich hinreichende Anreize für eine technologieoffene Gewährleistung der Systemsicherheit.

- Die Regelenergiemärkte sind liquide und der Zugang ist für viele Akteure offen. Eine kontrollierte Lockerung der Präqualifikationsanforderungen kann den Marktzutritt für weitere Akteure öffnen. Die konkurrierenden Optionen Last- und Erzeugungsmanagement erfordern ebenfalls weitere Forschung, hohe Investitionen und Anpassungen der Marktregeln. Die bislang implizite und kostenlose Bereitstellung der Momentanreserve muss langfristig anderweitig im technisch erforderlichen Ausmaß bereitgestellt werden.
- Die Bereitstellung von Blindleistung basiert auf bilateralen Kontrakten und ist vergleichsweise intransparent. Dennoch stehen neben Speichern eine Vielzahl alternativer Technologien auf einem bestreitbaren Markt zur Verfügung. Dieser potenzielle Wettbewerb ist effizienzfördernd.
- Die Bedeutung der Schwarzstartfähigkeit ist als Einkommensquelle vergleichsweise gering. Zudem ist fraglich, ob diese Eigenschaft im künftigen, von erneuerbaren Energien dominierten Energiemix eine tragende Rolle spielen wird. Zudem können technische Alternativen zu Speichern gefunden werden.
- Die derzeitigen Bereitstellungsmechanismen können grundsätzlich den Bedarf decken und setzen marktgerechte Signale und Anreize. Jedoch wurden zahlreiche Problemfelder identifiziert, welche die marktgeführte Bereitstellung von Systemdienstleistungen beeinträchtigen.

### ii. Unvollkommenheiten als Legitimation von Staatseingriffen

Mit dem Qualitätselement der Anreizregulierung soll ein Qualitätsbenchmark künstlichen Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern induzieren. Die Bemessungsgrundlage sind Stromunterbrechungen mit einer Dauer von mindestens drei Minuten. Diese machen jedoch nur einen Teil der möglichen Systemunsicherheiten aus, die zudem überwiegend



die Verteilnetze betreffen. Kurzunterbrechungen und Spannungsschwankungen zu vermeiden wird im Vergleich zu einer schnellen Behebung der längeren Unterbrechungen sogar unrentabler.

Eine effiziente Entwicklung des gesamten elektrizitätswirtschaftlichen Systems ist grundsätzlich sichergestellt, wenn die durch einen zusätzlichen Netzanschluss verursachten Mehrkosten durch den von ihm generierten Nutzen mindestens kompensiert werden. Akteure, die von der Netzentgeltspflicht befreit sind, haben allerdings keinen Anreiz, die durch sie verursachten Kosten in die eigenen Entscheidungen einfließen zu lassen. Ebenso wie die Netzentgeltbefreiung diverser Marktakteure führen der Einspeisevorrang für EEG-Anlagen und die Vergütung von abgeregelter Energie aus diesen Anlagen zu einem wenig netzdienlichen Verhalten. Die Installation von EEG-Anlagen in unzureichend ausgebauten Netzregionen verschärft die dortige Engpasssituation. Netzverstärkungen könnten teilweise vermieden werden, wenn der Investor die zusätzlichen Kosten in Form von Netzentgelten in seinem Kalkül berücksichtigen müsste.

Solange es für einige systemstabilisierende Maßnahmen keine Vergütungen gibt, da sie z. B. aufgrund technischer Grundlagen bislang stets verfügbar waren (z. B. rotierende Massen in konventionellen Kraftwerken), werden grundsätzlich dazu fähige Technologien gegenüber denen, die diese Fähigkeit nicht besitzen, in einem marktlich organisierten Allokationsprozess keinen monetären Vorteil erlangen können. Die Folgen sind eine Fehlallokation zu Lasten der entsprechenden Systemdienstleistung und ein unerwünschter technologischer lock-in. Diese Entwicklung ist historisch bedingt, da die konventionellen Kraftwerke einen Teil der notwendigen Dienstleistungen implizit während der Bereitstellung von Nutzleistung erbracht haben. Durch die beschlossene Energiewende ist jedoch ein Rückgang der konventionellen Kapazitäten absehbar. Das volatile Einspeiseverhalten der Erneuerbaren macht zudem die Definition neuer Dienstleistungen notwendig.

Ein Beispiel für die Unvollkommenheit der Märkte ist die Tatsache, dass die deutsche Stromversorgung schon heute ausländische Kapazitäten z. B. in Polen und Tschechien indirekt ausnutzt. Die Kosten der deutschen Energiewende werden in Teilen externalisiert. Durch diesen kurzfristigen Vorteil stellt sich aber nicht nur im Inland ein volkswirtschaftlich suboptimales Investitionsniveau ein. Sofern diese Probleme im europäischen Strommarkt nicht behoben werden, ist zukünftig mit steigenden Abwehrinvestitionen weiterer europäischer Nachbarstaaten zu rechnen. Die insgesamt wohlstandsmindernden Kosten dieser Abwehrstrategien können jedoch durch einen angemessenen institutionellen Rahmen vermieden werden.

Maßgeblich für das Investitionsverhalten privater Marktteilnehmer ist nicht nur die Renditeerwartung, sondern auch das für diese Rendite zu akzeptierende Risiko. Die derzeitige Situation im Energiemarkt ist hoch dynamisch und - wie die Vergangenheit gezeigt hat - auch aufgrund kurzfristig komplett änderbarer energiepolitischer Präferenzen nur bedingt planbar. So wird beispielsweise aufgrund derzeitiger Probleme durch die Energiewende und der Diskussion um Kapazitätsengpässe auf eine grundlegende Novelle des Energiemarktdesigns spekuliert. Hier wäre es aus Sicht der Marktteilnehmer wünschens-



wert, wenn die Politik verstärkt der Ordnungspolitik Vorrang gibt, also für stabile Rahmenbedingungen und damit eine Stabilisierung der Erwartungen sorgt.

### **iii. Bestehendes Fördersystem für Speicher**

Um den genannten Problemen zu begegnen, existieren bereits Ausnahmeregelungen, die Speicher explizit begünstigen. Bei den derzeitigen Instrumenten, die der Förderung von Stromspeichern dienen, handelt es sich im Wesentlichen um:

- Netzentgeltbefreiungen für neue sowie bestimmte Pumpspeichieranlagen, vgl. § 118 Abs. 6 EnWG,
- Befreiungen von der EEG-Umlage, vgl. § 37 Abs. 4 EEG, sowie
- Stromsteuerbefreiungen für Pumpspeicher, vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG i. V. m. § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV.

Daneben bestehen weitere, teilweise nur mittelbar für Speicher förderlich wirkende Mechanismen, wie vermiedene Netzentgelte, das sog. Eigenstromprivileg sowie die EEG-Vergütung auch für Speicherstrom.

## **VI. Portfolio von Handlungsmöglichkeiten**

### **i. Grundsätzliche Abwägungen**

Über die bestehenden Maßnahmen hinaus werden weitere Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit untersucht.

Der erste, aus ökonomischer Sicht zu präferierende Ansatz betrifft die Umgestaltung des gesamten elektrizitätswirtschaftlichen Systems zur Gewährleistung optimaler Anreize. Ein derartiges System würde die Probleme der Bereitstellung hinreichender Kapazitäten sowie die effiziente Behebung von Engpässen simultan gewährleisten und dabei jene Grenzen und Anforderungen berücksichtigen, welche das natürliche Monopol der Netze bedingt. Eine derartige theoretisch perfekte Lösung wird aufgrund der noch nicht abgeschlossenen wissenschaftlichen und politischen Diskussion derzeit als nicht verfügbar erachtet, sollte jedoch vorrangig angestrebt werden.

Aus dieser Abwesenheit eines optimalen Designs von Marktregeln und Regulierung folgt die pragmatische Notwendigkeit temporärer Maßnahmen, um die bestehenden Marktunvollkommenheiten zu beheben. Monetäre Förderinstrumente können jedoch weitere Probleme bewirken und werden deshalb als nachrangig betrachtet. Dringender ist hier, bestehende Regelungen und Interdependenzen zu identifizieren, die den Ausbau von Speichern hemmen, und diese zu beseitigen.



## ii. Die Handlungsoptionen

In einem ordnungspolitischen Analyseraster wurden Maßnahmen zur Korrektur der identifizierten Marktunvollkommenheiten mit einigen klassischen Förderinstrumenten gegenübergestellt und deren Vor- und Nachteile diskutiert, woraus sich ein Portfolio grundsätzlich möglicher Maßnahmen ergibt:

- **Beibehaltung des Status quo:** Eine erste Möglichkeit zum Ausbau von Speichern und anderen systemstabilisierenden Technologien ist die Beibehaltung des Status quo. Unter der Prämisse funktionierender Märkte würden sich die notwendigen Anreize zum Speicherbau marktendogen ergeben, wodurch ein staatlicher Eingriff unangemessen wäre. Der Einsatz von Förderinstrumenten ist laut BNetzA allein durch nützliche technische Eigenschaften von Speichern nicht zu rechtfertigen. Die vorangegangene Analyse zeigt jedoch auf, dass ein zum Erhalt der Systemsicherheit hinreichender Speicherzubaufgrund der genannten Marktunvollkommenheiten nicht gewährleistet ist.
- **Abkehr von der Vergütung nach § 12 EEG:** Für die Förderung von Erneuerbaren Energieträgern haben die Vergütungen nach § 12 EEG bislang nur geringen Einfluss. Mittelfristig ist nicht absehbar, ob sich die gewährten Fördermittel bei zunehmendem Ausbau und zunehmender Abregelung der Anlagen als investitionsentscheidend erweisen werden. Mit ihrer Abschaffung werden jedoch externe Effekte, die Anlagenbetreiber bei einer Überschussproduktion auf die Netze ausüben, internalisiert. Dadurch könnte ein Hemmnis für Speicherinvestitionen abgebaut werden. Die Wechselwirkungen mit dem Ausbauziel der Erneuerbaren Energien sind überschaubar und mögliche Einkommenseffekte sind vermeidbar. Offen ist, in welchem Ausmaß die neuen Investitionsanreize den netzorientierten oder den marktorientierten Speicherbetrieb fördern.
- **Vollständige Netzentgeltbefreiung oder verallgemeinerte Netzentgeltspflicht:** Als Erweiterung der bestehenden Netzentgeltbefreiung für neue oder modernisierte Speicher wird eine bedingungslose und unbefristete Netzentgeltbefreiung diskutiert. Der Entscheidung über Netzentgeltbefreiung geht die Entscheidung voraus, ob Speicher als Verbraucher oder ob sie als Erzeuger oder gar als Teil der Netzinfrastruktur behandelt werden sollen. Kurzfristig könnte sich die Netzentgeltbefreiung für den Erhalt bestehender PSW eignen, die laut Angaben der Betreiber derzeit ihre Wirtschaftlichkeit verlieren. Ob dadurch ein Zubau neuer Speicher angeregt werden kann, ist hingegen ungewiss. Die leistungsorientierte Netzentgeltbefreiung, auch für Last- und Erzeugungsmanagementmaßnahmen, ist einer technologieorientierten vorzuziehen, um eine technologieoffene Bereitstellung der Systemsicherheit zu gewährleisten.

Spezifische Netzentgeltbefreiungen vernachlässigen jedoch grundsätzlich den ökonomischen Zweck dieser Entgelte, Preissignale für die Knappheit von Transportkapazitäten abzubilden. Die im deutschen Recht verankerten und v. a. historisch bedingten Ausnahmetatbestände, wie bspw. die vollständige Befreiung der



Erzeugungsseite, sind aus ökonomischer Sicht nicht zu rechtfertigen. Zunehmende Ausnahmeregelungen erhöhen letztlich in diskriminierender Weise die finanziellen Belastungen für die verbleibenden Netzentgeltpflichtigen. Die Finanzierung der Netzgebühren durch *alle* Nutzer, wie es bspw. im Bereich der deutschen Gas-transportnetze bereits der Fall ist, stellt hier einen alternativen und zielführenden Ansatz dar. Die Höhe der Netzentgelte orientiert sich in technisch sinnvoller Weise an der am Anschlusspunkt in Anspruch genommenen Leistung, für welche die Netze ausgelegt sind, und nicht mehr wie heute an der transportierten Energiemenge. Mit ggf. auch zeitlich und räumlich flexiblen Netzentgelten würde zudem die räumliche und zeitliche Allokation von Erzeugungsanlagen, Speichern und weiteren systemstabilisierenden Optionen sowie von Verbrauchern verbessert und Anreize zu einem marktgerechten Netzausbau gesetzt.

- **Prämienmodelle für systemstabilisierende Leistungen (SsL):** Die Einführung von SsL-Prämien scheint auf dem ersten Blick ein funktionsfähiges, relativ einfach und kostengünstig zu implementierendes und systemadäquates Instrument zu sein. So wird die Erlössituation von Energiespeichern über diese Prämie verbessert, indem auch bislang kostenlose Systemdienstleistungen einen monetären Wert erhalten. Besonders kritisch sind jedoch die Ungewissheit über die tatsächliche Zielerreichung, die tatsächlichen Effizienzeigenschaften sowie insbesondere die diskriminierenden Wirkungen einer Umlagefinanzierung auf die Netznutzer zu sehen.
- **Investitionskostenzuschüsse:** Einmalige Investitionskostenzuschüsse stellen ein etabliertes und praktikables Förderinstrument dar. Sie stehen nach erfolgter Bewilligung den Investoren für den Bau der Speicher sicher zur Verfügung. Demgegenüber können in Aussicht gestellte laufende Zuschüsse bis zur Inbetriebnahme der Anlage nicht mehr in voller Höhe bereitstehen oder sogar bereits abgeschafft sein. Entsprechend liefern einmalige Investitionskostenzuschüsse einen Beitrag zur Risikoteilung zwischen privater und öffentlicher Hand und können damit bereits frühzeitig Anreize zu gesellschaftlich erwünschten Investitionen setzen, auch wenn diese zum jeweiligen Zeitpunkt noch nicht wirtschaftlich sind.
- **Einspeisemodelle:** Wie auch die praktische Erfahrung bei der Förderung der erneuerbaren Energien gezeigt hat, kann von Einspeisemodellen bei entsprechender Preissetzung von einer hohen Ausbaudynamik ausgegangen werden. Aufgrund der ggf. notwendigen Schätzungen von Vergütungssätzen kann ein gesetztes Ziel verfehlt oder nur durch Anpassungsprozesse mit entsprechenden Kosten erreicht werden. Durch die diskriminierende Fixierung auf bestimmte förderfähige Tatbestände drohen zudem lock-in-Effekte. Entgegen der Ausgestaltung in Form des bisherigen EEG wäre aus ordnungspolitischen Erwägungen heraus einer marktorientierenden Variante mit Selbstvermarktungsmechanismen der Vorzug zu geben.



Dabei spielt die FuE-Förderung eine gesonderte Rolle. Mit der staatlichen Finanzierung von Innovationen können Forschungsvorhaben realisiert werden, die aufgrund positiver externer Effekte nicht über private Finanzierung zu Stande kämen. Die Wirkungen stellen sich jedoch tendenziell eher langfristig ein, wobei ein tatsächlicher Zielerfolg grundsätzlich nicht gewährleistet ist. Für das Ziel, bereits kurzfristig Investitionen in Speicherprojekte anzuregen, ist Forschungsförderung allein wenig geeignet. Sie stellt jedoch eine wichtige Grundlage für die langfristige Verfügbarkeit der notwendigen Technologien dar. Durch das generelle Unwissen bezüglich der zukünftigen Vorteilhaftigkeit bestimmter Technologien gegenüber anderen ist es notwendig, dass die Technologieförderung breit gestreut wird.

### **iii. Fazit**

Ohne abschließende Empfehlungen für ein oder mehrere ordnungspolitisch optimale Förderinstrumente geben zu wollen, können dennoch folgende Kernaussagen zur möglichen Gestaltung des Förderrahmens zusammengefasst werden:

- Forschungsförderung bleibt langfristig notwendig.
- Ausnahmetatbestände (z. B. Befreiung von Netznutzungsgebühren) für einzelne Branchen oder konkurrierende Maßnahmen sollten vermieden werden.
- Leicht vermeidbare Investitionshemmnisse sind zu identifizieren und zu beseitigen.
- Der Zubau muss sich technologieoffen an der Fähigkeit der Technologien zur Erbringung der benötigten systemstabilisierenden Leistungen orientieren, um technologische Fehlentwicklungen („lock-ins“) vermeiden zu können. Auf die Einführung neuer Umlagen auf Netz- bzw. Stromkunden sollte verzichtet werden.
- Zusätzliche Förderinstrumente sollten erst als letzte Option in Erwägung gezogen werden.