

Energiespeicherung und Energieleitungsbau als Governance- und Rechtsproblem

*Felix Ekardt / Justus Wulff** (JbUTR 2012, i.E.)

Übersicht

- I. Problemstellung
- II. Stromnetzausbau, Stromspeicherung und Smart Grids
 - 1. Argumente und Ambivalenzen
 - 2. Technische Aspekte verschiedener Speicherarten
- III. Rechtlicher Regelungsrahmen für die Stromspeicherung
 - 1. Geltender Speicher-Regelungsrahmen
 - 2. Vergleich mit dem Energieleitungsregularium
 - 3. Optimierende Steuerungsoptionen für Speichertechnologien

I. Problemstellung

Für das Erreichen der Nachhaltigkeit moderner Gesellschaften, verstanden als das rechtlich-politisch-ethische Ziel dauerhaft und global durchhaltbarer Lebens- und Wirtschaftsweisen, spielt die Klima- und Energiepolitik eine zentrale Rolle.¹ Neben Energieeffizienz und (da letztere wegen Rebound- und Verlagerungseffekten allein nicht ausreicht) absoluter Energieeinspa-

* Prof. Dr. Felix Ekardt, LL.M., M.A. lehrt Öffentliches Recht und Rechtsphilosophie an der Universität Rostock und leitet in Leipzig die Forschungsstelle Nachhaltigkeit und Klimapolitik (www.nachhaltigkeit-gerechtigkeit-klima.de), bei der stud. jur. Justus Wulff Praktikant war.

¹ Für eine (transdisziplinäre) Gesamtbetrachtung zur Nachhaltigkeit (die entgegen einer verbreiteten Ansicht im juristischen Diskurs nur als Randthema die Interpretation des explizit auftauchenden Wortes „Nachhaltigkeit“ in Gesetzen zum Gegenstand hat, da diese für das Erreichen von Nachhaltigkeit insgesamt eine nur marginale Bedeutung aufweist im Vergleich mit den sonstigen nachhaltigkeitsrechtlichen Instrumenten) siehe *Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit: Rechtliche, ethische und politische Zugänge – am Beispiel von Klimawandel, Ressourcenknappheit und Welthandel*, Neuausgabe 2011.

rung bis hin zur Suffizienz spielt hierfür der Ausbau erneuerbarer Energien eine zentrale Rolle.² Dies betrifft die Sektoren Strom, Wärme, Treibstoff sowie stoffliche Nutzungen der fossilen Brennstoffe gleichermaßen, auch wenn die deutsche Debatte sich (wegen des Atomenergiebezugs) oft auf den Strom verengt und zudem die Landnutzung als weiteren Klimawandelfaktor³ häufig vergisst. Jedenfalls im Strombereich unterliegen erneuerbare Energien (EE) freilich teilweise anderen Charakteristika als die fossilen Brennstoffe. Dies betrifft vor allem die wetterbedingten Angebotsschwankungen zumindest bei der Solar- und Windenergie, die in einem Spannungsverhältnis zur stets erstrebten Versorgungssicherheit stehen. Gleichzeitig sind die verschiedenen erneuerbaren Energien in unterschiedlichem Maße an unterschiedlichen Orten und zu divergierenden Preisen verfügbar.

Da die fossilen Brennstoffe endlich sind und im Übrigen der Klimawandel ein Verbrennen noch der letzten Tonne Kohle als wenig erstrebenswert erscheinen lässt, müssen – jenseits einer generell stark ausbaufähigen Klimapolitik⁴ – für die eben skizzierte Problematik Lösungen entwickelt werden. Dass zu einem postfossilen Energiesystem auch ein Neubau von Stromleitungen gehört, ist grundsätzlich aufgrund der geschilderten EE-Charakteristika unstreitig. Dies ergibt sich weiterhin daraus, dass schon heute manchmal Strom aus erneuerbaren Energien von den Stromnetzbetreibern nicht abgenommen werden kann⁵, weil die Kapazitäten des Netzes nicht ausreichen und somit die Gefahr eines Netzzusammenbruchs besteht.⁶ Doch welche Rolle muss neben dem Leitungsbau der Bau von Stromspeichern spielen? Moderne Speichertechnologien könnten dazu beitragen, dass sowohl Angebotsspitzen (Einspeicherung) als auch Nachfragespitzen (Ausspeicherung) ausgeglichen werden können.⁷ Der vorliegende Beitrag fragt nach den Möglichkeiten und Grenzen einer stärker energie-

² Dazu neben dem Nachweis aus Fn. 1 auch *Ekardt/Hennig/Unnerstall* (Hg.), *Erneuerbare Energien: Ambivalenzen, Governance, Rechtsfragen*, 2012.

³ Dazu näher *Ekardt/Hennig/Hyla*, *Landnutzung, Klimawandel, Emissionshandel und Bioenergie*, 2010; *Ekardt*, *Theorie*, § 6 E. V.

⁴ Siehe die Nachweise in Fn. 1 und 2 m.w.N. dazu, dass der bisherige internationale, europäische und nationale Klimapolitik-Instrumentenmix (bei Beseitigung verschiedener Rechentricks in den Klimastatistiken) eher weniger erfolgreich ist. Dort auch zu alternativen Steuerungsoptionen und zur Herleitung einer grundrechtlichen Verpflichtung auf eine wirksamere nationale, europäische und internationale Klimapolitik.

⁵ Siehe *von Fabeck*, *Netzausbau oder Speicher*, 2010, abrufbar unter: http://www.sfv.de/artikel/netzausbau_oder_speicher.htm.

⁶ Zu letzterem Problem speziell bezogen auf Solaranlagen *Ekardt*, *ZNER* 2012, i.E.

⁷ Vgl. *Radgen* (Hg.), *Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung*, 2007, S. 1.

leitungs- oder stärker speicherbasierten Energiewende, wie das Recht diese Frage bisher regelt und wie es sie ggf. wirksamer angehen könnte. So verbindet sich eine rechtliche mit einer rechtspolitischen respektive Governance-Dimension, indem das Recht nicht nur interpretiert, sondern auch auf Wirkungen aktueller und alternativer Rechtszustände hin befragt wird.⁸

II. Stromnetzausbau, Stromspeicherung und Smart Grids

1. Argumente und Ambivalenzen

Das bisherige Stromversorgungssystem wird dadurch geprägt, dass elektrische Energie in großen Kraftwerken erzeugt und von dort aus an die Haushalte und Unternehmen geliefert wird. Insbesondere Atom- und Kohlekraftwerke erzeugen Strom an einem zentralen Punkt in großen Mengen, und die Energie wird nach Erzeugung über ein von oben nach unten gestuftes Versorgungsnetz an den Verbraucher geleitet. Dagegen lässt sich für eine regenerativ geprägte Stromversorgung in neuer Weise fragen, ob die gewohnte Zentralität möglicherweise zugunsten eines Zuwachses an Dezentralität relativiert werden sollte. Argumente hierfür wären beispielsweise die Versorgungssicherheit durch eine stärker lokal verortete Stromversorgung sowie ein besserer Wettbewerb und eine stärkere – vielleicht demokratisch gerade wünschenswerte – Einhegung des Einflusses der bisher sehr marktdominanten Energiekonzerne.

Die bisherigen Bemühungen (nicht nur) in Deutschland in puncto Energiewende zielen demgegenüber auf ein Fortbestehen des tradierten Zentralismus. Auf der Linie der bisherigen europäischen und deutschen Energiepolitik liegt deshalb das Bestreben, wenigstens in anderen EU-Staaten die (vielfach problematischen, aber immerhin als treibhausgasarm darstellbaren) Atomkraftwerke möglichst weiterlaufen zu lassen und zudem die Option, künftig „klimaneutrale“ Kohlekraftwerke bereitstellen zu können. Jenseits solcher bei näherem Besehen weniger einleuchtender Optionen⁹ geht die

⁸ Zur Methodik von Governance-Forschung respektive Steuerungswissenschaft näher *Ekardt*, Theorie, § 1 D. III. 3.-4.

⁹ Dazu, dass auch eine Kohlenstoffabscheidung und -speicherung allenfalls für Industrieemissionen und in Verbindung mit Bioenergie, nicht aber für den massenhaften Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken in Betracht käme, siehe ausführlich m.w.N. *Ekardt/van*

Tendenz aktuell dahin, auch bei den erneuerbaren Energien auf Großprojekte zu setzen. Zu nennen sind z.B. große Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee, ebenso wie etwaige riesige Solarparks in der Sahara (Desertec). Sicherlich sind solche regenerativen (Groß-)Optionen energie- und klimapolitisch interessant. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) z.B. geht davon aus, dass das Energieerzeugungspotenzial einer theoretischen Kooperation zwischen Europa und Nordafrika, sich im Jahr 2050 auf 105.000 TWh/a belaufen wird.¹⁰ Dies wäre das Hundertfache von dem, was an Erzeugungspotenzial alleine in Deutschland im Jahre 2050 erwartet wird. Bei solchen Größen an elektrischer Energie, die möglicherweise gewonnen werden könnte, wäre z.B. auch am Tag des geringsten Windenergieaufkommens des Jahres, die Stromversorgung Europas mehr als gesichert.¹¹ Andernorts wurde freilich gezeigt, dass aufgrund der Begrenztheit anderer Ressourcen dieser Welt – seien es die Metalle für Solarpanel oder die für die Produkte (wie Autos), die mit dem Strom sodann betrieben werden sollen – auch ein solches Energieparadies einer physikalisch endlichen Welt kaum unendliches Wachstum ermöglichen kann: Energieeinsparungen bleiben deshalb neben Effizienzbemühungen (die bisher allzu oft durch Rebound- und Verlagerungseffekte konterkariert werden) und einem Umstieg auf regenerative Energien unverzichtbar. Jenseits dieses hier nicht näher auszuführenden Gesichtspunktes¹² können regenerative Großoptionen – und das ist der hier zu erläuternde Punkt – jedoch auch unter dem Gesichtspunkt hinterfragt werden, dass sie den Zentralismus fortschreiben. Im Einzelnen:

Es ist nicht zu leugnen, dass diese Struktur durchaus anfällig für Versorgungsstörungen sein kann. Zudem könnte sich eine energiewirtschaftliche Abhängigkeit entwickeln, wenn man heimische Energiequellen zu Gunsten von ausländischen Großprojekten vernachlässigt. Nicht unproblematisch erscheint auch die Vorstellung, dass man diese Abhängigkeit in Hinblick auf die politische Instabilität der nordafrikanischen Staaten betrachtet. Auf den demokratischen und marktschaffenden Aspekt einer dezentralen Versorgungsstruktur wurde ferner bereits hingewiesen. Bei einer starken Fokussierung allein auf den Leitungsbau muss weiterhin in Rechnung gestellt werden, dass neue Leitungen auch genutzt werden können, um weiterhin

Riester/Hennig, ZfU 2011, 409 ff. Zu den Friktionen der Atomenergie sowie insgesamt der fossilen Brennstoffe m.w.N. *Ekardt*, Theorie, §§ 1 B. I., 6 A. I.

¹⁰ Vgl. SRU, Sondergutachten 100 % erneuerbare Stromversorgung, 2011, Rz. 109.

¹¹ SRU, Sondergutachten, Rz. 109.

¹² Zum eben genannten Punkt *Ekardt*, Theorie, §§ 1 B. II., 6 A. I.

Energiespeicherung und Energieleitungsbau als Governance- und Rechtsproblem

viel fossilen Strom zu produzieren und diesen sodann zu exportieren (was klimapolitisch wenig erstrebenswert erschien). Damit der schlichte Ausbau des Energienetzes ausreicht, müsste auch zu den Zeiten eine sichere Energieversorgung garantiert werden, in denen z.B. Wind- und Solarenergie für eine längere Zeit gänzlich ausfallen. Dies ist nur möglich, wenn im Zeitpunkt des Verbrauchs, Angebot und Nachfrage nach Energie immer ausgeglichen sind. Dieses Gleichgewicht ist jedoch bei einem Versorgungssystem mit heimischen Ressourcen nicht zu erwarten, so dass zumindest teilweise ein Speicherbau erforderlich ist.¹³ Letztlich werden immer sowohl Leitungen als auch Speicher benötigt. Moderne Speichermöglichkeiten von elektrischer Energie machen es möglich, dass die Leistung, die regenerative Energieträger zu einer bestimmten Zeit erzeugen und die über dem momentanen Verbrauch liegt, nicht als „überschüssig“ anzusehen wäre.

Bei Speichern besteht jedoch wiederum die Alternative zwischen einer zentralistischen oder einer eher dezentralen Struktur, wobei die erstere wiederum einen erheblichen Leitungsbaubedarf auslöst und für letzteres die schon angeklungenen Argumente sprechen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bestimmte Speicher nur an bestimmten Orten errichtet werden können und nicht wie erneuerbare Energien überall auftreten. Eine Zukunftsvision einer zentralistischen Speicherstruktur sind u.a. Pumpspeicherkraftwerke in Norwegen. Da in Norwegen viele Fjorde und Wasservorkommen liegen, und sich das Land fast vollständig mit Wasserkraft-Strom versorgt, bieten sich Pumpspeicherkraftwerke dort an. Für einen Anschluss Deutschlands wäre eine massive Errichtung von Stromleitungen nötig, die wiederum einen nicht unerheblichen Eingriff zur Folge hätte, um den Strom nach Deutschland zu leiten. Daneben besteht die Gefahr, dass die Betreiber der großen Speicheranlagen eine marktbeherrschende Stellung einnehmen und die Preise sich erheblich steigern könnten. Deshalb sollte gut geprüft werden, inwieweit zentralistische Speicheroptionen wirklich sinnvoll sind.

Eine andere Möglichkeit zur Ausgestaltung des Speichersystems würde darin bestehen, dass die Speicheranlagen verstärkt in der Nähe von den dezentral auftretenden Energieerzeugern angestrebt werden (und dementsprechend auch die technische Weiterentwicklung der dafür tauglichen Speicher gefördert wird). Im Gegensatz zu den großen Pumpspeicherkraft-

¹³ Vgl. von Fabek, Erneuerbare Energien mit Speichern oder Atomenergie – eine Systementscheidung, 2011, abrufbar unter: http://www.sfv.de/artikel/erneuerbare_energien_mit_speichern_oder_atomenergie_-_eine_systementscheidung.htm.

werken in Norwegen könnten z.B. Anlagen genutzt werden, die dezentral auftreten. So gibt es auch Bestrebungen heimische Kanäle und die dazugehörigen Schleusen zu einem Kanalspeicher auszubauen, wobei es sich also um heimische dezentrale Versorgungseinheiten handelt.¹⁴ Ein Kanalspeicher funktioniert im Wesentlichen wie ein Pumpspeicherkraftwerk und die Anlagen bedürfen keiner großen Investitionen, da nur geringe Änderungen an den Pumpen und Motoren vorgenommen werden müssen, alle anderen Komponenten aber bereits vorhanden sind. Eine andere Anordnung von Speichern könnte darin bestehen, die Speicher nicht bei den Stromerzeugern direkt zu errichten, sondern in den Haushalten selbst, also bei den Verbrauchern.¹⁵ In einem dezentralen Zukunftsmodell könnte sich dies sogar überschneiden, also Haushalte Stromerzeuger sein. Speicher in der Hand von Verbrauchern könnten einen weiteren Beitrag zu Demokratisierung des Energiesektors leisten. Ein Netzbau wäre neben dem Bau von Speichern jedenfalls dort unstrittig sinnvoll, wo ein überregionaler Austausch zwischen den Regionen, die viel verbrauchen und wenig erzeugen und denen, die viel erzeugen und wenig verbrauchen, sinnvoll ist.¹⁶

So oder so werden ergänzend zu neuen Energieleitungen und Speichern vermehrt sogenannte intelligente Netze („Smart Grids“) benötigt. Das Smart-Grid-System soll den Durchbruch zur Erreichung der Klimaziele bringen und im Folgenden näher erläutert werden. Nach der Definition der European Technology Platform sind Smart Grids: Stromnetze, die die Verhaltensweisen und Handlungen aller Nutzer, die an dieses Netz angeschlossen sind (also Erzeuger und Verbraucher ebenso wie Akteure, die sowohl Strom erzeugen als auch Strom verbrauchen) miteinander vernetzen können, um eine nachhaltige, wirtschaftliche, effiziente und sichere Stromversorgung sicherzustellen.¹⁷ Smart Grids können Strom in zwei Richtungen leiten. Auf diese Weise können die einzelnen Versorgungseinheiten optimal miteinander und mit den Verbrauchern verbunden werden. Mit Smart Grids wäre es ferner möglich, dass Verbraucher und Energieerzeuger auf gewisse Art und Weise miteinander kommunizieren. Somit wird eine Annäherung

¹⁴ Vgl. dazu *Schomerus*, in: Ekardt/Hennig/Unnerstall, *Energien*, S. 227 ff.

¹⁵ Vgl. *von Fabeck*, *Wo sollen Stromspeicher untergebracht werden?*, 2011, abrufbar unter: http://www.sfv.de/artikel/wo_sollen_stromspeicher_untergebracht_werden.htm.

¹⁶ Vgl. *von Fabeck*, *Ausbau der „Sammelnetze“ und nationalen Fortleitungsnetze*, 2010, abrufbar unter: http://www.sfv.de/artikel/ausbau_der_sammelnetze_und_nationalen_fortleitungs-netze.htm.

¹⁷ *Steubing AG*, *Smart Grid. Das intelligente Stromnetz*, abrufbar unter: <http://www.psi.de/uploads/media/Steubing-Smart-Grid-07.07.10-de.pdf>.

der Nachfrage der Energie an das Angebot von Energieerzeugung möglich sein.¹⁸ Die Kommunikation zwischen Verbrauchern und Erzeugern soll durch den Einsatz sogenannter „Smart Meter“ ermöglicht werden. Smart Meter sind moderne Stromzählgeräte, die dem Verbraucher den momentanen Verbrauch sowie den dazugehörigen Tarif anzeigen. Damit können Verbraucher ihr Verbrauchsverhalten nachvollziehen und an Preise anpassen, die sich nach dem Stromangebot richten. Eine Waschmaschine etwa würde dann nicht um die Mittagszeit den Wäschegang starten, wenn der Strom gerade zum Kochen verwendet wird, sondern den Waschgang auf die Nacht verschieben, wenn die Netzauslastung geringer ist.¹⁹ Weiterhin wird durch die Smart Meter dem Verbraucher genau vor Augen geführt, wie viel Energie seine einzelnen Geräte verbrauchen, wodurch mit Energieeinsparung gerechnet werden kann. Allerdings ist Deutschland noch weit entfernt von einer flächendeckenden Ausstattung mit Smart Meter. Möglich wäre es im Rahmen von Smart Grids ferner, virtuelle Kraftwerke durch Vernetzung vieler Kleinerzeugungsanlagen sowie steuerbarer Verbraucher und Speicher einzurichten.²⁰ Durch Stromerzeugungsmanagement, intelligent ausgelegte Transportwege, Vernetzung dezentraler Anlagen und verstärktes Lastmanagement kann die Vorhersehbarkeit der Netzlast erhöht, die Netzleistung der Nachfrage angepasst und so die Leistungsfähigkeit des Stromnetzes deutlich verbessert werden.²¹

Dies lenkt zugleich den Blick auf einen wesentlichen Aspekt: Sowohl der Energieleitungsbaubedarf als auch der Speicherbedarf hängt wesentlich davon ab, wie viel Strom verbraucht wird. Wie schon für den Klimawandel selbst wird eine sinnvolle Energiepolitik deshalb immer mitbedenken müssen, dass sich bestimmte Fragen (hier: die nach dem nötigen Leitungs- und Speicherbau) ganz anders stellen, wenn auch der Bedarf selbst thematisiert und nicht einfach auf unendliches Wachstum gesetzt wird.

¹⁸ Vgl. *Poessneck*, Smart Grid – Hype mit Hindernissen, abrufbar unter: http://www.silicon.de/technologie/netzwerk/0,39044013,41549337,00/smart_grid_hype_mit_hindernissen.htm.

¹⁹ *Schindler*, Australien bekommt ein Smart Grid, 2010, abrufbar unter: http://www.silicon.de/management/cio/0,39044010,41533149,00/australien_bekommt_ein_smart_grid.htm.

²⁰ Näher dazu *Schomerus*, in: Ekardt/Hennig/Unnerstall, *Energien*, S. 227 ff.

²¹ SRU, *Thesenpapier zur Weichenstellung für eine nachhaltige Stromversorgung*, 2009, S. 10.

2. Technische Aspekte verschiedener Speicherarten

Neben dieser Grundlegung ist vor der rechtlichen Erörterung der Stromspeicherung ein kurzer Einblick in die verschiedenen weit gefächerten, oft jedoch noch in der Entwicklung befindlichen Speicherarten angezeigt. Grundsätzlich haben Speicher von elektrischer Energie eine mehr als hundert Jahre lange Historie und werden heute auf vielfache Art und Weise genutzt. Am meisten bekannt sind wohl die herkömmlichen Batterien. Die für die Energiewirtschaft geeigneten Technologien, können in mechanische, thermische, chemische und elektrische bzw. elektromagnetische Speicher eingeordnet werden.²² Eine Speicherung, also die zeitliche Entkoppelung von Erzeugung und Nutzung der elektrischen Energie, ist bis auf wenige Ausnahmen nur dadurch möglich, dass sie in eine andere Energieform umgewandelt wird.²³ Bei dieser Umwandlung geht immer ein gewisser Teil der Energie verloren, so dass ein Wirkungsgrad von 100 % nie erzielt werden kann.

Eine Möglichkeit der Energiekonservierung stellen Druckluftspeicher dar. In Druckluftspeichern (Compressed Air Energy Storage, CAES) wird während des Ladevorgangs elektrische Energie zunächst zum Komprimieren von (Umgebungsluft-)Luft verwendet (also in kinetische Energie der Luftmoleküle umgewandelt), die in unterirdischen Kavernen bei einem Druck von 50 bis 70 bar gespeichert wird.²⁴ Die Energie wird wieder freigesetzt, indem die verdichtete Luft mit Erdgas in einer Gasturbine verbrannt und dadurch ein Generator angetrieben wird. Die korrekte Bezeichnung für diese Technologie wäre Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerk. Als mögliche Standorte für Druckluftspeicher kommen vor allem Salzformationen in Betracht. Auf der Suche nach geeigneten Standorten sind besonders Salzkavernen an der norddeutschen Küste in den Fokus geraten.²⁵ Diese hätten eine kurze Distanz z.B. zu Offshore-Windanlagen und könnten somit die zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht benötigte Windenergie speichern. Allerdings erzielen Druckluftspeicher einen im Vergleich mit anderen Speichern niedrigen Wirkungsgrad von 50 %. Die Wissenschaft versucht mit einer Weiterentwicklung zu adiabatischen Druckluftspeichern (Advanced

²² Diese Einteilung entspricht der des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technologienabschätzung des Deutschen Bundestages, *Energiespeicher – Stand und Perspektiven*, Drucksache 16/10176, 2008.

²³ SRU, Sondergutachten, Rz. 227.

²⁴ BT-Drs. 16/10176, S. 15.

²⁵ BT-Drs. 16/10176, S. 17.

Adiabatic-CAES) den Wirkungsgrad auf 70 % zu erhöhen. In adiabatischen Druckluftspeichern erfolgt der Vorgang der Speicherung ohne einen Wärmeaustausch mit der Umgebung, indem die bei der Luftkompression entstehende Wärmeenergie abgeführt, zwischengespeichert und dann bei der Entnahme zur Lufterwärmung wieder genutzt wird.²⁶ Eine Zufuhr von Erdgas ist in adiabatischen Druckluftspeichern damit nicht mehr erforderlich.

Das Speichern von Energie unter Tage hat dabei den Vorteil, dass eine ausgedehnte Flächennutzung und ein erheblicher Umwelteingriff durch das Errichten von Speicheranlagen nicht mehr erforderlich wären. Die nötigen strukturellen Bedingungen sind z.B. durch Salzkavernen und stillgelegte Bergwerke vorhanden. Dabei ist eine Konkurrenz mit Kohlenstoffabscheidungsprojekten, also mit den erwähnten vermeintlich „klimaneutralen Kohlekraftwerken“ hier kaum zu erwarten, selbst wenn diese eines Tages errichtet würden²⁷, und generell haben unterirdische Speicher aufgrund der nur kurzen Speicherphasen auch kaum die Probleme jener Kohle-Option. Abgesehen davon, dass Druckluftspeicher nur einen geringen Wirkungsgrad aufweisen und Erdgas zur Verbrennung benötigen, können sie Energie schnell wieder freisetzen, erreichen also in einer kurzen Zeitspanne ihre Höchstleistung und sind somit für den Tages-, Wochen- und den Jahreslastausgleich geeignet. Bislang verfügt Deutschland nur über ein Druckluftspeicherkraftwerk. Jenes Kraftwerk in Hunddorf erzielt bei einem Speichervolumen von 300.000 m³ eine Leistung 321 MW.²⁸

Eine praktisch weitgehend erprobte Alternative der Speicherung sind Pumpspeicherkraftwerke (PSW). Überschüssige Energie wird hier dafür genutzt, eine bestimmte Menge Wasser aus einem tiefer gelegenen in ein höher gelegenes Becken zu pumpen. Besteht zu einem späteren Zeitpunkt ein Bedarf an Energie, fließt das Wasser durch eine Turbine wieder in das tiefere Becken und treibt somit einen Generator an, der wiederum durch einen Transformator elektrische Energie ins Netz liefern kann. Die Speicherkapazitäten eines PSW sind abhängig von dem Höhenunterschied sowie der Größe der Staubecken. In Deutschland gibt es über 30 große und kleine PSW, die insgesamt eine Gesamtleistung von etwa 6.610 MW erreichen.²⁹

²⁶ BT-Drs. 16/10176, S. 16.

²⁷ BT-Drs. 16/10176, S. 17.

²⁸ SRU, Sondergutachten, Rz. 228.

²⁹ Vgl. *Wagner*, Inwiefern haben Pumpspeicher-Kraftwerke eine Bedeutung für die Sicherheit der Stromversorgung?, 2003, S. 2, abrufbar unter: www.energie-fakten.de/pdf/pumpspeicherkraftwerke.pdf.

PSW erreichen einen Wirkungsgrad zwischen 70 und 80 % und können in kürzester Zeit eine große Menge an Energie bereitstellen. Durch diese Eigenschaften sind PSW besonders dafür geeignet, Regelleistung zur Verfügung zu stellen und wie die Druckluftspeicher, die Tages-, Wochen- und Jahreslast auszugleichen. Allerdings sind sie abhängig von topografischen Gegebenheiten, denn es müssen immer zwei Becken vorhanden sein, die auf einer großen, unterschiedlichen Höhe liegen. Weiterhin stellt der Bau von PSW einen erheblichen Eingriff in das Landschaftsbild und die Umwelt dar. Aufgrund dieser Nachteile und topografischen Bedingungen setzen manche wie gesagt eher auf norwegische PSW.³⁰

Eine Art mechanischer Speicher sind auch Schwungräder. Im Falle eines Energieüberschusses wird ein Motor angetrieben und bringt ein Rad zum Rotieren. Zum Entladen wird das Rad gebremst und stellt durch einen Generator elektrische Energie bereit. Meist ist das Schwungrad dabei in einem luftleeren Raum untergebracht und läuft auf Magnetlagern, um Reibungsverluste zu vermeiden. Sie eignen sich – da Schwungräder ihre Energie schnell wieder abgeben können – durch ihre kurzen Zugriffszeiten, die im Millisekundenbereich liegen, hervorragend als Kurzzeitspeicher und können zur Glättung von kurzzeitigen Last- und Leistungsschwankungen sowie zur Überbrückung von Leistungsunterbrechungen dienen.³¹ Schwungräder können mit einem Wirkungsgrad von 90 - 95 % fast die gesamte Energie wieder abgeben, die ihnen zugeführt wird und weisen geringe Betriebskosten auf. Neuerdings sollen sie vor allem in Fahrzeugen zum Einsatz kommen und könnten Bremsenergie nutzbar machen.

Weiterhin möglich ist die Konservierung von Energie in chemischen Energiespeichern. Dazu gehören vor allem Akkumulatoren, also gewissermaßen wiederaufladbare Batterien. Im Ladevorgang von Akkumulatoren wird die zu speichernde elektrische Energie (Ladestrom) in chemische Energie umgewandelt, die umgekehrt als Entladestrom (Gleichstrom) wieder abgegeben werden kann.³² Akkumulatoren sind praktisch lange erprobt, und es haben sich verschiedene Varianten herausgebildet, die sich dadurch unterscheiden, welches Material zur Energiespeicherung verwendet wird. So gibt es heute Blei-Säure-Akkumulatoren, nickelbasierte- sowie Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Weiterhin wurden Hochtemperatur- und Redox-Flow-

³⁰ Vgl. SRU, Sondergutachten, Rz. 228 ff.

³¹ Hierzu und zum Folgenden BT-Drs. 16/10176, S. 18.

³² BT-Drs. 16/10176, S. 27.

Batterien entwickelt. Entscheidend für die Leistung von Akkumulatoren sind unter anderem die Anzahl der möglichen Ladezyklen sowie Verluste durch Selbstentladung. Ein wesentlicher Vorteil von Akkumulatoren ist deren universelle Einsetzbarkeit – in verschiedenen Größen und Ausführungen – im mobilen als auch im stationären Bereich.³³ Sie sind deswegen ein wesentlicher Bestandteil von Elektrofahrzeugen. Diese könnten überschüssige Energie aus dem Netz speichern und in Spitzenlastzeiten wieder ins Stromnetz einspeisen. Sie können also mobile, dezentrale Versorgungseinheiten in der Stromversorgung sein. Akkumulatoren sind wie Schwungräder dazu geeignet, kurzzeitige Last- und Leistungsschwankungen auszuglätten und Leistungsunterbrechung zu überbrücken. Die Entwicklung könnte dahin gehen, dass die vorhandenen Akkumulatoren z.B. in Hausgeräten in das Stromversorgungsnetz integriert werden und somit ein erweitertes dezentrales Speichernetz darstellen. Jedoch sollte bei einem solch breiten Einsatz die Entsorgung der (oft mit giftigen Stoffen belasteten) Akkumulatoren bedacht werden.

Eine weitere Speichertechnologie stellen elektrochemische Speicher dar, z.B. die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff mit anschließender Verdichtung und Speicherung sowie Rückverstromung. Ist ein Energieüberangebot gegeben, wird Wasserstoff hergestellt und unter hohem Druck gelagert. Im Bedarfsfall wird er mittels einer Brennstoffzelle rückverstromt. Die Speicherung von Wasserstoff ist vor allem für die Automobilindustrie interessant. Sie kann aber auch in großen unterirdischen Kavernen erfolgen. Diese könnten Wochen- und Jahreslasten ausgleichen. Problematisch an der Herstellung und Speicherung von Wasserstoff ist jedoch, dass bei der Rückverstromung durch eine Brennstoffzelle nur ein relativ geringer Wirkungsgrad unter 50 % erzielt werden kann.³⁴

Eine weitere Option, thermische Speicher, sind bisher weit verbreitet im Häuserbau. Sie speichern dabei die Wärme und Kälte, die sie aus der Umwelt aufnehmen oder z.B. bei industriellen Prozessen anfällt. Es kann zwischen sensiblen Wärmespeichern, Latentwärmespeichern und thermochemischen Speichern unterschieden werden. Sensible (kapazitive) Wärmespeicher führen im Ladevorgang die Wärme einem geeigneten Speichermedium zu, welches daraufhin seine fühlbare Temperatur erhöht und diese durch

³³ BT-Drs. 16/10176, S. 27.

³⁴ Vgl. SRU, Sondergutachten, Rz. 228.

eine entsprechende Isolierung speichert.³⁵ Meist wird es sich bei dem Speichermedium um Wasser handeln, da Wasser fast überall verfügbar und dazu noch preiswert ist, es können aber auch andere Stoffe zum Einsatz kommen. Zum Entladen gibt das Speichermedium die Wärme wieder ab.

Im Unterschied zur sensiblen thermischen Energie ist bei Latentwärmespeichern oder PCM (phase change materials) die gespeicherte Energie „verborgen“ und als Temperaturerhöhung nicht fühlbar, da die Energieeinlagerung nicht mit einer Temperaturerhöhung verbunden ist. Bei den PCM wird die gespeicherte Energie über eine Änderung des Aggregatzustandes des Materials freigesetzt.³⁶ Am häufigsten ist dabei der Übergang von fest zu flüssig. Mit Hilfe von PCM können große Wärme- bzw. Kältemengen pro Speichervolumen aufgenommen werden (hohe Energiedichten erzielt werden) und dadurch lassen sich die benötigten Mengen an Speichermaterial sowie die Baugröße der Behälter, die zur Speicherung benötigt werden, signifikant reduzieren.³⁷

Elektrische und elektromagnetische Speicher unterscheiden sich von den bisher genannten Varianten dadurch, dass sie die Energie beim Ladevorgang nicht in eine andere Energieform umwandeln, sondern in elektrischen und elektromagnetischen Feldern speichern. Dadurch können Umwandlungsverluste vermieden werden und hohe Wirkungsgrade erreicht werden. Dabei haben sich einerseits elektrochemische Kondensatoren und andererseits vor allem supraleitende magnetische Energiespeicher entwickelt. Beide wären in der Lage, kurzfristige Lastschwankungen auszugleichen.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass bis heute kein Universalspeicher verfügbar ist.³⁸ Dies wird sich wahrscheinlich auch in Zukunft nicht ändern, da es sehr unterschiedliche Anforderungen an Speicher gibt. So müsste ein Universalspeicher Energie in Millisekunden wieder abgeben, eine große Leistungsfähigkeit und Energiedichte aufweisen und die Energie lang anhaltend ins Netz einspeisen können und dabei noch wirtschaftlich sein. Es wird insoweit letztlich auf den besten Mix der Speichertechnologien ankommen.

³⁵ Hierzu und zum Folgenden BT-Drs. 16/10176, S. 22.

³⁶ Vgl. *Schabbach/Wesselak/Steiner*, Thermische Speichertechnologien zur effizienten Nutzung erneuerbarer Energien, 2009, S. 2.

³⁷ Hierzu und zum Folgenden BT-Drs. 16/10176, S. 26.

³⁸ Vgl. BT-Drs. 16/10176, S. 4.

III. Rechtlicher Regelungsrahmen für die Stromspeicherung

1. Geltender Speicher-Regelungsrahmen³⁹

Bisher kommt der Stromspeicherbau (ähnlich wie der Leitungsbau) nur sehr schleppend in Gang, ebenso wie die Forschung, die die vorhandenen Speicheroptionen rascher optimieren könnte. Ein grundsätzliches Problem der heutigen Speichertechnologien besteht darin, dass sie aufgrund ihrer hohen Kosten kaum einmal wirtschaftlich betrieben werden können. Um einen Gewinn mit einer Speicheranlage einzufahren, muss der Verkaufspreis bei der Ausspeicherung über dem Wert liegen, der sich aus dem Einkaufspreis der Energie bei der Einspeicherung zuzüglich der Kosten durch den Energieverlust beim Speichervorgang ergibt, wobei das Problem naturgemäß geringer ist, wenn die Speicherverluste nicht allzu groß ausfallen, was im Übrigen auch generellen – oben kurz angeklungenen – Energiesparnotwendigkeiten auch im künftigen „regenerativen Zeitalter“ entspricht. Ferner kann man auch ganz betriebswirtschaftlich schlussfolgern, dass ein geringerer Wirkungsgrad eines Speichers höhere Kosten verursacht und somit auch den Gewinn mindert. Für den wirtschaftlichen Erfolg eines Speichers ist somit ausschlaggebend, dass er einen hohen Wirkungsgrad aufweist, also wenig Energie beim Speichervorgang verloren geht, sowie dass er Energie in den Zeiten einspeichert, in denen Strom billig angeboten wird und erworben werden kann. Weiterhin ist es natürlich von Vorteil, wenn die Kosten für die Errichtung niedrig sind. Diese Überlegungen können anhand von PSW exemplifiziert werden, denn diese stellen bisher die einzige Speichertechnologie dar, der eine Marktdurchdringung in der Energiewirtschaft gelungen ist. Sie sind verhältnismäßig billig zu errichten, erzielen einen hohen Wirkungsgrad und verfügen über hohe Kapazitäten. Allerdings wurde schon angesprochen, dass die Potenziale in Deutschland fast vollkommen ausgeschöpft sein dürften. Auch vorhandene PSW weisen ferner immer noch rund ein Viertel Speicherverluste auf.⁴⁰ Fraglich ist, ob die bisherige

³⁹ Wesentliche Anregungen zu den Überlegungen dieses Kapitels verdanken sich *Schomerus*, in: Ekardt/Hennig/Unnerstall, *Energien*, S. 227 ff.; vgl. in diesem Zusammenhang auch *Groth*, ebd., S. 253 ff.

⁴⁰ Siehe den EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 132, abrufbar unter http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg_2007.pdf sowie *Sailer*, *ZNER* 2011, 249 ff.

Rechtsslage Impulse vermittelt, um den Speicherbau und die Speicherforschung in stärkerem Maße zu ermutigen.⁴¹

Der bisherige Rechtsrahmen erscheint als zersplittert und z.T. wenig ambitioniert.⁴² Bereits bei der Definition von Stromspeicheranlagen ergeben sich Probleme. Nach § 3 Nr. 15 EnWG jedenfalls gelten Stromspeicher als Energieanlagen (§ 3 Nr. 31 EnWG bezieht sich nur auf Gasspeicheranlagen).⁴³ Gemäß § 13 EnWG tragen Stromspeicher respektive ihre Betreiber ferner Aufgaben der Systemverantwortung, und solche Anlagen unterliegen gemäß § 17 Abs. 1 EnWG, einer Netzanschlusspflicht. Die erste – ansatzweise – Förderregel bietet § 118 Abs. 6 EnWG⁴⁴ durch die Freistellung von den Netzentgelten, was einen gewissen Anreiz für die Energiespeicherung generieren mag. Diese Regelung wurde auch im Zuge der Energiewendegesetzgebung 2011 auf einen Freistellungszeitraum von 20 Jahren erweitert und spezifiziert. Die Vergünstigung gilt aber nur für die Einspeisung aus dem Netz in den Speicher, nicht auch für die Ausspeisung aus dem Speicher in das Netz. Es gibt keine Kompensation für die Speicherverluste.⁴⁵ Auch bleiben Altanlagen nach wie vor generell netzentgeltspflichtig.⁴⁶

Das gerade (wieder einmal) novellierte EEG enthält ebenfalls kaum ambitionierte Regelungen zu Speichern. Zwar gilt zunächst jegliche Einrichtung zur Zwischenspeicherung gemäß § 3 Nr. 1 EEG 2012 als EEG-Anlage, wenn sie Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnimmt und in elektrische Energie umwandelt. Infolge dessen ergeben sich Ansprüche des Betreibers der Speicheranlage auf Netzanschluss, Stromabnahme und Stromvergütung (§§ 5 Abs. 1 Satz 1, 8 Abs. 1 Satz 1, 16 Abs. 2 EEG). Kernvorschrift für die Speicherung ist § 16 Abs. 2 EEG 2012. Auch die dort vorgesehene Gleichstellung von Erzeugung und Speicherung führt indes nicht zu einer echten Kompensation der Speicherverluste, da nur die tatsächlich eingespeiste Energie vergütet wird.⁴⁷ Ferner bewirkt der Regelungsstandort im EEG, dass die Speicherung gleichsam „vor“ dem

⁴¹ Zur Rechtslage bis zur „Energiewende 2011“ auch *Wieser*, ZUR 2011, 240 ff.; *Sailer*, ZNER 2011, 249 ff.

⁴² Besonders zum EnWG *Schomerus*, in: Ekardt/Hennig/Unnerstall, *Energien*, S. 227 ff.

⁴³ Vgl. *Hellermann*, in: Britz/Hellermann/Hermes, *Energiewirtschaftsgesetz*, 2. Aufl. 2010, § 3 Rn. 30.

⁴⁴ *Energiewirtschaftsgesetz* vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 28.07.2011 (BGBl. I S. 1690).

⁴⁵ Vgl. *Dietrich/Ansehl*, ET 2010, 14.

⁴⁶ *Wieser*, ZUR 2011, 240 (244).

⁴⁷ Siehe dazu ausführlich *Dietrich/Ansehl*, ET 2010, 14.

Energiespeicherung und Energieleitungsbau als Governance- und Rechtsproblem

Netz für die allgemeine Stromversorgung liegt und damit keine regionale Speicherplanung ermöglicht wird, wie sie zum Ausgleich von Leitungs- und Speicherbedarfen nötig wäre. Weiterhin werden auch keine Investitionskosten der Speicheranlage erstattet. Erst recht problematisch wird es, wenn der gespeicherte Strom aus Anlagen unterschiedlicher Erzeugungsart stammt, weil dann keiner der im EEG geregelten Vergütungssätze greift.⁴⁸ Auch die Regelung des § 12 EEG ändert an alledem nichts.

Des Weiteren bietet § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG einen begrenzten Stromspeicheranreiz. Gemäß dieser Norm ist der Speicherbetreiber (eigentlich ein Stromletztverbraucher gemäß § 5 Abs. 1 StromStG von der Stromsteuer befreit, wie die Gesetzesbegründung durch den Hinweis auf PSW ein weiteres Mal klarstellt⁴⁹ und § 12 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) konkretisierend unterstreicht. Genau jene Konkretisierung erzeugt indes zumindest Rechtsunsicherheiten, was hier rechtlich für andere Speicher als PSW gilt.

Darüber hinaus enthält die Neuregelung der §§ 3 Abs. 6, 13 Abs. 3, 31 ff. GasNZV, 19 Abs. 1 S. 3, 20 lit. a GasNEV, 27c EEG mit einer Neudefinition des Begriffs des Biogases und der Einbeziehung der Elektrolyse, soweit der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammen, eine interessante Förderung einer Speicheroption. Die gasnetzrechtliche Privilegierung für Biogaseinspeisungen wird so auf Methan aus EEG-Strom ausgedehnt. Ob hier ein nennenswerter Stromspeicheranreiz entsteht, dürfte von den Gaspreisen abhängen.

Weiterhin hätte der Speicherbetreiber die Möglichkeit, seinen Strom an der Strombörse zu vertreiben. Er würde dann, um einen Gewinn zu erwirtschaften, Strom in den Zeiten einspeichern und kaufen, wenn er relativ billig ist, also die Nachfrage gering und das Angebot groß (z.B. am Wochenende). Verkaufen und Ausspeichern würde er, wenn er hohe Preise in Aussicht hat, also in Zeiten, in denen das Angebot gering und die Nachfrage hoch ist. Um die Wirtschaftlichkeit einer Speicheranlage, die ihren Strom an der Börse verkauft zu ermitteln, wurden in einer Studie die durchschnittlichen Differenzen zwischen den acht Stunden mit den höchsten Preisen und den acht

⁴⁸ Wieser, ZUR 2011, 240 (243).

⁴⁹ BT-Drs. 14/40, S. 12.

Stunden mit den niedrigsten Preisen für das Jahr 2008 verglichen.⁵⁰ Die Differenz belief sich – beim bisherigen Strommix – auf etwa 4 ct/kWh. Hätte ein Speicherbetreiber also im Jahr 2008, Strom zu den niedrigsten Preisen gekauft und zu den höchsten verkauft, hätte er 4 ct/kWh erwirtschaften können. Allerdings ist davon noch der Wert des Energieverlustes bei der Ein- und Ausspeicherung, sowie die variablen Kosten und Investitionskosten abzuziehen.⁵¹ Es entsteht also der Eindruck, dass die Preisdifferenz nicht ausreicht, so dass auch im Wege einer Direktvermarktung sich kein finanzieller Anreiz für das Betreiben einer Speicheranlage ergibt. Dies scheint für fossilen wie auch für regenerativen Strom zu gelten.

Eine mögliche Abhilfe könnten hier die neuen Regelungen des EEG zur Direktvermarktung bieten. Jedoch bleibt auch hier das Problem der Speicherverluste. Mittelbar kann die Eigenverbrauchsregelung des § 33 Abs. 2 EEG für Solarstrom von Gebäudeanlagen eine Förderung der Speicherung bewirken, weil durch die Speicherung erreicht werden kann, dass der erzeugte Strom zu den Hochlastzeiten selbst verbraucht werden kann. Jedoch fallen auch hier die Speicherverluste ins Gewicht, denn es kann nur der tatsächlich selbst verbrauchte, nicht der gesamte eingespeicherte Strom über § 33 Abs. 2 EEG 2012 vergütet werden.⁵²

Zu bedenken ist bei alledem auch dort, wo ein gewisser Speicheranreiz geschaffen wurde, dass der Einsatz von Speichern dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage dient, also z.B. in Zeiten geringen Angebots an erneuerbarer Energie, das Angebot durch das Ausspeichern von Energie künstlich angehoben werden kann. Eine Zunahme an Speichern sorgt also für den

⁵⁰ Siehe hierzu *Schmid*, Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG, 2009, S. 45.

⁵¹ Vgl. SRU, Sondergutachten, Rz. 512.

⁵² Vgl. wiederum *Schomerus*, in: Ekardt/Hennig/Unnerstall, *Energien*, S. 227 ff., der ferner ergänzend auf latente Speicheranreize auch in der AusglMechV zum EEG verweist, wenn über die zeitliche Verzögerung durch die Speicherung bessere Preise an der Börse zu erzielen wären. Allerdings verlangt § 2 Abs. 2 AusglMechV, dass „die Vermarktung (...) nur am vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt einer Strombörse erfolgen“ darf, so dass wenig zeitliche Flexibilität gegeben ist. Im Übrigen können nach § 3 AusglMechV „die Übertragungsnetzbetreiber (...) von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, anteilig Ersatz der erforderlichen Aufwendungen nach Maßgabe der folgenden Vorschriften verlangen (EEG-Umlage)“, so dass kein wirklicher Speicheranreiz generiert wird. Zu Inhalt und Europarechtskonformität der AusglMechV näher *Ekardt/Steffenhagen*, *JbUTR* 2011, 319 ff.

Ausgleich schwankender Preise. Dadurch werden jedoch auch die Preisdifferenzen von An- und Verkaufspreis kleiner, und somit mindert ein Zuwachs an Speicherkapazität die Ertragsmöglichkeiten der vorhandenen Speicher.⁵³ Nach alledem entsteht der Eindruck, dass das Regelungspotenzial zugunsten von Stromspeichern bisher vom Gesetzgeber noch nicht ausgeschöpft wurde. Unten wird deshalb nach optimierenden Governance-respektive Steuerungsoptionen zu fragen sein.

2. Vergleich mit dem Energieleitungsregularium

Da ungeachtet aller weiteren technischen und rechtlichen Entwicklungen bei Speichern – wie oben gesehen – jedenfalls ein gewisses Maß an Ausbau des Stromversorgungsnetzes unausweichlich sein wird, erscheint an dieser Stelle ein knapper vergleichender Blick auf das Energieleitungsrecht angezeigt. Auch dort besteht nämlich das Problem, ob das Recht hinreichende Anreize für einen Ausbau setzt. Allerdings ist bei den Leitungen, anders als bei den Speichern, hier in letzter Zeit einiges geschehen – wobei diese Differenz die beschriebene Präferenz von Politik und Energiekonzernen für eher zentralistische Lösungen unterstreicht.

Grundsätzlich besteht im deutschen Recht ein System aus Verpflichtungen und Anreizen zum Netzausbau. Nach § 11 Abs. 1 EnWG sind Betreiber von Energieversorgungsnetzen dazu verpflichtet, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Unter den Begriff des Energieversorgungsnetzes fallen sowohl Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetze als auch Verteilernetze.⁵⁴ Die Ausbaupflichtung ist dabei am (langfristigen) Bedarf zu orientieren und steht unter dem Vorbehalt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit. Die grundlegende Ausbaupflichtung wird für Übertragungsnetzbetreiber in § 12 Abs. 3 EnWG dahingehend gefasst, dass sie dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen haben, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität befriedigen müssen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beitragen. Der Betreiber hat bei der Ausgestaltung seiner Pflichten aufgrund seiner unternehmerischen Eigenverantwortung einen Ermessensspielraum. Unterlässt er jedoch Investitionen zum Ausbau seines Netzes, kann die Regulierungsbehörde im Wege des §

⁵³ Vgl. SRU, Sondergutachten, Rz. 512.

⁵⁴ Vgl. *Salje*, EnWG, 2006, § 11 Rn. 8.

65 Abs. 2 i.V.m. § 94 S. 1 EnWG ein Zwangsgeld verhängen. Eine erhebliche Bedeutung für den Netzausbau hat auch die Frage danach, wer Kosten für den Ausbau trägt. Die Kosten des Ausbau nach den §§ 11 Abs. 1 und 12 Abs. 2 EnWG werden in Deutschland gemäß der Anreizregulierungsverordnung geregelt. Das Konzept der Anreizregulierung bietet den Netzbetreibern einen monetären Anreiz, Kosteneinsparpotenziale auszunutzen und somit Ineffizienzen abzubauen.⁵⁵ Dieses schon länger bestehende Grundregularium hat freilich einen Netzausbau bislang nur schleppend in Gang gebracht.

Neben dem EnWG bestehen weitere einzelne Investitionspflichten im EEG, die mit einem individuellen Anspruch eines Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber auf einen Netzausbau verbunden sind. § 9 EEG adressiert ausschließlich Netzbetreiber und enthält die Verpflichtung, einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes unverzüglich in Angriff zu nehmen.⁵⁶ Die Kosten des Netzausbaus hat dabei gemäß § 14 EEG, der Netzbetreiber zu tragen. Eine erweiterte, sich auf alle Anlagen beziehende Netzausbaupflicht, stellt § 9 EEG aber nicht dar, da es sich ausschließlich um eine Ausbaupflicht zur Absicherung konkreter Anlagen der erneuerbaren Energien handelt und damit ungeeignet ist, einen umfassenden Netzausbau zu gewährleisten. Weiterhin ist § 5 Abs. 1 EEG deutlich dahingehend formuliert, zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien Netzanschlüsse zu ermöglichen, aber nicht die Übertragungsleitungen auszubauen.

Einen neuen Ansatz den Netzausbau zu fördern, stellt sodann das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) dar. Das EnLAG listet 24 Projekte auf, in welchen entweder eine Höchstspannungsleitung von 380 kV neu gebaut oder auf 380 kV aufgerüstet werden soll. Für diese Vorhaben wird per Gesetz in § 1 Abs. 2 EnLAG die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Diese müssen wiederum im Planfeststellungsverfahren bzw. Plangenehmigungsverfahren nicht mehr festgestellt werden, was die Planung und Errichtung von Leitungen beschleunigen soll. Hintergrund ist, dass oftmals die langen Planungsverfahren als Hemmnis für den Netzausbau von Seiten der BNetzA und der Netzbetreiber angeführt werden. Das EnLAG führt zudem vier Pilotprojekte für die Erdverkabelung

⁵⁵ Vgl. von Hirschhausen/Hess, in: Säcker/Busse von Colbe (Hg.), Wettbewerbsfördernde Anreizregulierung, 2007, S. 4.

⁵⁶ Vgl. Salje, EEG, 2009, § 9 Rn. 6.

von Höchstspannungsleitung auf.⁵⁷ Auch bei jenem Steuerungsansatz ist indes fraglich, ob die Absicht, neue Leitungen zu bauen, als solche dadurch geweckt wird – denn es ist mindestens zweifelhaft, ob der begrenzte „Leitungsbauwille“ bei den Netzbetreibern aus einer Furcht vor zu lange dauernden Verwaltungsverfahren herrührt. Auch der in diesem Rahmen vermutete Widerstand vieler Bürger gegen neue Leitungen dürfte allenfalls ein Aspekt sein.⁵⁸

Im Sinne eines weitergehenden Ansatzes enthält deshalb die deutsche Energiewende 2011 eine weitere Reform. Das Gesetzespaket vom Sommer 2011 enthält in Gestalt des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG⁵⁹) ein Maßnahmenpaket, im Kern zur Änderung des EnWG, das die Länge der Planungs- und Genehmigungsverfahren weiter reduzieren und für mehr Akzeptanz des Leitungsausbaus bei den Menschen sorgen soll. Dabei besteht das NABEG aus sieben Elementen, verbunden mit einem Katalog untergesetzlicher Maßnahmen.⁶⁰ Zu diesen Elementen zählt beispielsweise die Schaffung eines bundeseinheitlichen Genehmigungsverfahrens, um die jetzige länderspezifische Genehmigungspraxis zu vereinfachen. Daher soll es zukünftig eine Bundesfachplanung geben, die von der Bundesnetzagentur in Abstimmung mit den betroffenen Bundesländern durchgeführt wird. Als Ergebnis dieser Planung ist ein Bundesnetzplan vorgesehen, indem die notwendigen Trassenkorridore bundesweit ausgewiesen und für den Bau von Höchstspannungsleitungen reserviert werden. Die eben beschriebene Sammelanbindung von Offshore-Windparks wird im NABEG gesetzlich verankert. Ein Offshore-Masterplan soll die optimale Koordinierung des Offshore-Ausbaus sichern. Über angepasste Netzausgabegebühren soll der Netzausbau zudem wirtschaftlich attraktiver werden.

⁵⁷ Kritisch zum EnLAG letztlich Jarass, ET 2010, 26. Das EnLAG ist größtenteils das Ergebnis bzw. Ausfluss der dena-Netzstudie I die von der Deutschen Energie Agentur-GmbH in Auftrag gegeben und im Jahre 2005 veröffentlicht wurde. Erstellt wurde sie von einem Konsortium aus E.on Netz, RWE Transportnetz Strom, Vattenfall Europe Transmission und dem Deutschen Institut für Windenergie (DEWI). Vgl. von Hirschhausen/Wand/Beestermöller, Bewertung der dena-Netzstudie II und des europäischen Infrastrukturprogramms, 2010, S. 2.

⁵⁸ Aktuell zur gesamten Partizipationsthematik OEKOM/ BUND (Hg.), Bürgerbeteiligung 3.0 – zwischen Plebisziten und Occupy-Bewegung, 2011; ferner Ekardt, Information, Partizipation, Rechtsschutz, 2. Aufl. 2010.

⁵⁹ Zum Folgenden näher Moench/Rutloff, NVwZ 2011, 1040 ff.; Kment, RdE 2011, 341 ff.; Greinacher, ZUR 2011, 305 ff.; Wagner, DVBl 2011, 1453 ff.

⁶⁰ Vgl. für die nachstehende Zusammenfassung Müschen/Herforth, in: Ekardt/Hennig/Unnerstall, Energien, S. 73 ff.

Freilich entfaltet ein von der BNetzA aufgestellter Bedarfsplan noch keine rechtliche Bindungswirkung für die Übertragungsnetzbetreiber. Eine Alternative wären für die kostenintensive Errichtung von nationalen und grenzüberschreitenden Punkt-zu-Punkt-Verbindungen staatliche Ausschreibungen für vorgegebene Leitungen als geeignetes Instrument.⁶¹ Die Ausschreibung könnte auch zweiteilig erfolgen, in dem erst der Bau und danach der Betrieb des Netzes ausgeschrieben werden. Weiterhin wäre die Einführung einer Konventionalstrafe bei Nichtbau erwägenswert, die verhindert, dass Unternehmen nicht aus rein strategischen Gründen niedrige Gebote abgeben, um eine Auktion zu gewinnen, obwohl sie nicht beabsichtigen, die Leitung zu bauen und außerdem die bewerbenden Unternehmen dazu bewegen kann, ihre Kosten sorgfältig zu ermitteln.⁶² Befürwortet man staatliche Ausschreibungen für vorgegebene Leitungen, wäre aber auch zu erwägen, dass die nach der Ausschreibung für Bau und Betreiber im Eigentum des Staates verbleibt. Dies könnte zugleich die Akzeptanz für den Leitungsbau erhöhen. Unabhängig von staatlichen Ausschreibungen bedarf es weiterhin einer klaren Ermächtigungsgrundlage, damit die BNetzA die Verletzung der Ausbaupflichten im Wege des § 65 Abs. 2 i.V.m. § 94 S. 1 EnWG sanktionieren kann. Freilich erscheint es auch nicht undenkbar, dass die erhöhten Netzausbaugebühren im Verein mit der jetzt vereinfachten Planung den Netzausbau bereits ausreichend in Gang bringen, weswegen die Entwicklung in der Praxis wohl noch etwas beobachtet werden sollte. Einen großen Schub könnte es zuletzt geben, wenn die Politik tatsächlich langfristige Planungssicherheit hinsichtlich ihrer energiepolitischen Pläne und des angestrebten Energiemixes schaffen würde. Davon indes ist man in Deutschland immer noch ein Stück entfernt.

3. Optimierende Steuerungsoptionen für Speichertechnologien

Nunmehr ist zur Frage wirksamer Steuerungsoptionen zurückzukommen, die einen Stromspeicherausbau stärker forcieren könnten. Dazu muss man sich letztlich die Fragen beantworten⁶³: Wofür brauchen wir Speicher? Was für Speicher brauchen wir? Wo brauchen wir Speicher? Wann brauchen wir

⁶¹ SRU, Sondergutachten, Rz. 556.

⁶² SRU, Sondergutachten, Rz. 557.

⁶³ Die nachstehende Fragen-Aufzählung verdankt sich einem Vortrag von *Thorsten Müller*, Stiftung Umweltenergierecht.

die Speicher? Welche Speicherkapazität brauchen wir? Wer soll auf Speicher zugreifen können? Welche Hemmnisse müssen überwunden werden? Freilich ist, wie oben gesehen, momentan nicht jede dieser Fragen sinnvoll beantwortbar. Vermutlich werden in Ermangelung von Universalspeichern auch langfristig verschiedene Speicherarten nötig bleiben, um die Schwankungen eines möglichst bald vollständig auf erneuerbare Energien ausgelegten Stromnetzes gerecht zu werden.

Prinzipiell können Speicher überall zum Einsatz kommen, so dass eigentlich jedermann, also Erzeuger, Verbraucher und alle diejenigen, die in dieser Kette dazwischen liegen, zum Bau von Speichern angeregt werden sollen. Eine Förderungsregelung für Speicher sollte somit größenneutral sein. Daneben muss sie vor allem technologieunabhängig sein, denn eine Festlegung auf eine spezielle Speichertechnologie wird dem gegenwärtigen begrenzten Kenntnisstand wenig gerecht. Des Weiteren benötigt man effiziente Speicher. Vor allem muss man das Problem der Speicherverluste lösen, wobei es angesichts der Notwendigkeit absoluter Energieeinsparungen (s.o.) erstrebenswerter ist, den Wirkungsgrad zu erhöhen, statt riesige Speicherverluste einfach zu kompensieren – übrigens auch im Interesse der Zahlenden, seien es die Stromkunden, die Steuerzahler oder wer auch immer. Insgesamt reichen die bestehenden Förderanreize bisher jedenfalls wie gesehen nicht aus.⁶⁴

Verschiedene Instrumente wurden und werden zur Speicherförderung diskutiert. Häufiger zur Sprache kommt dabei das Kombikraftwerk-Bonus-Modell.⁶⁵ Auf der Basis der bereits existierenden Verordnungsermächtigung in § 64f Nr. 6 EEG könnte die Kombination von EE-Stromanlagen mit Speichern insoweit besonders prämiert werden. Dies könnte die Schaffung regionaler virtueller Kraftwerke, die aus verschiedenen EE-Anlagen und Speichern bestehen, fördern, wobei aber die Bemessung des Bonussatzes nicht ganz einfach wäre. Nach dem alternativ denkbaren Prämienmodell dagegen erhielten Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen eine Prämie für die Direktvermarktung am Strommarkt. Dazu müssten die neuen Regelungen über die Direktvermarktung in §§ 33g ff. EEG 2012 entsprechend erweitert werden. Zusätzlich müsste eine Kompensation von Speicherver-

⁶⁴ So auch *Wieser*, ZUR 2011, 240 (245); *Schomerus*, in: Ekardt/Hennig/Unnerstall, *Energie*, S. 227 ff.; a.A. offenbar die Bundesregierung, wonach aus den Speichererlösen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich sein soll, siehe BT-Drs. 15/2593, S. 3 (zu Nr. 10).

⁶⁵ *Schmid* u.a., *Begleitung*, S. 3; zum Folgenden auch *Schomerus*, in: Ekardt/Hennig/Unnerstall, *Energien*, S. 227 ff.

lusten einbezogen werden.⁶⁶ Dies und auch ein explizites Vergütungsmodell sähe einen festen Vergütungssatz für die Einspeisung des gespeicherten Stroms vor, als eigenen zusätzlichen und parallelen Vergütungsanspruch für die Speicherung neben der Einspeisevergütung nach dem EEG. Bei alledem muss auch festgelegt (und festgestellt) werden, welche Anlagen als neu errichtet gelten und welche nicht. Derzeit lässt z.B. schwer abgrenzen, ob PSW wie z.B. Schleusen, bei denen fast alle technischen Komponenten zur Speicherung bereits vorhanden sind und die anschließend zu PSW umfunktioniert werden könnten, als neu errichtet gelten.

Da es eine Vielzahl von Speichertechnologien gibt, erscheint es sinnvoll, die Höhe einer allfälligen Förderung von der Speicherkapazität und dem Wirkungsgrad abhängig zu machen. Auf diese Weise wird die Speicherförderung technologieneutral ausgestaltet und Diskriminierungen von verschiedenen Speichertechnologien werden verhindert. Eine schwierige Frage ist, ob ferner auch ein Speicheranreiz für konventionellen Strom geschaffen werden sollte. Dafür spricht: Die Möglichkeit der Konservierung von Strom durch Speicher kann zur Minimierung der Stromerzeugung beitragen, sogar dann noch (ein wenig), wenn der Speicher zunächst konventionellen und vielleicht erst künftig regenerativen Strom speichert. Dagegen spricht, dass bei einer Verbindung mit der EE-Förderung die konsequente Schaffung eines EE-tauglichen Stromnetzes, u.a. auch mit virtuellen Kraftwerken, vielleicht besser gefördert wird.

Letzten Endes bleibt freilich eine Erkenntnis bestehen, die ausgiebig schon mehrfach im generellen Kontext der Energie- und Klimapolitik entfaltet wurde⁶⁷: Spezifische Förderregelungen (sei es für Speicher, sei es wie im Falle des EEG für erneuerbare Energien) können nötig sein, um bestimmte Technologien schnell in den Markt zu bringen. Doch ebenso wichtig ist, insgesamt einen viel massiveren Anreiz zum Energiesparen zu schaffen und die fossilen Brennstoffe sukzessive aus dem Markt zu nehmen. Nur dann, mit einem gewissen Maß an Suffizienz also, wird der Energiebedarf auch so begrenzt, dass erneuerbare Energien und Speicher (die ihrerseits schon aus Kostengründen sowie aufgrund der Endlichkeit der zur Errichtung benötigten Rohstoffe nicht unendlich vermehrbar sind) eine zukunftsfähige Energieversorgung sicher bereitstellen können. Zugleich würde so auch der

⁶⁶ Dazu *Dietrich/Ansehl*, ET 2010, 14.

⁶⁷ Vgl. *Ekardt*, Theorie, § 6; ferner mehrere Beiträge in *Ekardt/Hennig/Unnerstall*, Energien, passim; siehe auch SRU, Sondergutachten, Rz. 431.

Energiespeicherung und Energieleitungsbau als Governance- und Rechtsproblem

allgemeine Anreiz, Speicher – und Leitungen – im dann noch notwendigen Maße zu bauen und technisch fortzuentwickeln, zusätzlich zu allen Einzelfördermaßnahmen weiter steigen. Wie andernorts dargelegt, wäre das Mittel der Wahl für Energieeinsparung und postfossile Stromversorgung ein auf Primärenergie umgestellter, mit strengeren Zielen und weniger Schlupflöchern konzipierter sowie durch einen (sozialen) Ökobonus und ein (wettbewerbsfähigkeitssicherndes) Border Adjustment an den EU-Außengrenzen ergänzter Emissionshandel.