

25.06.2024

Antrag

der Fraktion der SPD

Sichere Energie und günstiger Strom durch einen innovativen Stromspeichersee

I. Ausgangslage

Nordrhein-Westfalen wird durch den Ausstieg aus der Braunkohle trotz aller Fortschritte beim Ausbau von Wind- und Solarenergie vom Exporteur zum Importeur von Strom. Aufgrund des hohen Energiebedarfs nicht zuletzt des industriellen Mittelstands im Land fürchten Teile der Wirtschaft um stets verfügbare gesicherte Leistung nach dem Kohleausstieg. Andere fürchten eine Zementierung fossiler Energieinfrastruktur durch den Neubau von Gaskraftwerken, die in den 2030er Jahren mit grünem Wasserstoff betrieben werden sollen. Wieder andere fürchten steigende Stromkosten auf lange Sicht, weil der Ausbau der Netzinfrastruktur hohe Investitionen erfordert und gleichzeitig das volle Potenzial grüner Energieerzeugung wegen Netzengpässen bei weitem nicht ausgeschöpft werden kann – günstiger Windstrom wird aberegelt, wenn die Erzeugungsspitzen nicht transportiert und genutzt werden können. Wieder andere fürchten steigende Energiekosten, weil für die Stromspeicherung einseitig auf kostenintensive Großbatterien oder auf die mit hohen Energieverlusten verbundene Speicherung in Wasserstoff gesetzt werde. Diese Gemengelage ist komplex und lässt sich doch produktiv weitgehend auflösen mit einem innovativen Puzzleteil: einem großen Energiespeicher auf der Sohle eines der vormaligen, später zu flutenden Braunkohletagebaus im Rheinischen Revier. Die entstehenden Tagebaurestseen bieten die einmalige Möglichkeit, ein weltweit einzigartiges, leistungsfähiges Pumpspeicherkraftwerk (PSW) als Kavernenspeicher zu errichten und mit einer Energiespeicherkapazität von bis zu 450 GWh enorme positive Effekte für den Klimaschutz, Beschäftigung und die Zukunftsfähigkeit des Industriestandorts NRW zu erzielen. Diesen Ansatz gilt es genauer zu prüfen.

Politische Fehlsteuerung korrigieren für eine erfolgreiche & bezahlbare Energiewende

Für das klimaneutrale Energiesystem der Zukunft, in dem sich der deutsche Strombedarf mehr als verdreifachen wird, sind Energiespeicher das unverzichtbare Rückgrat.¹ Das steht in scharfem Kontrast zum politischen Nischendasein der Energiespeicher in Nordrhein-Westfalen. Mit dem Haushalt 2024 haben CDU und Grüne im Land NRW den Ansatz für Energiespeicher von 12 Millionen auf sechs Millionen Euro halbiert.² Auf diesem Holzweg droht die Energiewende

¹ Etwa 600 TWh grünen Stroms werden 2030 benötigt, so das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): Stromspeicherstrategie, unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=6, S. 6; das Fraunhofer IEE geht für 2030 von einem Bedarf von rund 750 TWh und 2050 von einem von rund 1800 TWh aus, unter: https://www.barometer-energiewende.de/de/barometer_2020/energiebilanz.html [26.02.2025].

² Vorlage 18/1410, S. 24, TG 67 in Kapitel 14300 des Haushalts.

bei hohen Kosten zu misslingen. Am 7. März 2024 kritisiert der Bundesrechnungshof umfassend: „Energiewende nicht auf Kurs: Nachsteuern dringend erforderlich.“³ Dazu leistet die SPD-Fraktion in Nordrhein-Westfalen mit diesem Antrag einen Beitrag.

Erstens ist mit zunehmendem Anteil volatiler erneuerbarer Energie im Stromsystem eine höhere Flexibilität des Energiesystems erforderlich. Zweitens bedeutet der Wegfall fossiler Energien wie im Zuge des beschlossenen Braunkohleausstiegs 2030 einen Wegfall grundlastfähiger Energieerzeugung und damit Versorgungssicherheit. Drittens drohen die Strompreise für Verbraucherinnen und Verbraucher trotz der günstigeren grünen Stromerzeugung aufgrund der immensen Investitionskosten des notwendigen Netzausbaus, durch teurere Speichervarianten und durch Systemineffizienzen bei der Vergeudung von Energie weiter anzusteigen.

Energiespeicher sind der entscheidende Baustein, um allen drei Problemstellungen zu begegnen: als Leistungsspeicher können sie Leistungsspitzen der Erzeugung aufnehmen und bei Bedarf wieder abgeben, sodass etwa Windräder nicht abgeregelt und Netzfrequenzen stabilisiert werden. Das erhöht die Auslastung der Anlagen erneuerbarer Energien. Ohne Großspeicher würde ein Vielfaches der bereits jetzt nicht erreichten Zielmarken für neue Anlagen benötigt, um regionale Schwankungen auszugleichen. In ihrer Energiespeicherfunktion gleichen Speicher die zeitliche Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch des Stroms aus und garantieren Energieversorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt. Energiespeicher entlasten die Netze und dämpfen die auf Bürgerinnen und Bürger sowie die Wirtschaft umzulegenden Investitionskosten des Netzausbaus. Diese werden bis 2045 auf 460 Mrd. Euro taxiert und weitgehend über steigende Netzentgelte finanziert, die schon von 2013 bis 2023 für die Industrie um 84 Prozent, für private Haushalte um 43 Prozent gestiegen sind.⁴ Großspeicher können durch ihre Systemdienlichkeit Netzausbaukosten reduzieren. Die Energiewende für eine gute Zukunft kann nur gelingen, wenn die Kosten nicht aus dem Ruder laufen, die Umsetzung also dem ökonomischsten Weg folgt, und die Finanzierung sozial gerecht und akzeptanzgetragen organisiert wird. Große Stromspeicher sind hierfür ein wesentlicher Baustein, um eine Fehlsteuerung und damit unverhältnismäßige Steigerungen der Energiekosten mit allen wirtschaftlichen und sozialen Folgen zu verhindern. Die Preise der durch verschiedene Speichertechnologien bereitgestellten Strommengen unterscheiden sich deutlich, sodass systemisch das passende Verhältnis der Technologien zueinander zu finden ist. Die Energiewende kann ohne die Möglichkeit zur schnellen Einspeicherung großer Energiemengen nicht gelingen. Bei guten Wetterbedingungen wird die Notwendigkeit eintreten, über Kurzzeitstromspeicher an einem Tag 500 bis 1000 GWh kurzfristig über mehrere Stunden (bis zur Nacht) oder gar Tage und Wochen (bis zu windarmen Phasen) speichern zu können.

Die Fokussierung der Landesregierung insbesondere auf die Förderung von Batteriespeichern in Verbindung mit PV-Anlagen für den häuslichen Eigenbedarf⁵ zeigt im kleinen Karo die Verknennung der systemischen Rolle großer Energiespeicher und offenbart ein drohendes Defizit an Speicherkapazitäten. Hier muss jedoch größer gedacht werden. Allein mit einer Vielzahl kleiner Batteriespeicher in Verbindung mit heimischen PV-Anlagen lässt sich der Energiebedarf eines Industrielandes wie Nordrhein-Westfalen nicht absichern. Vielmehr braucht es im Technologiemix der Speicher zusätzliche und preisgünstige elektrische Großspeicher.

³ <https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/2024/energiewende/kurzmeldung.html> (08.03.2024).

⁴ Bundesrechnungshof (2024): Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung, S. 42, unter: https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewendevolltext.pdf?__blob=publicationFile&v=5, S. 37, 39 (21.03.2023).

⁵ Ausschussprotokoll APr 18/371 der 27. Sitzung des Ausschusses für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie am 18.10.2023, unter: <https://landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMA18-371.pdf>, S. 11-12.

Es braucht Pumpspeicher: Kosten verschiedener Speichertechnologien im Vergleich

In Nordrhein-Westfalen sind verschiedene Speicher bereits in Anwendung, im Aufbau oder in der Erforschung. Hierbei leisten, wie auch beim Ausbau der Erneuerbaren Energien, alle Regionen Nordrhein-Westfalens einen Beitrag, um die Versorgungssicherheit für die Bürgerinnen und Bürger und den Wirtschaftsstandort insgesamt abzusichern.

Die Speicherung von elektrischer Energie durch Elektrolyse, bei der überschüssiger Strom in Wasserstoff umgesetzt wird, ist ein notwendiger Baustein des Energiesystems der Zukunft. Vor allem an starken Standorten der Windenergie wie in Ostwestfalen-Lippe und im Münsterland sowie an Anlandungsorten der Energie von Offshorewind kann die Windenergie optimal ausgenutzt werden, wenn Überschussstrom vor Ort in die Wasserstoffproduktion geht und dabei das Stromnetz entlastet. Wasserstoff ist unabdingbar für viele im ganzen Land verstreute industrielle Anwendungen im Hochtemperaturbereich und in seiner grünen Form auch in weiteren Sektoren eine Option für Klimaneutralität. Auf die systemische und preisgünstige Langzeitspeicherfunktion von Wasserstoff in unterirdischen Kavernenspeichern ist nicht zu verzichten. Deutschland weist die größten potenziellen Wasserstoffspeicherkapazitäten mit knapp 40 TWh von etwa 50 TWh in ganz Europa allein in Salzkavernen auf, die sich vor allem in Nordwestdeutschland und hier überwiegend zwischen Niederrhein und Münsterland wie in Gronau-Epe oder Xanten finden. Als Erdgaskavernen zur H₂-Nutzung vorgesehen sind aber derzeit nur Kapazitäten von 0,9 TWh – deutlich unter den prognostizierten Bedarfen des BMWK und insbesondere des Nationalen Wasserstoffrates. Vor allem aber ist neben dem massiven Infrastrukturausbau für die Technologienutzung diese Methode vergleichsweise ineffizient und dadurch teuer. Bei noch geringen Erzeugungsmengen wird die direkte wirtschaftliche Nutzung des Wasserstoffs prioritär sein und Wasserstoffimporte werden vorrangig in die Produktion fließen. Nach der wissenschaftlichen Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen, herausgegeben vom Forschungszentrum Jülich im Jahr 2021, spielt im Zeitverlauf die Rückverstromung von Wasserstoff über Gasturbinen, GuD-Kraftwerke oder Festoxid-Brennstoffzellen eine immer wichtigere Rolle. Die installierte Rückverstromungskapazität beträgt demnach im Jahr 2050 ca. 52 GW.⁶ Zur Gesamtmenge der Bruttostromerzeugung werde die Rückverstromung von Wasserstoff im Jahr 2050 zu etwa 6% beitragen.⁷ Aktuell sind erst 80 MW an Elektrolysekapazitäten installiert, davon weniger als 15 MW in Nordrhein-Westfalen. Planungen neuer Anlagen liegen im Bereich von 10 bis zu 100 MW pro Elektrolyseur. Selbst bei deutlichen Anstrengungen des Kapazitätszubaues können Elektrolyseure nicht ausreichend Stromüberschüsse in Wasserstoff speichern. Bis 2030 sollen deutschlandweit 10 GW an Elektrolysekapazitäten bereitstehen.⁸ 2045 sieht ein Szenario im Netzentwicklungsplan 80 GW an Leistung vor. Das Zwischenziel 2030 wird bereits wohl verfehlt werden.⁹

Aus der Rückverstromung von Wasserstoff gewonnener Strom droht im Vergleich besonders teuer zu werden und scheint daher weniger geeignet für den Ausgleich kurzfristiger Netzschwankungen und für die Abdeckung von Verbrauchsspitzen. Ursächlich dafür sind hohe Primärenergieverluste, die sich von der Elektrolyse über Einspeisung und Einspeicherung im Netz bis zur Rückverstromung im Gaskraftwerk oder der Brennstoffzelle auf 50-65 Prozent addieren. Der Wirkungsgrad über die gesamte Kette liegt demnach lediglich bei 35 bis 50 Prozent.¹⁰ Um nach der Rückverstromung 1 kWh Strom liefern zu können, bedarf es der Aufwendung von 2-3 kWh elektrischen Stroms, die sich in den Kosten widerspiegeln. Aktuell weist

⁶ https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/eu_535_h2_roadmap_nrw.pdf, S. 17.

⁷ Ebd., S. 19.

⁸ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/10-handlungsfelder-der-abteilung-strom.html>.

⁹ <https://www.mdr.de/nachrichten/deutschland/wirtschaft/elektrolyse-monitor-100.html> (27.02.2024).

¹⁰ <https://greenspotting.de/wenn-sie-strom-aus-wasserstoff-erzeugen-brauchen-sie-mindestens-doppelt-so-viele-windraeder-oder-solarparks-da-kommt-die-politik-in-eine-akzeptanz-diskussion/> (28.02.2024).

die Wasserstoffspeicherung die höchsten Stromspeicherkosten (LCOS) auf: 224 Cent pro kWh werden 2019 berechnet.¹¹ Ab 2030 könnten die Stromspeicherkosten von Power-to-Gas-Systemen mit heimisch erzeugtem Wasserstoff zwischen 11 bis 18 Cent pro kWh liegen.¹²

Im Bereich der Batteriespeicherung kann z. B. bei den am häufigsten verwendeten Lithium-Ionen-Batterien ein sehr hoher Wirkungsgrad von 90 bis 95 Prozent erreicht werden. Als Kurzzeitspeicher können Batterien unmittelbar Netzschwankungen ausgleichen und insgesamt zur Energiespeicherung beitragen. Allerdings sind die Investitionskosten hoch, die Lebensdauer ist durch die Ladezyklen technisch begrenzt und die Leistungswerte pro Einheit sind für die benötigten Mengen zu speichernder Energie nicht ausreichend. Aufgrund der Erhitzung benötigen Großbatterien eine Kühlung. Die Produktion ist abhängig von seltenen Rohstoffen. Das unterstreicht die strategische Bedeutung von Forschungs- und Produktionseinrichtungen in Nordrhein-Westfalen wie des Zentrums für zirkuläre Wertschöpfung Batteriezelle (ZZWB) in Ibbenbüren und der Fraunhofer-Einrichtung Forschungsfertigung Batteriezelle (FFB) in Münster. Die Stromkosten wurden 2016 – je nach Batterieart – auf 23 bis 37 Cent pro kWh beziffert.¹³ Aufgrund starker Kostenreduktionen wird für 2030 mit geringeren Kosten von 8 bis 21 Cent pro kWh gerechnet¹⁴ und damit einer ähnlichen Kostenstruktur wie bei der Wasserstoffspeicherung. Zum Jahresende 2023 liegen Batteriespeicher in Deutschland bei einer Speicherkapazität von 11 GWh. In der Leistung liegen sie mit 7 GW erstmals auf Platz eins der Speicher.¹⁵ In Nordrhein-Westfalen wurde 2022 eine Speicherkapazität von Batterien von 344,34 MWh zugebaut – der ganze, auf eine Technologie begrenzte Speicherzubaue.¹⁶

Mit etwa 5 bis 9 Cent pro kWh weisen Pumpspeicher die niedrigsten Stromspeicherkosten auf.¹⁷ Pumpspeicherwerke (PSW) zeichnet ein hoher Wirkungsgrad von über 80 Prozent aus. Weltweit stellen Pumpspeicher 86 Prozent der installierten Speicherkapazität zur Verfügung und sind eine mehr als hundert Jahre erprobte, verlässliche Technologie.¹⁸ In Deutschland stellen 30 PSW 24 GWh an Speicherkapazität bereit bei einer Leistung von 6 GW. Der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2037/45 sieht als Ziel deutschlandweit 12,2 GW an Pumpspeicherkraftwerken vor, fast die doppelte Kapazität. In Nordrhein-Westfalen werden zwei nennenswerte Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtspeicherkapazität von 1.325 MWh betrieben.¹⁹ Im Ruhrgebiet befindet sich das größte Pumpspeicherkraftwerk Herdecke. Im Sauerland befindet sich das Pumpspeicherkraftwerk Rönkhausen. Zusätzlich werden kleinere Talsperren wie die Sorpetalsperre im Weserbergland kombiniert als Pumpspeicherkraftwerke und für die Freizeitgestaltung an und auf dem See genutzt.

¹¹ https://www.ceec.uni-jena.de/ceec_femedia/downloads/energiespeicherstudie.pdf, S. 45.

¹² Fraunhofer ISE, IER der Universität Stuttgart, TTI GmbH/TGU Compare Consulting: Forschungsbericht BWPLUS, Betreibermodelle für Stromspeicher – Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben, 2016, unter: <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/432e4513-8833-4267-b983-f65c481f9ff3/content>, S. 41.

¹³ Fraunhofer ISE et al.: Betreibermodelle für Stromspeicher, S. 41.

¹⁴ Fluri, Verena (2019): Wirtschaftlichkeit von zukunftsfähigen Geschäftsmodellen dezentraler Stromspeicher, unter: <https://www.zhb-flensburg.de/fileadmin/content/spezial-einrichtungen/zhb/dokumente/dissertationen/fluri/fluri-2019-wirtschaftlichkeit-dez-stromspeicher.pdf>, S. 63.

¹⁵ Stromspeicherstrategie BMWK vom 8.12.23, S. 9.

¹⁶ Drucksache 18/7822, Antwort LR auf KA 3026.

¹⁷ Fraunhofer ISE et al.: Betreibermodelle für Stromspeicher, S. 41.

¹⁸ 2020 wurden EU-weit 1,7 GW neue Pumpspeicher zugebaut, Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau Nordrhein-Westfalen (VDMA, 2024): Stellungnahme 18/1227, S. 3, unter: <https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMST18-1227.pdf>.

¹⁹ Drucksache 18/7822, Antwort LR auf KA 3026.

Innovation: Potenzial eines Pumpspeicherkraftwerks in tiefen Gewässern

Ein herkömmliches Pumpspeicherwerk besteht aus einem Unter- und einem Obersee und erzeugt elektrische Energie durch den Antrieb von Turbinen durch die Wassermengen, die vom Obersee durch Fallrohre hinab in den Untersee geleitet werden. Bei einem Stromüberschuss wird Wasser aus der unteren Lage in den Obersee gepumpt, wodurch die aufgewendete Energie gespeichert wird. Große neue Seen sollen in den ehemaligen Tagebauen des Rheinischen Reviers entstehen. Dieses Szenario wurde daher auch 2019 für die dortigen Tagebaurestseen untersucht, etwa indem man eine Rohrleitung zwischen den Tagebauen Garzweiler und Hambach verlegt oder die Sophienhöhe am Hambacher Tagebau als Obersee nutzt. Eine entsprechende Studie unter dem Titel „Konzepte zur energetischen Nachnutzung von Tagebaurestlöchern in Nordrhein-Westfalen“ gab das damalige Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen bei der Tractebel Hydroprojekt GmbH und der GTB Aachen in Auftrag.²⁰ Die Studienautoren verwiesen in ihrem Endbericht ausdrücklich auf „Optimierungsmöglichkeiten“ der geprüften Optionen, die nicht im Rahmen ihres aufgetragenen Untersuchungsgegenstandes lagen und weitere Prüfungen erfordern: eine Lösung innerhalb eines Sees mittels Kavernenspeichern. So heißt es im Fazit des Berichts: „Darüber hinaus könnte eine PSW-Anlage mit Unterwasserkavernenspeicher bereits in einem näheren Zeithorizont geplant und gebaut werden, was die Möglichkeit bieten würde, für die Beschäftigten der Energiewirtschaft neue Geschäftsfelder zu schaffen und somit den befürchteten signifikanten Stellenabbau infolge des Kohleausstiegs abzumildern. Im Hinblick auf einen kontinuierlichen energiewirtschaftlichen Geschäftsbetrieb empfehlen wir, mit den weiteren Planungsschritten für ein Pumpspeicherwerk mit Unterwasserkavernenspeicher möglichst bald zu beginnen.“²¹ Diese Empfehlung hat das Landeswirtschaftsministerium bisher leider nicht weiterverfolgt. Dazu fordern wir Energie- und Wirtschaftsministerin Mona Neubaur auf.

Im Unterschied zum klassischen Pumpspeicherwerk ist der Kavernenpumpspeicher auf dem Grund des Gewässers installiert und besteht aus beliebig vielen Speichersegmenten aus Beton in Form von Kugeln, Glocken oder Zylindern, die physikalisch dem Wasserdruck standhalten. Jedes Segment wird mit einer Öffnung versehen, durch die eine Pumpturbine Wasser in das Segment strömen lässt und über die Turbine elektrischen Strom erzeugt oder eben gegen den Druck des umgebenden Wassers den Inhalt des Segments mittels elektrischer Energie aus überschüssigem Wind- oder Solarstrom nach außen pumpt und innen einen Unterdruck entstehen lässt. Die Menge zu speichernder Energie richtet sich nach dem Volumen eines Segments, der Anzahl nebeneinander verbauter Einzelsegmente und dem von der Tiefe des Bauwerks abhängigen Wasserdruck. Daraus ergibt sich, dass die Menge der gespeicherten Energie das Produkt aus dem Wasserdruck und dem gesamten Hohlraumvolumen der Kavernen ist. Zur Wasseroberfläche hin führen Stromkabel für den Betrieb der Pumpen bzw. die Leitung des durch die Turbinen erzeugten Stroms. In einer Gewässertiefe von 250 Metern liegt der Druck bei 25 bar, woraus sich eine Speicherdichte von 0,7 kWh/m³ ergibt. In 500 Metern Tiefe beträgt der Druck das Doppelte; es ergibt sich eine Speicherdichte von 1,4 kWh/m³.²²

²⁰ Tractebel Hydroprojekt GmbH; GTB Aachen, Peter Philippen-Lindt: Konzepte zur energetischen Nachnutzung von Tagebaurestlöchern in Nordrhein-Westfalen. Endbericht; herausgegeben von: Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2019), unter: https://broschuerenservice.land.nrw/files/download/pdf/20191216-endbericht-tagebau-nrw-pdf_von_konzepte-zur-energetischen-nachnutzung-von-tagebaurestloechern-in-nordrhein-westfalen_vom_mwide_3213.pdf

²¹ Tractebel GmbH; GTB Aachen (2019): Energetische Nutzung von Tagebaurestlöchern, S. 161.

²² Schmidt-Böcking, Horst et al. (2013): Speicherung elektrischer Energie am Meeresboden. Das Meer-Ei., in: Physik in unserer Zeit, 4/2013 (44), S. 194-198.

Welche Anforderungen sind an einen großen Stromspeichersee zu stellen?

Neben den (1) topographisch-geologischen wie ökologischen Voraussetzungen sind (2) die Nähe zu energieintensiven und auf eine verlässliche Energieversorgung angewiesenen Industrien und Ballungszentren sowie (3) die Anbindung an vorhandene Energieinfrastruktur bedeutend für den Standort eines innovativen Stromspeichersees.

1. Topographische Möglichkeiten in Nordrhein-Westfalen, Höhenzüge für Pumpspeicherkraftwerke zu nutzen, sind begrenzt. Außerdem gehen Energieinfrastrukturen an derartigen Standorten aufgrund ihrer raumgreifenden Wirkung und der oft nötigen Neuanlage eines Obersees mit abzuwägenden Eingriffen in die Natur einher. Ein Stromspeichersee, das heißt also ein Unterwasserkavernenpumpspeicher, benötigt lediglich ein tiefes Gewässer oder eine tiefe zu flutende Senke, um den gleichen Effekt zu bieten. Pilotprojekte wurden im aktuell tiefsten See Deutschlands, dem 251 Meter tiefen Bodensee durchgeführt. Auch auf dem Meeresgrund z. B. an steil abfallenden Küsten wie vor der amerikanischen Westküste Kaliforniens werden derartige Konzepte geprüft. Auch hier sind jedoch Eingriffe in bestehende Ökosysteme nicht vermeidbar. Große künstliche Seen sollen jedoch in den ehemaligen Braunkohletagebauen wie in der Lausitz und im Rheinischen Revier entstehen. Die Tagebauseen des Rheinischen Reviers sollen nach ihrer Befüllung vor allem zu den tiefsten Seen Deutschlands gehören. Der Tagebau Hambach weist eine Tiefe von bis zu 411 Metern auf. Je tiefer das Gewässer, desto größer die Speicherleistung. Dort würde keine bestehende Flora und Fauna, insbesondere nicht in der Tiefe des Seegrundes am Standort eines Bauwerks beeinträchtigt. Diese Konstellation bietet die einmalige Chance für einen leistungsfähigen Unterwasserkavernenspeicher in Deutschland, der mit bis zu 450 GWh Speicherkapazität pro Zyklus der weltweit größte Pumpspeicher werden könnte.²³ Vergleichbar lässt sich der Strombedarf einer Großstadt wie Düsseldorf mit rund 9 GWh in 24 Stunden, der eines Chemieparks bei ca. 6 GWh am Tag beziffern. Dies zeigt das Maximalpotenzial eines großen Speichersees für die Energieversorgungssicherheit. Eine solche Rheinland-Batterie hätte für ganz Nordrhein-Westfalen eine herausragende Bedeutung.

Pumpspeicher sind bei Investitionen und Refinanzierung vergleichbar mit großen Infrastrukturprojekten. Relativ geringen Betriebskosten stehen sehr hohe Investitionskosten und mittlere Abschreibungsfristen von mehreren Jahrzehnten gegenüber. Investitionsoportunitäten übersteigen die Investitionsfähigkeiten der beteiligten Unternehmen regelmäßig. Gegenüber dem Neubau von Pumpspeichern versprechen andere Projekte eines Energiewirtschaftsunternehmens häufig eine höhere Rendite und einen kurzfristigen Return-on-Invest.²⁴ Dies erfordert aus energiesystemischer und volkswirtschaftlicher Sicht besondere Anreize oder weitergehende Unterstützung des Staates. Expertinnen und Experten beziffern die Investitionskosten für solch ein Projekt (Herstellung und Installation der Betonkonstruktion, der Pumpturbinen sowie Planungskosten) überschlägig mit 110 Millionen Euro pro Segment, d. h. je nach flexibel auszugestaltender Größe mit bis zu 55 Mrd. Euro bei maximaler Dimensionierung – oder anders gesagt: mit 110 Euro pro kWh Speicher. Dem können wirtschaftlich etwa 10 Milliarden Euro an Einnahmen pro Jahr und eine Abschreibung von etwa 1,3 Cent pro kWh Speicherung gegenübergestellt

²³ Die Sohle der tiefsten Stelle auf ca. 400 Metern im Tagebau Hambach misst ca. vier Quadratkilometer und bildet in diesem Modell die Grundfläche für den Aufbau der aneinander gereihten Speichersegmente. Diese Segmente könnten nebenbei auf bis zu 120 Metern Höhe von der Sohle gemessen auch einen Beitrag zur Stabilisierung der Böschungen leisten. Bei der Annahme von etwa 500 solcher Segmente mit einem Hohlraumvolumen von je bis zu einer Million Kubikmeter und einer 100 MW Pumpturbine pro Segment ergibt sich eine Speicherkapazität von 0,9 GWh pro Segment und damit 450 GWh insgesamt.

²⁴ VDMA NRW (2024): Stellungnahme 18/1227, S. 6.

werden.²⁵ Auf der anderen Seite steht die praktisch unbegrenzte Lebensdauer der Pumpspeicher („Ewigkeitsbetrieb“) bei regelmäßigen Erhaltungsinvestitionen. Eine solch hohe Nachhaltigkeit erreicht keine andere Stromspeichertechnologie.²⁶ Entscheidend sind zudem kostensenkende Effekte des Speichers auf das Engpassmanagement der Stromnetze sowie den Ausbau der Übertragungsnetze. Beides schlägt derzeit jeweils mit 6,5 Mrd. Euro im Jahr zu Buche²⁷ und ist in der Gesamtwirtschaftlichkeitsbetrachtung ebenfalls zu berücksichtigen.

2. Ganz Nordrhein-Westfalen hat sich aufgrund der günstig verfügbaren Energie zunächst durch die Steinkohle, dann durch die Braunkohle zu einer Energieregion entwickelt, in der sich viele energieintensive Industrien angesiedelt haben – von der Metall- und Chemieindustrie über die Papier- und Textil- bis zur Glasindustrie und weiteren Branchen. Für das Rheinische Revier beispielsweise beziffert die IHK Köln den Anteil industrieller Wertschöpfung an der gesamten industriellen Wertschöpfung auf 30 Prozent. Mehr als 90.000 Beschäftigte sind in der Region in energieintensiv produzierenden Unternehmen tätig.²⁸ Die meist gut bezahlt und tariflich gebundenen Arbeitsplätze, das Auskommen und die konsumseitige Wirtschaftskraft dieser 90.000 Familien hängen an der gesicherten Energieversorgung der Region auch in einem klimaneutralen Zeitalter. Das gilt ebenso für die anderen Industriestandorte an Rhein und Ruhr oder im sogenannten ländlichen Raum. Die SPD-Fraktion unterstützt die Industrie im Land bei ihren Bemühungen, die eigene Produktion treibhausgasneutral umzustellen. Das Ende der Kohleverstromung bringt jedoch auch den Wegfall jederzeit gesicherter Leistung und damit für Unternehmen, aber auch Privathaushalte energiepolitische Unsicherheiten mit sich. Ein großer Pumpspeicher mit Nähe zu urbanen Zentren kann die nötige gesicherte Leistung aufbringen und bedeutet nicht nur Stabilität, sondern Attraktivität für Wirtschaft und Arbeit in der Standortregion und für ganz Nordrhein-Westfalen.
3. Die sozial-ökologische Transformation meint praktisch gesehen in vielen Anwendungsbereichen eine Elektrifizierung der Produktionsprozesse. Wo dies im Hochtemperaturbereich nicht möglich ist, sind gasförmige Energieträger unverzichtbar und wird Wasserstoff der Zukunft den Weg weisen. Dafür zu errichtende Gaskraftwerke sollen auch die Grundlast des Strombedarfs sichern, wenn Erneuerbare sie nicht abdecken können. Doch die Gaskraftwerke werden zunächst fossil mit Erdgas zu betreiben sein. Die Wasserstoffumstellung ist noch mit vielen Unwägbarkeiten behaftet. Bestehende und im Ausbau befindliche Stromtrassen und angeschlossene Infrastruktur gilt es – nicht zuletzt für eine möglichst kostengünstige Energiewende – auch künftig nach dem Ausstieg aus Atomkraft und Braunkohle zu nutzen. Besagte Studienautoren der Tractebel GmbH und von GTB Aachen schreiben in ihrem Endbericht mit Blick auf die geplanten neuen Nord-Süd-Stromtrassen durch das Rheinland: „Damit könnte die Grundlage für ein neues Geschäftsmodell geschaffen werden, zum Zwecke der Zwischenspeicherung der im Norden eingespeisten Windenergie eine größere PSW-Anlage im Rheinischen Revier zu betreiben.“²⁹ Dort haben sich rund 50 Landkreise, Kommunen, energiewirtschaftliche

²⁵ Die Abschreibungssumme ergibt sich aus einer Nutzungsdauer von 50 Jahren pro Pumpturbine und etwa 200 Speicherzyklen pro Jahr, wie es für PSKW üblich ist. Das Produkt aus der Zahl der Speicherzyklen und einer Speichermenge von 500 GWh ergibt eine jährliche Speichermenge von 1 Mrd. kWh. Nimmt man eine Differenz von 7-8 Cent pro kWh für die Einspeicherung günstigeren Überschussstroms gegenüber der Ausspeicherung bei Strombedarf zu ca. 10 ct/kWh an, ergibt sich die Einnahmesumme von 10 Mrd. Euro im Jahr.

²⁶ VDMA NRW (2024): Stellungnahme 18/1227, S. 7.

²⁷ Bundesrechnungshof (2024): Bericht zur Umsetzung der Energiewende, S. 42.

²⁸ <https://www.ihk.de/koeln/hauptnavigation/wirtschaftsstandort/rheinisches-revier-5377156> (08.03.2024)

²⁹ Tractebel GmbH; GTB Aachen (2019): Energetische Nutzung von Tagebaurestlöchern, S. 161.

Unternehmen und Projektträger 2022 mit dem MWIKE zum Bündnis Gigawattpakt zusammen geschlossen, dessen Förderprogramm nun gestartet ist. Der Pakt sieht vor, die Leistung Erneuerbarer Energien im Rheinischen Revier bis 2028 auf 5 GW auszubauen – perspektivisch weiter steigend.³⁰ Ein örtlicher großer Energiespeicher bietet sich an, diese Kapazitäten aufzunehmen und den regionalen Ausbau erneuerbarer Energien weiter anzureizen. Das 2022 verabschiedete Gesetz zur sofortigen Verbesserung der Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien im Städtebaurecht schuf in § 249b BauGB³¹ darüber hinaus die Möglichkeit, (ehemalige) Braunkohletagebauflächen privilegiert für Erneuerbare Energien zu nutzen. Eine Verordnungsermächtigung ermöglicht den Ländern, über die Zulässigkeit von Vorhaben zur Nutzung von Windenergie (Abs. 1) oder Sonnenenergie (Abs. 2) direkt zu entscheiden. Die technischen Voraussetzungen zur optimalen Nutzung der Erneuerbaren sind Energiespeicher und Netze, deren Ausbau auf Tagebauflächen der Erfüllung des Rechtszwecks der Norm dienen. Das beinhaltet ein Pumpspeicherkraftwerk.

Nordrhein-Westfalen als Energieregion der Zukunft

Das sozialdemokratische Zielbild der Wirtschaft in Nordrhein-Westfalen beinhaltet eine starke industrielle Basis unseres Wohlstandes. Diese Industrie wird nachhaltig wirtschaften, den arbeitenden Familien im Land gut bezahlte und mitbestimmte Beschäftigung bieten und weiterhin Innovationskraft entfalten. Diese Industrie wird aber auch weiterhin in vielen Teilen energieintensiv – stromintensiv – sein. Die nötige Energie müssen wir dabei zur Standortsicherung auch zu großen Teilen in Nordrhein-Westfalen umweltfreundlich erzeugen, transportieren und in einer neuen Energiewelt auch zwischenspeichern. Hierzu müssen alle Regionen nach ihren Möglichkeiten auch in der Zukunft einen Beitrag leisten. So bleibt das Wesen der Region, in der die Energieerzeugung über Generationen einen Mittelpunkt im sozialen und wirtschaftlichen Leben der Menschen gespielt hat, ohne disruptive Veränderungen erhalten und kann sich in eine noch lebenswertere Zukunft als regenerative Energieregion entwickeln, die auch Natur und Tourismus ihren Raum gibt. Wo der flächige Abbau fossiler Rohstoffe und deren Verbrennung einer nachhaltigen Energieversorgung weichen, taugt ein großer Energiespeicher als neue Identifikationsfigur der grünen Zukunft der Energieregion Nordrhein-Westfalen.

II. Beschlussfassung

Der Landtag stellt fest, dass

- die Energiewende zur klimaneutralen Industrieregion Nordrhein-Westfalen und zur erneuerbaren Stromversorgung im Land auf große Energiespeicher angewiesen ist;
- der Technologiemix aus Batteriespeichern, Wasserstoffspeichern, Sektorenkopplung und PV-Heimspeichern auf Pumpspeicherkraftwerke ergänzend zurückgreifen muss, um Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten und Strompreise zu dämpfen;
- die Innovation eines Unterwasserkavernenspeichers als bewährte Technologie in neuem Anwendungsbereich vielfältige Potenziale aufweist.

³⁰ https://www.wirtschaft.nrw/system/files/media/document/file/22_03_gigawattpakt_rheinisches_revier_0.pdf (08.03.2024).

³¹ https://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/___249b.html (27.02.2024).

Die Landesregierung wird aufgefordert,

- zeitnah eine Energiespeicherstrategie dem Landtag vorzustellen, die nach ergebnisoffener Untersuchung diverser Speichertechnologien und innovativer Konzepte eine kohärente Roadmap zum Zubau nötiger Speicherkapazitäten beinhaltet,
- im laufenden Jahr eine Machbarkeitsstudie als Folgegutachten zu der vom MWIDE in Auftrag gegebenen Studie „Konzepte zur energetischen Nachnutzung von Tagebaurestlöchern in Nordrhein-Westfalen“ von 2019 zu beauftragen, um die technische/wirtschaftliche Realisationsmöglichkeit eines Pumpspeicherkraftwerks mit Unterwasserkavernenspeicher in Tagebauseen umfänglich zu untersuchen und besonders zu prüfen,
 - welche Speicherkapazität ein PSW-Kavernenspeicher auf der Sohle der verschiedenen Tagebaue des Rheinischen Reviers bieten kann,
 - welche systemische Rolle ein solcher Speicher für die Energieversorgungssicherheit in Nordrhein-Westfalen und im Rheinischen Revier einnehmen könnte,
 - welche wirtschaftlichen Standortvorteile ein solcher Speicher schaffen kann,
 - wie viel Energie 2030 und 2045 einerseits in der Region des potenziellen Speicherstandorts perspektivisch erzeugt, wie viel andererseits überregional über das Stromnetz geleitet und eingespeichert werden könnte,
 - welcher Strombedarf sich für die energieintensiven Unternehmen und die Kommunen im Rheinischen Revier 2030 und 2045 prognostizieren lässt,
 - wie sich die Investitionskosten modellartig darstellen lassen hinsichtlich der Baustoffe, Gewerke und Planungskosten,
 - wie sich Bau und Betrieb auf Wertschöpfung und Beschäftigung auswirken,
 - welche Kostenabschätzung sich pro bereitgestellter kWh Strom ergibt,
 - inwiefern unter Berücksichtigung des Kohleausstiegs und eines überregionalen Netzanschlusses Marktszenarien wirtschaftliche Betreibermodelle offenlegen,
 - inwiefern eine touristische Nutzung eines Tagebaurestsees beim Betrieb eines solchen Unterwasserspeichers ermöglicht werden kann,
 - wie die Umweltauswirkungen auf ein Ökosystem Restsee bewertet werden
- die wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Energiespeichern aktiv zu verbessern, indem sie
 - Infrastrukturgebiete für Großspeicher gesetzlich definiert, geeignete Flächenpotentiale ermittelt, sie im Änderungsentwurf des Landesentwicklungsplans planerisch ausweist und sie einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterzieht,
 - Genehmigungsverfahren für Großspeicher, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, vereinfacht, bspw. durch eine Sonderplanungszone Rheinisches Revier,

- hinsichtlich des wirtschaftlichen Betriebs von Energiespeichern prüft, unter welchen Bedingungen ein Kapazitätsmarkt analog zur Konzeption für grundlastfähige Gaskraftwerke oder ein Leistungsmarkt mit dynamischen Preissignalen systemisch vorteilhafter zur Anreizung neuer Speicherkapazitäten wirkt.
- beim Bund auf eine konsequente Definition der Energiespeicherung ergänzend zur Energiespeicher-Definition im EnWG hinwirkt, wonach die Speicherung von Strom nicht als Letztverbrauch und Erzeugung, sondern als zeitliche Verschiebung des Letztverbrauchs zu betrachten ist;
- sich beim Bund einsetzt, eine doppelte Netzentgeltzahlung für die Ein- und Auspeicherung auszuschließen und eine dauerhafte Befreiung der Stromspeicher von Netzentgelten, Abgaben und Umlagen gesetzlich im EnWG festzulegen.

Jochen Ott
Ina Blumenthal
Alexander Vogt
André Stinka

und Fraktion