



19.02.2026

Transkript

„Absicherung für den Ernstfall: Braucht Deutschland eine Gasreserve?“

Expertinnen und Experten auf dem Podium

- ▶ **Prof. Dr. Jochen Linßen**
Leiter der Abteilung Integrierte Infrastruktur am Institute of Climate and Energy Systems – Jülicher Systemanalyse (ICE-2), Forschungszentrum Jülich GmbH (FZJ)
- ▶ **Prof. Dr. Franziska Holz**
Stellvertretende Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin
- ▶ **Sönke Gähke**
Redakteur für Energie und Technik, Science Media Center Germany und Moderator dieser Veranstaltung

Mitschnitt

- ▶ Einen Audio- und Videomitschnitt finden Sie unter:
<https://sciencemediacenter.de/angebote/absicherung-fuer-den-ernstfall-braucht-deutschland-eine-gasreserve-26027>



Transkript

Moderator [00:00:00]

Hallo liebe Kolleginnen und Kollegen, herzlich willkommen zu unserem Pressbriefing über die Lage der Gasspeicher und die Gasversorgung in Deutschland in diesem und in den künftigen Wintern. Bevor wir mit den Details anfangen, erst mal unser üblicher Hinweis: Bitte stellen Sie Ihre Fragen in den F Channel. Falls eine Kollegin oder ein Kollege bereits eine ähnliche Frage gestellt hat, die Sie auch wichtig finden, verleihen Sie der doch durch einen Daumen hoch mehr Gewicht. Mein Kollege sammelt Ihre Fragen und nudged mich dann von außen ein bisschen, diese Fragen zur passenden Zeit zu stellen.

Fangen wir also an. Die Gasspeicher in Deutschland sind auf einem historischen Tiefstand. Der Winter ist noch nicht ganz vorbei und ich vermute, Sie – wie wir auch – lesen immer wieder von vielen besorgten Menschen, die auf mögliche Probleme hinweisen. Wir wollen heute ausloten, wie diese Situation entstanden ist und wie sie zu bewerten ist, wie sie künftig vermieden werden kann und ob das nötig ist, auf so eine Situation sich künftig vorzubereiten – und ab wann Erdgas in Zukunft eigentlich durch Wasserstoff ersetzt werden wird.

Eingeladen haben wir uns dafür zwei Forschende. Zunächst erstmal Franziska Holz. Sie forscht am DIW in Berlin an den ökonomischen Fragen rund um die Gasversorgung und die Energiewende. Frau Holz, woran liegt es, dass die Gasspeicher in diesem Winter nun so leer sind? Und ist das ein Problem für die Gasversorgung in Deutschland?

Franziska Holz [00:01:27]

Ja, hallo in die Runde und vielen Dank für die Einladung, Herr Gäthke. Es gibt mehrere Gründe, warum wir aktuell einen wirklich niedrigen Füllstand der Erdgasspeicher haben, niedriger sogar noch als im Frühling 2022. Das sind zum einen die niedrigen Temperaturen. Wir haben Temperaturen, die wirklich deutlich unter dem langfristigen Mittel der letzten Jahrzehnte liegen, im Januar gesehen, sodass der Gasverbrauch entsprechend, der sehr viel für die Wärme auch genutzt wird, höher war.

Wir haben zum anderen eine Regulierung mit diesen Füllstandsvorgaben für die Speicher, die nicht so richtig effektiv ist, die keine Anreize setzt, diese Vorgaben tatsächlich zu erfüllen. Und wir haben auch aus diesem Grund wenig Einspeicherung im Sommer 2025 gesehen. Da war aber wirklich der wichtigere Grund, dass einfach die Preise im Sommer 2025 nicht wirklich deutlich niedriger waren, als man das für den Winter 2026 erwartet hat, so dass aus den Preisen heraus für die Marktteilnehmer wenig Anreiz gab, einzuspeichern. Und wir sind also schon im Herbst mit einem niedrigen Füllstand und niedriger als die letzten Jahre gestartet und haben dann bei diesen niedrigen Temperaturen viel Gas auch aus den Speichern verbraucht.

Ich würde trotzdem sagen, dass wir kein Problem für unsere Versorgungssicherheit haben, weil wir nämlich gleichzeitig sehr viel Gas weiterhin beziehen aus Norwegen, außerdem aus Flüssigerdgasterminals, sowohl in Deutschland als auch in unseren nordwestlichen Nachbarländern, also insbesondere Niederlande und Belgien. Und das gesicherte Versorgung ist, die funktioniert, die auch reagiert hat auf die niedrigen Temperaturen in den letzten Wochen und ein Stück weit größer geworden ist, sodass wir in diesem Mix: Speicher, LNG, Pipelinegas gut versorgt sind und auch gut noch für die restlichen Winterwochen versorgt sind.



Moderator [00:03:19]

Vielen Dank! Eingeladen haben wir auch Jochen Linßen. Er arbeitet am Forschungszentrum Jülich an der Zukunft von Erdgas und Wasserstoff und kommt eher von der technischen Seite der Gasversorgung. Herr Linßen, wie bekommen die Akteure am Gasmarkt oder in der Politik die kurzfristige Absicherung der Gasversorgung denn nun technisch in den Griff, ohne den Übergang zu Wasserstoff zu gefährden?

Jochen Linßen [00:03:46]

Ja, hallo auch noch mal von meiner Seite in die Runde und vielen Dank für die Einladung. Genau, das ist ein ganz wichtiges Thema. Das heißt also, wie komme ich eigentlich von solchen kurzfristigen Maßnahmen – und die Limitierung oder ich sage mal, die Speichergrenze hier einzuziehen, ist für mich eine kurzfristige Maßnahme – wie komme ich eigentlich von einem solchen System zu einem zukünftigen System mit Erneuerbaren, wo Wasserstoff definitiv auch eine Rolle spielt? Das heißt also, wie kriege ich eigentlich dieses Asset, also diese Infrastrukturen, die ich derzeit habe, eben in ein zukünftiges System gerettet? Und wenn man sich die Szenarien anguckt, die im Moment von verschiedensten Institutionen hier gemacht werden, dann gibt es erste Wasserstoffspeicher schon 2030. Das ist so, zumindest wenn in die Fahrtrichtung Treibhausgasneutralität und Dekarbonisierung gegangen wird.

Und dann ist wirklich die Frage: Wie komme ich eigentlich von einem derzeitigen System Erdgas, was mit Speicherlimitierung – oder Speicherproblemen in dem Falle kämpft, was auf der anderen Seite auch eine Nachfrage hat, die zurückgehen wird im Erdgasbereich? Auch das zeigen die Szenarien eigentlich, wie komme ich aus dieser kurzfristigen Gemengelage eigentlich auf eine langfristige, mittelfristige Strategie? Und dazu gilt es wirklich, intelligent auch zu überlegen: Wie kriege ich eigentlich kurzfristig die Sicherung hin mit Blicken auf eine Langfristigkeit, wo ich dann eben in verschiedensten Bereichen Wasserstoff, Erneuerbare und so weiter sehe.

Ich will einen zweiten Teil noch mal anbringen. Die Gasversorgungskrise oder Erdgaskrise, ich nenne es mal Erdgaskrise im Jahr 2022, hat eigentlich sehr eindrucksvoll gezeigt, dass das Thema Versorgungssicherheit eigentlich nur in Europa zu lösen ist. Das muss man auch mal sagen. Also, da hat Deutschland alleine auch wenig Chancen, es kann Maßnahmen ergreifen, aber auch das war ein europäischer Zusammenhalt, der zur Beherrschung geführt hat. Und es ist ein Paket von Maßnahmen, das heißt auf der einen Seite Speicherung, das heißt Importdiversifizierung, Einsparung, Ausbau der Erneuerbaren, dieses ganze Paket ist halt extrem wichtig, dass man eben zukünftig aus der Situation rauskommt, immer nur zu reagieren, zum Beispiel indem man Speicherziele einführt, sondern auch in den Bereich reinkommt, wo man agieren kann, auch in der Zukunft, wo man eben aus diesem Dilemma rauskommt.

Und das will ich an der Stelle noch mal einfügen wollen. Das heißt also, diese kurzfristige strategische Gasreserve, die im Moment diskutiert wird, macht mit Sicherheit für die nächsten Jahre an der ein oder anderen Stelle Sinn. Auch das muss man ökonomisch noch mal sich genau anschauen. Die Frage ist jetzt, wie komme ich eigentlich darüber in den nächsten Schritt rein, dass sich das eigentlich, dieses Erpressungspotenzial, was sich dadurch aufbauen lässt und so weiter, wie komme ich da eigentlich raus? Und das findet meines Erachtens im Moment deutlich zu wenig statt in der Diskussion.

Moderator [00:06:41]

Vielen Dank. Da werden wir gleich mal weiter darauf näher eingehen und ausloten. Zunächst erst noch mal mein Hinweis an die Kolleginnen und Kollegen: Bitte, wenn Sie Fragen haben, stellen Sie sie gerne jetzt auch schon. Wir werden sie dann sofort einbinden über den F



Ich würde gerne mal, um erst mal so ein bisschen so die Angst vielleicht rauszunehmen, erst mal fragen so: Womit rechnen Sie eigentlich? Was wird denn der Stand der Speicher gegen Ende des Winters sein, was erwarten Sie für, sagen wir, Mitte März wahrscheinlich?

Jochen Linßen [00:07:24]

Okay, die Frage, genau, geht an Frau Holz oder an, an mich?

Moderator [00:07:29]

Machen Sie den Anfang.

Franziska Holz [00:07:30]

Wir können ja beide spekulieren.

Jochen Linßen [00:07:31]

Genau. Also wenn man sich die derzeitige Versorgungslage anguckt und zum Beispiel mal den Dezember nimmt, der jetzt nicht besonders warm, besonders kalt war. Wie gesagt, Januar war deutlich kühler. Dann sieht man, wenn man so eine Art Bilanz macht zwischen Einspeisung, Importe, zwischen, mal heimischer Förderung und so weiter und der Nachfrage und dem Export, dann sieht man ungefähr, dass die, aus den Speichern ungefähr ein Viertel im Moment gespeist wird, der Erdgasnachfrage. Also das ist tatsächlich so ein grober Richtwert. So, und wenn man das nimmt, dann kann man relativ einfach rechnen aufgrund der Speicherkapazitäten, die wir derzeit in Deutschland haben, wie lange es reicht. Das heißt also, wir brauchen ungefähr 30 Terrawattstunden. Das ist so eine Energieeinheit, die eben, jetzt pro Monat im Prinzip aus den Speichern entnommen wird, wenn man das mal im Mittel macht. Und daraus kann man relativ – gut prognostizieren, wenn es jetzt einen Dezember hier noch ein paar Mal hintereinander geben würde, dann würde man damit noch zwei bis drei Monate hinkommen. Das heißt, solange sich die Importsituation und sonstige Nachfragen nicht ändern.

Und das ist ein wichtiger Punkt. Ich glaube man blickt im Moment sehr stark auf die Speicher und blickt nicht so sehr auf die Importsituation und auch auf die Nachfragesituation. Die Nachfragesituation ist derzeit so, dass wir zwischen acht und zehn Prozent unter der Nachfrage sind, die eigentlich im langfristigen Mittel über die, zwischen 2018 und 2021 war. Das heißt, wir sind eigentlich immer noch in einem – ich sag mal, Erdgassparmodus. Das wird natürlich durch das Wetter konterkariert, aber es gibt auch auf der industriellen Seite relativ eine schwache Nachfrage, sodass wir hier immer noch unter zehn Prozent des Mittels vor der Gaskrise sind. Das heißt, sollte sich das ändern, das heißt, die Nachfrage nach oben gehen oder Importsituationen angekratzt werden, dann kann sich das auch ändern. Und dann spielt natürlich der Speicher eine große Rolle und dann kann sich diese Reichweite auch ändern.

Moderator [00:09:30]

Frau Holz, wie sieht denn im Augenblick überhaupt die Lage aus, wenn man LNG kaufen will, wenn die Gashändler LNG kaufen wollen? Wie groß ist das Angebot eigentlich?



Franziska Holz [00:09:48]

Na, das Angebot ist, ist auskömmlich. Also wir haben, grade aus den USA sehr viel kurzfristig verfügbares, Flüssigerdgas verfügbar. Das ist nämlich, glaub ich, wichtig, dass man das betont, ne? Das ist nicht so einfach jetzt, ich sag mal, nach Katar zu gehen, was der größte LNG-Anbieter der Welt ist, weil die einfach ihr ganzes Gas in Langfristverträgen verkauft haben. Das war ja hier 2022 ein Thema, arabisches Gas importieren, aber das ist nie passiert, weil die halt ihr Gas schon anderen Ländern per Langfristvertrag verkauft haben. Kurzfristig ist das in den USA verfügbar und da steigen die Kapazitäten, die Verflüssigungskapazitäten im Moment, ja, mehrere Dutzend Milliarden Kubikmeter jedes Jahr, sodass wir da, ja – wirklich ein großes Angebot haben, weil wir sehen jetzt sogar mittlerweile Diskussionen über Langfristverträge mit den USA, weil da wirklich extrem viel Gas auf den Markt drängt. Also wirklich in Größenordnungen von, ich sag mal, unser Jahresverbrauch, achtzig Milliarden Kubikmeter, kommt da neu auf den Markt, dazu jedes Jahr, sodass wir nicht so wirklich eine Knappheit haben.

Natürlich haben wir immer wieder so eine, ich sag mal, so eine flexible Abwägung von diesen Anbietern: Liefern die eher nach Europa oder liefern die eher in den asiatischen Raum? Das hängt sehr stark vom Preis ab. Der ist bei uns jetzt aktuell höher als vor 2021, aber trotzdem nicht sehr hoch. Aber der ist auch im asiatischen Raum grad nicht sehr hoch, weil da halt auch das Wirtschaftswachstum nie wieder so richtig stark angezogen hat nach Corona. Sodass wir durchaus ein attraktiver Markt sind für gerade auch für dieses kurzfristige US-LNG.

Moderator [00:11:27]

Das heißt also, selbst wenn die Speicher jetzt beinahe leer wären, wie tief auch immer sie technisch fallen dürfen – das werden wir gleich in Jochen Linßen noch mal fragen –, es wäre eigentlich genug Gas auf dem Markt da, richtig?

Franziska Holz [00:11:42]

Also, um es mal ganz klar zu sagen: Wir haben einen Indikator für Knappheit und das wäre der Preis. Der Preis ist, wie ich gerade sagte, nicht so wahnsinnig hoch im Vergleich gerade auch zu dem, was Herr Linßen gerade so schön Erdgaskrise nannte, 2022. Da war der Preis zehnmal so hoch wie heute. Also auch der Markt hat ja offensichtlich die Beurteilung, dass wir genügend Erdgas verfügbar haben aus diesen verschiedenen Quellen, Pipeline, LNG, Speicher. Und genau, und wenn wir die Speicher wirklich weit runterfahren, dann haben wir immer noch erst mal genug andere Quellen mit Pipeline und LNG.

Und natürlich kann man sich da dann noch mal die Frage stellen, das war ja 2022, 2023, auch 2024 noch in der Diskussion, dass man, wenn eine von diesen Quellen ausfällt, sagen wir mal, eine Pipeline aus Norwegen zum Beispiel, dass man auch in diesem Fall dann noch genügend Erdgas zur Verfügung haben muss, was ja vollkommen richtig ist. Aber auch diese Situation ist aus meiner Sicht gesichert, eben weil wir gerade auch diesen Zugang zu den Energiemärkten jetzt wirklich sehr auskömmlich haben.

Moderator [00:12:45]

Also auf der ökonomischen Seite sieht es eher erfreulich entspannt aus, würde ich mal das zusammenfassen. Da kann ich dann auch vielleicht unsere Wirtschaftsministerin verstehen, wenn sie sagt: „Ja, die Lage ist gesichert.“



Franziska Holz [00:12:55]

Tatsächlich würde ich ihr zustimmen, ja. Mhm.

Moderator [00:12:57]

Aber es gibt, und das ist auch eine Frage von außen, ja – gerade gerne in den sozialen Netzwerken – immer wieder Stimmen, die sagen: „Ja, aber technisch gibt es Grenzen. Man könne den Speicherstand eigentlich nicht unter 20 Prozent fallen lassen, weil man dann das Gas einfach auch der Physik wegen kaum noch ausreichend ausspeichern kann.“ Herr Linßen, was ist da dran?

Jochen Linßen [00:13:19]

In dem Falle: die Physik lässt sich nicht überlisten. Also das ist tatsächlich was, was tatsächlich auch eine Naturkonstante ist. Das heißt also, da muss man die physikalischen Sätze sich genau anschauen. Jetzt muss man dazu sagen, das, was Sie hier als Arbeitskapazität oder Gaskapazität im Arbeitsbereich sehen, ist genau das, was man nutzen kann. Also es ist jetzt nicht so, als ob dann quasi die Speicherintegrität, also das heißt, wenn man den Speicher zu sehr entleert, gibt's einen geostatischen Druck von außen, der bestimmte Speicherformationen dann wirklich schädigen würde. Das ist tatsächlich in diesen Arbeitsspeicherkapazitäten ausgeschlossen. So.

Jetzt ist es trotzdem so, dass es eine gewisse Abhängigkeit auch von der Entnahmerate gibt, wie tief dieser Speicher entladen ist. Das heißt also, je weniger Druck sie drin haben, desto länger brauchen sie, um bestimmte Energiemengen bereitzustellen. Das heißt also, das ist schon was, was auch dann die Fernleitungsnetzbetreiber und der Erdgasspeicherbetreiber durchaus im Kalkül haben müssen, weil es gilt natürlich nach wie vor, die Liefermengen bereitzustellen. Und das funktioniert nur durch Druckgefälle, in dem Falle in den Gasnetzen durch Verdichterstationen, die das regeln. Und wenn dann an bestimmten Stellen eben durch bestimmte Speicherarten weniger Gas zur Verfügung gestellt kann, je leerer sie werden, ist das was, das man berücksichtigen muss. Das ist jetzt nicht neu, aber es ist nicht so, dass das nicht geht, sondern es dauert dann eben länger und es ist dann tatsächlich zu schauen, wie man das ausgleichen kann.

Insbesondere in Regionen, wo sie relativ wenig Importe von Ausland nach Deutschland reinbekommen in Netzsituationen, kann das durchaus schon zu Situationen führen, wo man dann eben geeignete Energieflüsse, Gasflüsse umleiten muss. In der Tat.

Moderator [00:15:02]

Denken Sie da an Bayern?

Jochen Linßen [00:15:05]

Also Deutschland ist in dem Falle, was die Gasspeicherung angeht, in tatsächlich so ein Nord-Süd-Gefälle aufgeteilt. Also es gibt zwei Arten von Speichern. Das eine ist der Kavernenspeicher, der in salzhaltigen Gesteinen, wir sagen dazu ausgesohlt werden. Das sind also große unterirdische Hohlräume, die in Salzgesteinen sind. Und der zweite Speicher, die zweite Speicherart, sind tatsächlich sogenannte Porenspeicher. Diese Porenspeicher sind vorwiegend eben aufgrund der Geologie in Bayern oder im Süden von Deutschland verfügbar. Die sind von der Größe her, von der Menge her größer, aber die lassen sich deutlich langsamer befüllen und langsamer entfüllen. Also das heißt, Entnahme ist deutlich geringer, als das in den Kavernenspeichern ist. Das heißt, hier gibt es tatsächlich, was die Speicherarten angeht, schon tatsächlich einen Unterschied. Und in Bayern ist es tatsächlich so, dass dort die Porenspeicher vorherrschen und dementsprechend dann



auch wirklich geschaut werden muss: Kann man denn in den südlichen Regionen durch Import und so weiter dieses Kalkül dann weiter aufrechterhalten, und dementsprechend dann auch die Gasflüsse so darstellen, wie sie denn der Markt erfordert? Weil das ist natürlich die Aufgabe dann auch von den Fernleitungsnetzbetreibern.

Das heißt, ich verstehe Sie richtig, also im Prinzip laufen wir nicht sehenden Auges quasi in eine gefährliche Situation rein, weil die Speicher ohnehin nur so viel Kapazität angeben, wie technisch auch wirklich ein- und ausgespeichert werden kann, nicht?

Das ist korrekt. Ja.

Moderator [00:16:35]

Trotzdem müssten die Bayern, wo ja da tatsächlich die Speicher im Augenblick eher niedrig sind und die ja eher langsamer ausspeichern können, sich langsamer etwas überlegen noch in diesem Winter? Ist das richtig oder ist das jetzt Spöckenkikerei?

Jochen Linßen [00:16:49]

Also überlegen, ich würd mal sagen, die spannende Zeit kommt danach, weil der Speicher, die müssen natürlich irgendwann auch wieder aufgefüllt werden und dieses Befüllen von diesen Porenspeichern dauert relativ lange. Das heißt also, das ist nicht so dynamisch, wie das bei Kavernenspeichern ist. Da gibt's jetzt keine Regel, aber es ist ungefähr ein Faktor zwei bis drei in der Leistung, mit dem man so ein Speicher befüllen kann und wieder entnehmen kann dabei. Das heißt also, es ist dann wirklich der spannende Punkt, wenn die Porenspeicher dann relativ leer sind, in welchen Zeiträumen kann ich sie wieder auffüllen. Und das ist tatsächlich ein Thema, das heißt nicht nur die Entnahme, sondern auch dann wieder das Auffüllen dieser Speicher dauert relativ lange und das ist regional sehr unterschiedlich, in der Tat.

Moderator [00:17:34]

Mich würde noch eine kurze Sache zu Ihnen interessieren, Frau Holz, bevor wir die nächste Frage aufgreifen. Sie haben gesagt: „Ja, die USA hat halt sehr, sehr viel kurzfristig verfügbares LNG.“ Jetzt sehen wir auf der anderen Seite aber, dass es auch so langsam mit der derzeitigen US-Regierung vielleicht nicht immer so einer ... dass wir als zumindest die politische Seite nicht immer so einer Meinung sind. Entstehen hier neue Abhängigkeiten oder könnte man schnell wieder sagen: „Ja, wenn die USA frech werden,“ Anführungszeichen, „dann können wir statt Katar zu jemand anderem gehen, der viel Gas hat.“ Ist das so oder haben wir tatsächlich eine neue Abhängigkeit hier?

Franziska Holz [00:18:12]

Da sind wir ein Stück weit abhängig von diesem kurzfristig verfügbaren US-Gas. Das ist nicht so einfach, zu anderen Anbietern zu gehen, weil die halt überwiegend wirklich mit Langfristverträgen ihre Verkäufe abgesichert haben. Es gibt durchaus noch, ich sag mal, aus dem afrikanischen Raum, aus Algerien, die Möglichkeit, auch kurzfristig Erdgas zu importieren, aber das wären nicht dieselben Größenordnungen wie aus den USA.

Ich hab da aber deutlich weniger Befürchtungen, als ich das bis 2022 bei Russland hatte. Und wer mich länger kennt, weiß, dass ich diese Befürchtung hatte, weil wir von einer ganz anderen Konstellation reden, ne. Wir reden hier nicht bei den USA von einem staatlichen Akteur, der uns das Gas verkauft, sondern wir reden von sehr vielen kleinen Firmen oder kleineren zumindest, die das



Gas verkaufen, die nicht diese politische Abhängigkeit haben, wie Gazprom das im Fall von Russland hatte. Und wir reden hier wirklich von einem deutlich privatwirtschaftlicher organisierten Verkauf und Markt, als wir das jemals in diesen, ja, von Russland – oder auch in diesem Gefüge deutsch-russischer Langfristverträge, getan haben.

Deswegen ist die Situation aus meiner Sicht eine vollkommen andere. Und selbst wenn vielleicht einzelne Firmen, man sieht das ja, dass in den USA interessante politische Abhängigkeiten auf einmal entstehen, selbst wenn vielleicht sich einzelne Firmen da bemüht fühlen, nicht mehr so viel nach Europa zu liefern, würde ich das – kann ich mir das schwer vorstellen, dass das für die Gesamtheit irgendwann zutreffen würde. Das ist einfach ein ganz deutlich verteilter Markt.

Moderator [00:20:00]

Jetzt würde ich gerne mal wissen, ich muss mal ein bisschen springen hier – wie sieht es denn aus mit der Erdgasspeicher-Infrastruktur im Augenblick? Ist die für die, ist die für den Augenblick und für die Zukunft ausreichend ausgebaut oder müsste sie vergrößert werden? Wie sehen Sie das? Wer von Ihnen mag da mal-

Franziska Holz [00:20:32]

Vielleicht fange ich mal an und dann, Herr Linßen, würde ich Sie auch noch mal mit dem mittel- und langfristigen Thema reingehen lassen. Also wir haben im Moment ungefähr 25 Milliarden Kubikmeter – das ist die Einheit, die mir näher liegt, weil ich schon sehr lange zu Erdgas arbeite – 250 Terawattstunden an Speicherkapazität und das bei ungefähr einer Nachfrage von 800 Terawattstunden, 80 BCM pro Jahr. Also sprich, wir haben ein knappes Drittel oder so an Speicherkapazität. Das ist im europäischen Vergleich relativ viel, weil wir die geologischen Voraussetzungen dafür haben in Deutschland, sowohl mit diesen ehemaligen Öl- und Gasfeldern, die jetzt Porenspeicher sind, als auch mit diesen Salzformationen im Boden, in die wir den Kavernenspeicher reinmachen können. Wir haben vorhin auch schon darüber gesprochen, wie viel quasi unserer Wintermonatsverbräuche wir damit abdecken können, diese 250 Terawattstunden. Das sind mehr als zwei komplette Wintermonate, fast zweieinhalb ungefähr. Also das ist wirklich, würde ich sagen, relativ viel an Speicherkapazität, gerade auch im Vergleich zu anderen Ländern in der Welt. – Und wenn ich das dazu sagen kann, wir haben halt auch ganz viel Wachstum gehabt Anfang der 2010er Jahre, also in den 2000er, 2010er. Wir haben wirklich einen hohen Zuwachs gehabt.

Jochen Linßen [00:21:59]

Okay, vielleicht von meiner Seite noch, noch als Ergänzung: teile ich vollkommen die Einschätzung. Das ist tatsächlich so, dass Deutschland in Europa da der Platzhirsch ist, was die Erdgasspeicherung angeht. Danach kommt dann Frankreich, Italien und dann schon die Niederlande. Das heißt halt, das sind dann auch wirklich Länder, die relativ viel Speicher für deren Verbrauch haben, die aber strategisch wichtig sind. Von daher gesehen glaube ich, dass die Anzahl der Speicher und die speicherbare Menge ist tatsächlich derzeit vollkommen ausreichend. Und jetzt muss man auch dazu sagen, mit Blick auf die nächsten Jahre Richtung Treibhausgasneutralität mit zurückgehenden Erdgasnachfragen, mit Sicherheit wird man dann auch über irgendwann mal über Überkapazitäten reden müssen.

Das heißt also, dass man sieht immer derzeit schon, dass das Geschäftsmodell der Speicherbetreiber nicht mehr wirklich funktioniert, dass einige Speicher hier zur Stilllegung angemeldet werden sollen und so weiter. Das heißt halt, das ist tatsächlich ein Markt, der schon spannend ist, weil er tatsächlich im Moment eher damit zu kämpfen hat, dass man nicht so richtig



weiß, wie viel Speicher braucht man in der Zukunft noch. Es wird definitiv eher weniger werden als, als mehr.

Und jetzt kommt der zweite Teil, den würde ich ganz gern noch nach vorne stellen wollen, dieser Unterschied zwischen Kavernen- und Porenspeicher. Wenn's dann wirklich um die Umstellung auf Wasserstoff geht, das heißt halt, wenn man langfristig, mittelfristig eben in ein Wasserstoffsystem rein möchte, dann geht das sehr gut mit Kavernenspeichern. Das heißt halt, die sind sehr dicht, das sind unterirdische Hohlräume, das hat man erprobt. Da gibt es auch schon Demonstrationsvorhaben zu, auch erste Speicher, die schon funktionieren. Bei den Porenspeichern ist das so, dass nach wie vor der Beweis, dass es wirklich langfristig technisch und so weiter gut funktioniert, im Moment noch aussteht.

Wenn man das also dementsprechend auf die Kavernenspeicher projiziert, dann sieht dieses Bild für Europa tatsächlich anders aus, weil diese Kavernenspeicher nur in Gesteinsschichten funktionieren, die salzhaltig sind und so weiter. Und dann wäre tatsächlich Deutschland und Teile von Spanien auch eine Art Pool Position für diese Speicher. Das muss man auch noch mal sagen. Das heißt also, das Bild dieser, dieses Wechsels von, vom Erdgasspeicher zum Wasserstoffspeicher schränkt die Nutzbarkeit der Kavernenspeicher tatsächlich ein. Und es ist eine spannende Geschichte, sich das für Europa anzugucken, weil auch da wird man natürlich zukünftig auch über Wasserstoffspeicher reden und das könnte sehr gut in Deutschland funktionieren.

Moderator [00:24:26]

Wie beeinflusst denn das die Rentabilität von Gasspeichern und welche Rolle spielen die denn dann für die Gasversorgungslage? Auch das ist eine Frage, die von außen kam und ich glaube, technisch haben wir die schon halb beantwortet, aber ich würd's gerne noch mal gezielt darauf wissen, welche Rolle spielt die Rentabilität da? Frau Holz, ist das eine Frage für Sie?

Franziska Holz [00:24:46]

Ich kann's versuchen. Die – ich glaube, man muss immer klarstellen, dass die Speicherbetreiber diese Kapazität vermieten. Die vermieten das Halten des Gases, durchaus auch das Ein- und Ausspeichern, aber halt nicht das Gas selber. Das Gas selber gehört nicht den Speicherbetreibern, sondern es gehört Händlern, oder ja Lieferanten von Gas, die das aus welchen Gründen auch immer, für eine kurzfristige oder für eine langfristige Preisarbitrage in der Regel, das wäre zumindest die Idealvorstellung, in den Speicher tun. Und die Speicherbetreiber kriegen, genauso wie heutzutage auch ein LNG-Betreiber, ein Terminalbetreiber, das Gas für diese Kapazität, die sie zur Ver – Entschuldigung: das Geld für die Kapazität, die sie zur Verfügung stellen. Mit anderen Worten, das hängt davon ab, wie viel von der Kapazität sie vermarkten können, und davon hängt ihre Rentabilität ab. Die hängt – Oder diese Menge, die vermarktet wird, die hängt aber zu einem nicht unerheblichen Teil davon ab, inwiefern Marktakteure überhaupt einen Anreiz haben zu speichern. Also sprich, inwiefern sie sehen, dass sie in Zukunft zu einem höheren Preis das Gas verkaufen können, als sie es heute einkaufen und heute in den Speicher tun würden.

Und dieser Spread, dieser Preisunterschied, den man normalerweise sehen wollen würde zwischen Sommer und Winter, günstiges Gas im Sommer, was im Winter teurer weiterverkauft wird, den haben wir jetzt über viele Jahre nicht gehabt. Also ganz selten mal haben wir einen positiven Preisspread mit teurerem Wintergas als teurerem Sommergas. Ich hatte gestern noch mal nachgeguckt. Wir haben zum Beispiel, wir haben jetzt aktuell tatsächlich einen Preis von 32 Euro pro Megawattstunde für Gas, aber unser Future, also die zukünftige Erwartung von dem Preis im Sommer, die bewegt sich in ähnlicher Höhe. Ich glaube, das waren knapp unter 30, etwas über 29 Euro pro Megawattstunde – das ist der Juni-Preis, die Erwartung, 30 Euro die Megawattstunde. Und die Erwartung für Dezember 2026, also in knapp einem Jahr, die ist ebenfalls 30 Euro pro



Megawattstunde. Also welchen Anreiz hat da ein Akteur zu sagen, ich kauf im Sommer für 30 Euro und verkauf dann wieder im Winter für noch mal 30 Euro und habe dazwischen aber den Geld an den Speicherbetreiber zu bezahlen, sprich, da wird dann wenig eingespeichert und dann hat der Speicherbetreiber natürlich auch seine Kapazität nicht verkauft und dann ist seine Rentabilität nicht hoch, oder nahe null.

Und da haben wir wirklich unser Hauptproblem im europäischen Markt. Das haben wir schon lange gehabt. Trotzdem haben natürlich Lieferanten eine Verpflichtung, also keine gesetzliche, sondern einfach eine Verpflichtung, ihre Verträge zu erfüllen. Das heißt, natürlich haben, ich sag mal, Stadtwerke und andere Lieferanten, die Kunden haben, von denen sie wissen, dass sie im Winter Gas brauchen, haben die im Sommer vorgesorgt und haben im Sommer auch eingespeichert. Aber halt weniger aus dieser Logik heraus, dass sie es später teurer verkaufen können, einfach aus der Logik heraus, ich habe einen bestehenden Vertrag und muss meinen Kunden beliefern.

Moderator [00:27:45]

Jetzt habe ich hier noch eine Frage, weil Sie gerade eben angedeutet haben, dass die Gaspreise wegen der steigenden Energieexportkapazitäten ja fallen werden in Zukunft. Und ein Kollege von uns stellt die Frage, ob sie so weit fallen könnten, dass sie die Erneuerbaren hierzulande preislich unter Druck setzen könnten oder nicht. Wie sehen Sie das?

Franziska Holz [00:28:10]

Na, die Preise in den USA, die sind ja in der Regel deutlich niedriger als bei uns. In der Regel deutlich. Jetzt diesen Winter waren sie zumindest in diesen Zeiten, wo es auch dort sehr kalt war, auch ein ganz Stück weit höher, aber in der Regel sind sie ein Drittel, ein Viertel von unserem Preis, also wirklich sehr niedrig. Der Preis, den wir dann hier am Ende bezahlen, ist ein Preis, der sich bei uns bildet, in unserem Markt. Also sprich, der reflektiert – also der wird auf jeden Fall die Kosten decken, das Gas in den USA zu kaufen, verflüssigen und hierherzubringen, aber der ist höher als das, ne. Der ist höher als diese Kosten. Mit anderen Worten, was nicht passieren wird, ist, dass unser Preis auf ein Niveau der Kosten in den USA heruntergehen wird, sondern hier spielen ja dann andere Anbieter auch eine Rolle und auch hier so eine ähnliche Logik, wie wir es mal für den Strommarkt diskutiert haben. Also sprich, der letzte Anbieter setzt den Preis. Dessen Kosten werden auf jeden Fall gedeckt. Das ist halt nicht unbedingt aus meiner Sicht USA-LNG, das ist ziemlich günstiges Gas. Und damit werden wir nicht ein, ich sag mal ein Preisverfall wegen US-LNG haben. Das sehe ich überhaupt nicht, ne.

Moderator [00:29:16]

Also, Gaskraftwerke werden nicht billiger mit US-LNG-Gas Strom produzieren als Wind oder als Photovoltaik?

Franziska Holz [00:29:23]

Das glaube ich nicht, nein.

Moderator [00:29:23]

Danke. Ich habe eine Frage für Herrn Linßen hier. Wir gehen mal langsam in die Richtung der Zukunft: Wasserstoff braucht ja pro Energieeinheit ein größeres Speichervolumen als Erdgas. Wieso, fragt da ein Kollege von uns, kann es denn dann sein, dass wir künftig weniger



Speichervolumen brauchen? Sinkt die Nachfrage in den Haushalten so stark? Liegt die Nachfrage in der Industrie? Woran liegt das?

Jochen Linßen [00:29:56]

Genau, also da stecken im Prinzip zwei Fragen hinter. Also einmal die Frage, wo wird der Wasserstoff zukünftig gebraucht werden, und das heißt, da sehen wir jetzt nicht, dass Wasserstoff ein Erdgasersatz wird, um das mal ganz klar zu sagen. Das heißt also dementsprechend, der Wasserstoff ist aus Strom produziert, das heißt per Elektrolyse irgendwo mit erneuerbaren Strom, wie auch immer Strom produziert. Das heißt, es ist ein hochwertiger Energieträger, der auch dementsprechend da eingesetzt werden soll, wo er gewinnbringend ist. Das heißt also, es wird kein Erdgasersatz zum Beispiel für große Teile von Heizungen sein, die in den Haushalten sind. So, das ist schon mal ein Punkt. Das heißt, die Wasserstoffnachfrage wird definitiv auch in den einzelnen Szenarien deutlich niedriger angesetzt als das, was wir derzeit an Erdgasnachfrage haben. Also wir reden hier über 900 bis 1000 Terrawattstunden Erdgasnachfrage, die wir mal hatten. Da werden wir im Wasserstoffbereich deutlich drunter sein. Die Szenarien sind da – die Bilder gehen von 350 bis 500 Terrawattstunden. Das sind also große, große Spannbreiten.

Aber der Wasserstoff wird anders eingesetzt werden. Das heißt also als Speicheroption, eben als Rückverstromungsoption in Dunkelflauten. Ein wichtiger Punkt. Da sind wir sofort wieder bei den Speichern in der Industrie für grüne Produkte und so weiter. So, das heißt halt, die Nachfrage schätzen wir als deutlich geringer ein, wenn man's energetisch sieht. Jetzt kommt der andere Teil, der stimmt. Das heißt Wasserstoff ist natürlich vom Gas her anders, hat eine geringere Dichte und so weiter und hat auch ein paar Besonderheiten, sodass wir, wenn wir den gleichen Kavernenspeicher mit den gleichen Druckverhältnissen haben, wir ungefähr nur 25 bis 28 Prozent, wenn man das energetisch sieht, der Wasserstoffmenge äquivalent zum Erdgas einspeisen kann. Das heißt also, im Prinzip reduziert sich dadurch die Speicherkapazität des Kavernenspeichers deutlich. Das muss man wissen. Das heißt also dementsprechend ist eins zu eins Terrawattstunden-Ersatz von Erdgas und Wasserstoff da nicht möglich – auch da lässt sich die Physik nicht überlisten, und dementsprechend muss man halt relativ zeitig schon überlegen, welche Speicher man wann tatsächlich in Betrieb nehmen muss, damit das Ganze funktioniert.

Das heißt also, die Speicherkapazität, wenn man von Erdgaskavernen auf Wasserstoffkavernen umstellen würde, würd deutlich sinken. Das heißt also, ungefähr ein Viertel der derzeitigen Terrawattstunden Kapazität wäre dann nur noch für den Wasserstoff verfügbar. Wie gesagt, das ist aufgrund der Physik vom Wasserstoff.

Moderator [00:32:29]

Und vielleicht dazu als Nachfrage: Ist das teuer, die Kavernenspeicher von Erdgas zu Wasserstoff umnutzen, umzunutzen oder ist das mit relativ geringem Aufwand möglich? Herr Linßen, wenn ich Sie noch mal...

Jochen Linßen [00:32:44]

Genau, also das ist tatsächlich so. Dazu gibt's ja auch schon einige Studien und auch Machbarkeitsdemonstrationen und so weiter. Es ist natürlich mit Zusatzkosten verbunden. Das heißt, man muss sich ja so vorstellen, die Kavernen müssen ja unter Druck beaufschlagt werden. Man muss den Kompressor oben am Kopf der Kaverne anpassen. Man muss auch schauen, ob die Rohre dafür geeignet sind. Das heißt also, es sind Investitionen notwendig. Aber die große Investition, sagen wir der Kaverne, ist tatsächlich so, dass man die nicht unbedingt anpassen muss.



Was man machen muss, ist einmal diese Kaverne spülen. Das heißt also das Erdgas raus. Das macht man klassischerweise, indem man eben Wasser reinpumpt, das Erdgas verdrängt und dann wieder das Wasser, den Wasserstoff reinpumpt und dementsprechend dann langsam so ein Kissengas aufbaut. Auch das dauert eine gewisse Zeit. Das heißt, ich kann den Speicher nie komplett leer machen. Das ist genau da, wo wir eben darüber gesprochen haben, dieses Arbeitsvolumen, was ich dann habe. Aber wir sehen schon, dass man das mit überschaubarem Aufwand machen kann, und dementsprechend sind auch die derzeitigen Kavernenbetreiber da schon dran und überlegen, wie sie das vernünftig hinbekommen. Im Vergleich zum Neubau für Wasserstoffkavernen kann man deutlich Kosten einsparen. Da gibt's im Moment Zahlen, wie gesagt, die sind noch nicht belastbar, aber es ist auf jeden Fall eine signifikante Einsparung, wenn ich eine bestehende Kaverne umstelle, als wenn ich eine neue aussole.

Moderator [00:34:09]

Bevor wir jetzt zur Frage der strategischen Gasspeicher kommen, hab ich noch zwei Fragen in diesem Bereich hier, die noch passen könnten. Vielleicht kurze Fragen, kurze Antwort. Die eine ist, wie viel Prozent des Erdgases wird in Deutschland zur Stromversorgung genutzt, vor allen Dingen in den Wintermonaten? Kann man das abschätzen?

Franziska Holz [00:34:29]

Ich bin nicht sicher, ob ich jüngste Zahlen habe, aber das ist oft so 25 bis 35 Prozent des Gasverbrauchs gewesen. Gut die Hälfte, vielleicht auch ein bisschen mehr im Winter für Haushalte und Kleingewerbe, und der Rest geht an die Industrie, sowohl für Prozesswärmeerzeugung als auch in die Chemie, wobei das ein sehr kleiner Anteil Chemie ist. Ja also ich würd so 25, 35 – Herr Linßen nickt...

Jochen Linßen [00:34:51]

... Ja, genau. Also genau, es war vor, vor der Gaskrise war's irgendwie 25 Prozent, jetzt sind's vielleicht ein bisschen weniger, aber so in der Größenordnung liegt das. Hängt natürlich auch immer vom Erdgaspreis ab, ganz klar.

Moderator [00:35:03]

Mhm.

Franziska Holz [00:35:04]

Was halt – Darf ich das noch einwerfen? Es spielt halt eine wichtige Rolle für die Wärmeerzeugung, sowohl in der individuellen Wärmeerzeugung, aber halt auch in Heizkraftwerken. Und da ist gerade durch den Kohleausstieg in vielen Fernwärmesystemen Gas auch noch mal wichtiger geworden. Insbesondere im Winter, ne.

Moderator [00:35:23]

Und wenn es jetzt tatsächlich mal zu einer Dunkelflaute kommt, wir mehr Gas brauchen, hat das einen signifikanten Einfluss auf den Gasverbrauch? Oder ist es dann in, keine Ahnung, acht Stunden, in acht Tagen vorbei und dann haben wir's – acht Stunden ist keine Dunkelflaute, das weiß ich auch.



Jochen Linßen [00:35:39]

Also, genau, ich nehme die Frage mal. Wir haben uns sehr intensiv angeguckt, wie lange so eine Dunkelflaute in Europa, in Deutschland und so weiter dauert. Ich finde die Analyse für Deutschland relativ zu kurz gegriffen, weil wir sind ja ein europäisches Stromsystem, europäisches Erdgassystem. Also eine Dunkelflaute über ganz Europa ist extrem unwahrscheinlich. So, das heißt also – es wird in Zentraleuropa und so weiter, wir haben drei Klimazonen in Europa – also es ist tatsächlich so, dass sie sehr unwahrscheinlich ist.

Wenn eine solche Dunkelflaute da ist, dann reden wir über zehn bis 14 Tage. Wenn sie dann kalte Dunkelflaute ist, also auch noch in den Regionen reinfällt, wo es dann wirklich kalt ist und auch in die Zeit reinfällt, dann ist das der Bereich, der überbrückt werden kann – muss, tatsächlich. Das ist von den Erdgasmengen überschaubar, wenn es eben nur ein kurzer Zeitrahmen ist, und das ist auch machbar. Wie gesagt, da muss man sich aber sehr genau die Produktions- oder ich sag mal die Stromerzeugungskapazitäten der Erdgaskraftwerke angucken, dass das auch wirklich funktioniert. Das ist ja – Damit machen wir ein anderen Schauplatz auf. Also, das heißt die Kraftwerkstrategie, die ja genau an der Stelle eingreift.

Moderator [00:36:48]

Und noch mal eine zweite kurze Frage. Wäre es nicht vielleicht sogar sinnvoll, einmal wieder drüber nachzudenken, im eigenen Land mithilfe von Fracking Erdgas aus dem Boden zu holen? Einfach nur, weil man dann sichergehen kann, dass man die Umweltrahmenbedingungen hier unter Kontrolle hat und nicht irgendwie so hat wie in den USA zum Beispiel?

Franziska Holz [00:37:10]

Ich glaube, das ist eine schwierige Diskussion. Wir haben immer noch einen kleinen Anteil einheimischer Produktion, circa zwei Prozent unserer Nachfrage aktuell. Das ist tatsächlich meines Wissens nicht durch Fracking gefördertes Erdgas, weil nämlich eben genau diese Produktionstechnologie nicht mehr erwünscht ist. Ich glaube, das ist tatsächlich eine Frage zwischen Politik und Gesellschaft, weil an dieser Stelle war es halt nicht erwünscht, dass man damit weitermache. Es ist halt auch eine teure Erzeugung hier bei uns und dafür ist der Preis auch nicht unbedingt hoch genug, um diese teure Erzeugung zu gewährleisten.

Jochen Linßen [00:37:50]

Ich habe vielleicht noch eine Ergänzung dazu. Man muss das auch sagen, in Deutschland ist es derzeit so, dass wir eigentlich maßgeblich dieses sogenannte L-Gas fördern. Das ist halt so mit einem niedrigeren Heizwert. Das ist das, was man im norddeutschen Becken findet und das ist der große Produktionsstandort. Das heißt also, man würde dann nach wie vor diese L- und H-Gasgebiete, die man derzeit hat, da länger am Leben halten. Also ich glaube, das ist mit Sicherheit auch noch was, was man auf dem Schirm haben sollte. Also ich glaube nicht, dass sich dementsprechend das Fracking da aus dieser Marktraumumstellung, die jetzt momentan angegangen wird, überhaupt lohnen würde.

Moderator [00:38:25]

Dann lassen Sie uns doch mal auf zu dem Punkt kommen, ob Deutschland eigentlich eine Gasreserve aufbauen müsste – angekündigt ja für ab 2027, glaube ich. Da soll es Regelungen



geben, sagte Frau Reiche heute Morgen im Handelsblatt. Und wie dieses eigentlich gedacht ist und wofür das eigentlich gedacht ist. Also wie würde man denn überhaupt eine Gasreserve aufbauen, müssen wir fragen. Macht man das, nimmt man dann, sagen wir dann, einen Speicher und der muss dann, wird dann komplett vorgehalten? Oder macht man das mit prozentualen Anteilen auf viele Speicher verteilt? – Was gibt es da Vorbilder, auf die wir uns überhaupt bereiten können? Oder kann man das alles wie bei Öl machen?

Franziska Holz [00:39:11]

Also Sie haben jetzt Fragen gestellt, die ich mir ehrlich gesagt auch stelle. Das Vorbild ist halt der Ölmarkt. Deswegen reden wir darüber, weil wir wissen, dass wir im Ölsektor diese strategische Reserve haben. Die betrifft sowohl das Rohöl als auch Erdölprodukte. Wir verbrauchen ja kein Rohöl, sondern wir verbrauchen Benzin, Diesel, Flugbenzin, Flugkraftstoff, also Kerosin und diese werden eingelagert, aber auch Rohöl. Da ist es so geregelt, dass das Öl oder die Ölprodukte gehalten werden von einer staatlichen Agentur. Ich habe wieder vergessen, wie es heißt. Irgendwas mit Verband, was ich einen sehr lustigen und passenden Namen fand, aber das ist eine staatliche Agentur de facto, die dieses Öl in dafür nur existierenden Speichern hält oder Kapazitäten gekauft hat, dauerhaft angemietet hat bei Speicherlagerstättenbetreibern. Aber halt – das ist nicht in sonst kommerziell genutzten Speichern, sondern das sind dafür dezidiert vorgesehene Speicheranlagen, entweder unterirdische für das Rohöl oder diese Tanklager, die man vielleicht auch an Flughäfen sieht oder so, oder in der Nähe von Raffinerien. So sieht das auch für die Ölprodukte in der strategischen Ölreserve aus.

Die ist relativ umfangreich, diese Ölreserve. Die entspricht ungefähr 90 Tagen Importe. Das kann man fast gleichsetzen mit unserem Verbrauch. Also 90 Tage Verbrauch, drei Monate Verbrauch im Durchschnitt. Und wir sagten ja vorhin schon bei Gas, wir haben ein knappes Drittel an Speicherkapazität, im Moment rein marktliche Speicherkapazität, im Verhältnis zu unserem Verbrauch, also knapp drei Monate. Das ist ungefähr das Gleiche, wie im Ölsektor allein die strategische Reserve ist. Zusätzlich zu dieser strategischen Reserve gibt es nämlich natürlich noch ganz normal marktlich gehaltene Ölspeicher. Bei der strategischen Reserve muss man vielleicht noch sagen, die wird nicht im Standardfall, wenn es kalt ist, wenn der Preis hoch ist oder so was, freigegeben und in den Markt gegeben, sondern die wird wirklich nur in allergrößten Ausnahmefällen jemals freigegeben. 2011, als kein Öl mehr aus Libyen kam, war son Fall, oder 2018, als man – erinnert sich vielleicht – es im Sommer sehr, sehr heiß war, sodass der Rhein fast kein Wasser mehr führte, wurde das in Regionen in Südwestdeutschland freigegeben.

Also es sind wirklich extreme Ausnahmefälle. Und das wäre ja auch die Idee beim Gas, dass wirklich nur in extremen Ausnahmefällen, eigentlich nur dann, wenn eine physische Versorgungsknappeheit droht, freigegeben würde. Insofern finde ich das Äquivalent sehr schwierig, für den Gassektor zu machen, eben weil wir da überhaupt nicht dieselbe Art von schnell zu errichtenden Lagerstätten hätten und da im Moment deutlich niedrigere Speicherkapazitäten vorrätig haben als bei Öl.

Moderator [00:42:12]

Das heißt, das würde im Augenblick gar nicht, wir könnten gar nicht für für die gleiche Anzahl von Tagen, zumindest für den Winter, im Gas speichern, richtig?

Franziska Holz [00:42:21]

Na ja, wir können das gerade marktlich machen, aber nicht ... Also wenn wir das strategisch machen, dass wir es dem Markt entziehen, würden wir quasi die gesamte Kapazität dem Markt



entziehen, wenn wir das für dieselbe Anzahl Tage vor hätten. Ja. Insofern, glaube ich, müssen wir über andere Modelle nachdenken. Ne. Aber ich glaube, Herr Linßen wollte noch was sagen.

Jochen Linßen [00:42:40]

Ja, okay, prima. Vielen Dank. Vielleicht – also vollkommen d'accord. Das heißt halt, wenn eine solche strategische Reserve funktionieren soll, dann muss die dem Markt auch nicht zur Verfügung stehen, sondern es muss eine strikte Trennung sein, dass das eine strategische Reserve ist. Nehmen wir mal die 90 Tage Erdölreserve. Das heißt also, wenn man das mal auf den Gasspeicher überträgt, dann reden wir so über 30 Terawattstunden pro Monat – die hatte ich ja eben – also für einen Wintermonat, also 90 Terawattstunden. Wir haben in Deutschland insgesamt knapp 250 Terawattstunden Speicherkapazität. Man müsste eigentlich dann aus diesem Markt das rausnehmen.

Ich glaube, einen Neubau von von Speichern, den wird man derzeit definitiv nicht hinbekommen, sondern es wird eben bestehende Speicher dann aus dem Markt rausgenommen. Und das wird jetzt nicht nur ein Speicher sein, sondern wir haben so round about 30 Kavernenspeicherstandorte, 15 Porenspeicherstandorte. Man wird gezielt dann eben, so wie es fürs Netz auch im Krisenfälle notwendig ist, die Speicher auswählen. Das heißt also, es ist schon, eine deutliche Herausforderung.

Noch mal der Hinweis, auch das kostet Geld. Das heißt, wenn man diese Speicher einmal befüllt und nicht nutzt, dann stehen da irgendwie immer zwischen dreieinhalb und vier Milliarden Euro an Erdgas, ich sag mal, ungenutzt im Speicher, ne, also so in der Größenordnung, wenn man jetzt den derzeitigen Erdgasspeicher nimmt. Das muss gut überlegt sein. Es ist natürlich dann, was, auch in einem wirklichen Krisenfall – und ich würde mal einen kalten Winter nicht als Krisenfall nehmen – dann wirklich weiterhelfen kann. Ich stell's mir sehr schwierig vor in der Umsetzung, da teile ich Ihre Einschätzung, Frau Holz, aber durchaus kann man das diskutieren. Wie gesagt, noch mal der Hinweis, mein Weg wäre eher diese Anfälligkeit, die man in dem Bereich hat, eher zu minimieren, das heißt also durch Einsparungen und so weiter, dass man gar nicht in diesen Krisenfallmodus reinkommen kann.

Franziska Holz [00:44:38]

Dazu könnte ja auch, gehören, dass man marktliche Anreize für die Speicherbefüllung setzen könnte. Auch das meine ich, es hat schon ein Gutachten vorgesehen. Wie, wie könnte das denn überhaupt aussehen, ohne dass man jetzt Spekulanten freisetzt – oder dass wir das, wie in der Vergangenheit gesehen haben, plötzlich erwartet wird, hey die Deutschen müssen ja Gas einkaufen, also machen wir's teuer. Wie vermeiden wir das?

Genau, wir hatten, 2022 ein System eingeführt, wo zur Erfüllung dieser Speicherfüllstandsvorgaben, die wir jetzt haben, ne. Wir haben die Vorgabe, dass, zum 1. November 90 Prozent [80 Prozent, siehe weiter unten] der, Speicher befüllt sein müssen, oder 90 Prozent der Kapazität der Speicher befüllt sein muss und, am 1. Februar, ich glaube 40 Prozent [30 Prozent, siehe weiter unten] der Kapazität befüllt sein muss. Und wir hatten das Modell gerade auf 2022, '23 gefahren, dass dann der Marktgebietsverantwortliche, also sprich die Firma, die die Gasflüsse ausgleicht und die Informationen über Gasflüsse sammelt in Deutschland, THE, dann dafür gesorgt hat, durch Einkäufe, dass diese Füllstandsvorgaben erfüllt wurden. Und das waren viele Einkäufe, weil die Speicher ja 2022 sehr leer waren, weil damals vor allen Dingen die von Gazprom gehaltenen Speicher gar nicht befüllt worden waren im Winter oder im Sommer davor, so dass THE da diese enormen Auslagen – Ausgaben getätigt hat, die alle deutschen Gaskunden dann über die, Gasspeicherumlage zurückbezahlt haben bis Ende 2025, ja, da noch mehrere Cent pro Kilowattstunde als Gasspeicherumlage bezahlt haben, was wir jetzt – was ich auch nicht wirklich



besser finde – aus dem, Klima-und Transformationsfonds bezahlen. Also anstatt, Klimaschutz- und, Energiewendeprojekte zu fördern, zahlen wir weiterhin noch an diesen Ausgaben für Gasspeicher zurück, n mehreren Milliarden Euro Betrag, sodass, sich die jetzige Bundesregierung – und ich finde das ausdrücklich gut – entschieden hat, nicht mehr diese „Kauf um jeden Preis“ durch THE weiterzuführen.

Jetzt ist allerdings total unklar, wie die Speicher-Füllstandsvorgaben erfüllt werden. Deswegen wurden sie auch nicht erfüllt, in einer gewissen Anzahl Speicher im letzten Herbst und auch nicht in diesem Winter. Und – jetzt ist die Frage, wie kommt man da hin? Ich seh noch nicht so richtig das marktliche Anreizsystem. Ich glaube, eine Variante wäre, was teilweise in anderen Ländern umgesetzt wird. In Frankreich gibt es so eine Art Modell, wo – in Deutschland kursiert das Wort Lieferantenverpflichtung dafür – also wo jeder, der Gas an Endverbraucher verkauft, seien's kleine oder seien's große, einen gewissen Anteil, dieses Gases zu einem bestimmten Zeitpunkt, erst auch eingespeichert haben muss, also am Anfang des Winters auch eingespeichert haben muss. Da gibt es auch Detailfragen, die kompliziert sind., woher weiß man, wie viel der denn verkaufen wird? Wird er dann wirklich die richtige Zahl sagen, wenn er davon zehn Prozent einspeichern muss oder 20 Prozent, aber – Die Idee wäre, dass diese Einspeicherung in marktlichen Speichern passiert. Ich kann mir das als deutlich funktionaler vorstellen als so eine feste staatliche Reserve.

Moderator [00:47:55]

Frau Holz, Sie haben eben gesagt, im November 90, im Februar 40 Prozent. Ich weiß nicht, stimmen die?

Franziska Holz [00:48:03]

Das ist gelockert worden – ?

Moderator [00:48:04]

Nur für den Fall...

Franziska Holz [00:48:07]

Ja, genau. Das, das ist auch unterschiedlich auf EU-Ebene und auf – in Deutschland. Wahrscheinlich bringe ich es auch durcheinander. Und es ist sowieso gelockert worden. Es ist mittlerweile nur noch rund um den 1. November, zwischen 1. Oktober und 1. Dezember. Wann – ich hab's mir irgendwo hingeschrieben...

Moderator [00:48:23]

Ne, war jetzt keine Fangfrage, aber ich dachte mir –

Franziska Holz [00:48:26]

Das hat sich halt auch geändert im letzten Jahr und man ist, sowieso, auch im Klaren, wir hatten das ja am Anfang schon mal betont, dass es kurzfristige Maßnahmen sind, ne? Also sprich, das gilt in Deutschland jetzt noch bis nächstes Jahr, also 2027 März und auf der EU-Ebene allerdings bis Ende des Jahres 2027. Da müssen wir als Mitgliedsstaat, Mitgliedsland das auch erfüllen. Lassen Sie



press briefing

noch mal nachschauen. 80 Prozent in Deutschland, genau, am 1.11., 90 Prozent ist in Europa und 30 Prozent am 01. Februar. Richtig.

Moderator [00:48:56]

Perfekt.

Franziska Holz [00:48:56]

Sie hatten recht.

Moderator [00:48:59]

Alles gut.

Franziska Holz [00:49:00]

Und dann gibt es aber einzelne Speicher, für die das sowieso andere Zahlen sind. Ist noch mal komplizierter.

Moderator [00:49:05]

Lassen Sie uns zu einer Schlussfrage kommen. Wir haben sehr viel über die Gegenwart, über die nächsten zwei, drei Jahre geredet und über die Zukunft. Ich wüsste einfach nur noch gerne mal, wo wir so eine Gasspeicherreserve, wenn sie denn jetzt kommt, eigentlich in diesem Bereich einordnen sollen. Es ist ja wahrscheinlich so, dass wir eine richtige Gasspeicherreserve – Erdgasspeicherreserve nur für eine Übergangszeit benötigen, da wir ja aus den fossilen Treibstoffen in aller Form aussteigen wollen. Wie schnell wird denn eigentlich wohl der Erdgasverbrauch sinken? Wie lange braucht Deutschland noch Gasspeicher zum Abpuffern von Heizperioden? Gibt es da Szenarien, Herr Linßen, dass Forschungszentrum Jülich beschäftigt sich ja damit oder ist das jetzt tatsächlich reine Spökenkikerei, die wir hier betreiben?

Jochen Linßen [00:49:50]

Genau, nein, es gibt ja sehr viele Szenarien. Eins der wichtigen – also wir machen auch Szenarien in Jülich, ganz klar, die sehr infrastrukturtechnisch detailliert sind. Es gibt aber die Langfristszenarien, die ja die Marschroute sind für das Wirtschaftsministerium – Wirtschaft und Energie. Und bei denen, wenn man da reinguckt, dann sieht man einen deutlichen Rückgang auch der Erdgasnachfrage bis 2035, 2040 und keine Erdgasnachfrage in 2045. Das heißt also, der Pfad ist wirklich rasant. Ich sage das noch mal, 2030 sind jetzt noch viereinhalb Jahre. Ich nehme mal das angebrochene Jahr jetzt mal als halb. Das heißt, da ist selbst in den Szenarien, die das BMW zeigt, tatsächlich schon vom Rückgang von ungefähr – ich bleibe einmal den Terawattstunden, Frau Holz, Sie entschuldigen – ungefähr 100 Terawattstunden weniger Erdgasnachfrage. Das ist sehr viel. Das heißt also, dementsprechend ist es so, dass wir auf der einen Seite ein Rückgang bei der Erdgasnachfrage sehen, der natürlich auch Konsequenzen hat für die Infrastruktur. Das heißt also, auf der einen Seite muss man natürlich nach wie vor schauen, dass die Infrastruktur weiter funktioniert.

Auf der anderen Seite habe ich dann aber an irgendeiner Stelle auch bei den Gasspeichern vielleicht Überkapazitäten. Und da fängt genau der spannende Punkt an. Das heißt, wie geschickt



kann ich dann eigentlich mit strategischer Erdgasreserve, die vielleicht kleiner werden kann, zukünftig in ein erneuerbares Energiesystem wechseln, wo Wasserstoff dann auch eine Rolle spielt? Und ich bin ein großer Freund davon, bestehende Assets, also das heißt Pipelines und Kavernen, auch dafür zu nutzen. Und das macht definitiv Sinn.

Der Hase im Pfeffer liegt da eben in der Transformation. Wie kriege ich das von jetzt auf in 2030, 35, 45 hin? Und da vermisste ich im Moment irgendeine Strategie, die auch diese Gasreserve dann mitnimmt und sagt, also das ist die Strategie jetzt kurzfristig – und ich überlege auch gleichzeitig schon mal, wie ich das umbauen kann. Also das ist noch mal mein Eingangsstatement aufgegriffen. Ich glaube, da bedarf es einer ganz klaren Strategie, wie man da hinkommt, zusammen mit der Erdgaswirtschaft und nicht ohne. Und die hat mittlerweile auch den Wasserstoff fest im Blick und da muss eben auch eine Transformationsstrategie auch marktseitig hingelegt werden. Ganz klar.

Moderator [00:52:07]

Vielen Dank. Ich denke, das werden wir beobachten. Spätestens dann sehen wir uns vielleicht auch wieder in dieser Konstellation. Das würde mich sehr freuen.

Unsere Zeit ist leider um. Wir haben ein kleines bisschen überzogen, ich hoffe, das war okay für alle Beteiligten. Ich danke erstmal unseren Kollegen für ihr Interesse und für die vielen Fragen, die sie gestellt haben; ich hoffe, wir konnten alle so gut, wie wir es geschafft haben, beantworten. Ich danke Ihnen, Frau Holz, und Ihnen, Herr Linßen, fürs Hiersein und dafür, dass Sie die Zeit mit uns geteilt haben und Ihre Antworten. Und ich danke meinen Kolleginnen und Kollegen im Hintergrund, die hier dafür gesorgt haben, dass die Technik funktioniert und dass ich die Fragen alle richtig rechtzeitig gesehen habe.

Bleibt mir noch zu sagen: das automatische Transkript für unsere Veranstaltung finden sie in Kürze auf unserer Homepage. Den Link haben wir ihnen die Einladung mitgeschickt. Den finden sie unten auf der Einladung. Das redigierte machen wir so schnell wir können. Vielleicht heute Abend, spätestens morgen früh ist es da. In diesem Sinne danke ich ihnen fürs Zuhören, fürs Mitmachen und sage bis zum nächsten Mal. Alles Gute, vielen Dank. Tschüss.

Franziska Holz [00:53:14]

Tschüss.

Jochen Linßen [00:53:14]

Vielen Dank. Tschüss.



press briefing

Ansprechpartner in der Redaktion

Sönke Gäthke

Redakteur für Energie und Technik

Telefon +49 221 8888 25-0

E-Mail redaktion@sciencemediacenter.de

Impressum

Die Science Media Center Germany gGmbH (SMC) liefert Journalisten schnellen Zugang zu Stellungnahmen und Bewertungen von Experten aus der Wissenschaft – vor allem dann, wenn neuartige, ambivalente oder umstrittene Erkenntnisse aus der Wissenschaft Schlagzeilen machen oder wissenschaftliches Wissen helfen kann, aktuelle Ereignisse einzuordnen. Die Gründung geht auf eine Initiative der Wissenschafts-Pressekonferenz e.V. zurück und wurde möglich durch eine Förderzusage der Klaus Tschira Stiftung gGmbH.

Nähere Informationen: www.sciencemediacenter.de

Diensteanbieter im Sinne MStV/TMG

Science Media Center Germany gGmbH
Schloss-Wolfsbrunnenweg 33
69118 Heidelberg
Amtsgericht Mannheim
HRB 335493

Redaktionssitz

Science Media Center Germany gGmbH
Rosenstr. 42–44
50678 Köln

Vertretungsberechtigter Geschäftsführer

Volker Stollorz

Verantwortlich für das redaktionelle Angebot (Webmaster) im Sinne des §18 Abs.2 MStV

Volker Stollorz



science
media center
germany