

# „Bei kalten Temperaturen haben wir weiterhin eine Gasmangellage zu befürchten.“

Interview mit Sebastian Bleschke, Geschäftsführer der INES Initiative Energien Speichern e. V.

*Nachdem eine Gasmangellage im vergangenen Winter verhindert werden konnte, spricht Sebastian Bleschke im Interview über die aktuelle Gasspeicherlage und welche Herausforderungen im nächsten Winter bevorstehen, aber auch über den tatsächlichen Bedarf der LNG-Importkapazitäten und die Potenziale zukünftiger Wasserstoffspeicher.*

**gwf:** Die Speichersaison für den Winter 2022/23 ist am 31. März zu Ende gegangen und die Speicher waren noch zu 64 % gefüllt. Wie erleichtert waren Sie?

**Bleschke:** Wir berechnen Szenarien für die Gasversorgung mit unterschiedlichen Temperaturniveaus schon seit einigen Jahren. Seit November 2022 stellen wir diese Szenarien in regelmäßigen Abständen der Öffentlichkeit vor. Dabei wird auch beleuchtet, wie der Speicherfüllstand sich entwickeln könnte. Damit haben wir bereits frühzeitig einen robusten Blick auf den Winter gehabt.

Von Monat zu Monat führte die verbesserte Ist-Datenlage dazu, dass der Korridor für die Füllstandsentwicklung immer klarer und damit enger wurde. Insofern muss ich sagen, dass mich die Entwicklung nicht sonderlich überrascht hat. Aber den exakten Verlauf konnte man vor dem Winter natürlich nicht vorhersehen, da man die Temperaturen nicht kannte.

**gwf:** Lag es nur an den milden Temperaturen, dass die Füllstandsziele erreicht wurden und wir gut durch den Winter gekommen sind?

**Bleschke:** Ich denke, wenn man auf die Befüllungsphase vor dem letzten Winter blickt, kann man sagen, dass auf der physikalischen Seite vieles richtig gemacht wurde, denn letztendlich standen wir Mitte November mit zu 100 % gefüllten Gasspeichern da. Die Ökonomie sollte man etwas kritischer betrachten, denn es ist ja bekannt, wie viel Geld in die Hand genommen werden musste. Mit Blick auf das Instrumentarium zur Befüllung der Speicher, ist die Frage sicherlich berechtigt, ob noch weitere Schritte zu gehen sind, um eine Befüllung gemäß der Füllstandsvorgaben auch kosteneffizient herbeizuführen.

Im Winter hatten wir trotz der vollständig befüllten Gasspeicher bei extrem kalten Temperaturen eine Gasmangellage zu befürchten. In unseren Szenario-Welten sieht man, wie gravierend sich die Temperaturunterschiede auf den Verbrauch und damit auf die Entleerung der Gasspeicher auswirken. Insofern waren die Einsparmaßnahmen während des Winters sehr wichtig. Die milden Temperaturen haben bei den Einsparungen sicherlich stark geholfen. All das hat dazu geführt, dass die Gasspeicher momentan überdurchschnittlich gefüllt sind und die deutsche Gaswirtschaft in einer komfortablen Ausgangssituation steht, die Befüllung auch vor dem nächsten Winter wieder umsetzen zu können.

**gwf:** Wie gut haben die Prognosen des INES-Modells mit der Realität des letzten Winters übereingestimmt?

**Bleschke:** Sehr gut! Wir haben im Dezember Szenarien vorgelegt, die die realen Verhältnisse wirklich gut abgebildet

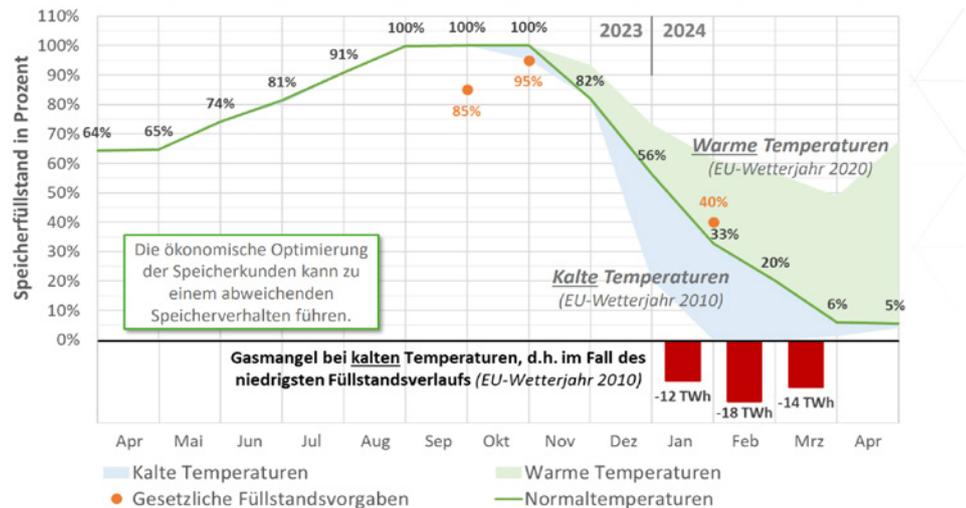


Foto: studioline Photostudios GmbH

**SEBASTIAN BLESCHKE**

Geschäftsführer der INES Initiative Energien Speichern e.V.

**Bild 1:** INES-Szenarien für Deutschland: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen



haben. Während des Winters haben wir dann sehr viel über das veränderte Verbrauchsverhalten gelernt und konnten die Einschätzungen immer weiter verbessern. Darauf aufbauend können wir sicher auch den kommenden Winter gut einschätzen (Bild 1).

**gwf:** Dann werden Sie mit dem Modell weiterarbeiten?

**Bleschke:** Man versucht natürlich immer Verbesserungspotenziale zu heben, aber in der Summe sind wir mit den Ergebnissen sehr zufrieden und würden erstmal daran festhalten.

**gwf:** Welche Modellparameter sind besonders wichtig?

**Bleschke:** Unser Modell versucht grundsätzlich die Angebots- mit der Verbrauchsseite über die Infrastrukturkomponenten zu verbinden. Dabei schauen wir nicht nur auf den Bilanzraum Europa, sondern beachten alle Infrastrukturkomponenten und die einzelnen Märkte. Dadurch unterscheidet sich das Modell sicherlich von anderen Betrachtungen, die die infrastrukturellen Komponenten innerhalb des EU-Binnenmarktes häufig ausblenden.

Wir betrachten die Verbrauchstrukturen für die einzelnen Tage im Szenario und die spezifischen Infrastrukturpotenziale der Länder und auch, ob es dort Restriktionen bei der Vernetzung der einzelnen Märkte gibt. So entwickeln wir ein gutes Verständnis dafür, wie die einzelnen Märkte versorgt werden können bzw. müssen.

**gwf:** Welche Voraussage macht Ihr Modell für den kommenden Winter?

**Bleschke:** Der erste Schritt vor dem Winter ist natürlich zunächst die Befüllung der Speicher. Da sind wir sehr optimistisch, weil wir in der Modellierung sehen, dass bereits ein moderates LNG-Importniveau ausreicht, um die Speicher in nahezu allen EU-Mitgliedstaaten, auch in Deutschland, gut zu füllen. Das liegt an den hohen Ausgangsfüllständen, auch in den anderen Ländern Europas.

Neben der physikalischen Möglichkeit ist ein marktwirtschaftlicher Anreiz zur Befüllung wichtig. Angesichts der

Markt-Preis-Situation ist derzeit ein starker Anreiz für eine Wiederbefüllung festzustellen, denn wir nehmen einen hohen Sommer-Winter-spread wahr. Mit Blick auf den kommenden Winter haben wir an extrem kalten Tagen aber weiterhin eine Gasmangellage zu befürchten.

**gwf:** Also bietet die Ausgangslage keinen Unterschied zum letzten Winter?

**Bleschke:** Nein, im Grunde nicht. Viele verengen den Blick zu stark auf die LNG-Terminals. Wenn man sich die bisherigen Importmengen anschaut, wird deutlich, dass der Beitrag eher vernachlässigbar ist. Derzeit können wir über die drei neuen Terminals maximal 0,4 TWh pro Tag importieren. Wenn man sich vor Augen führt, dass trotz erheblicher Verbrauchseinsparungen im vergangenen Winter an sehr kalten Tagen fast 5 TWh pro Tag verbraucht worden sind, wird klar, wie wenig die LNG-Terminals tatsächlich zur Verbrauchsdeckung beitragen können. Selbst im Durchschnitt lag der Verbrauch im vergangenen Winter trotz der erheblichen Verbrauchseinsparungen bei 3,4 TWh pro Tag und damit um ein Vielfaches höher als die LNG-Importe. Aber auch wenn der aktuelle Beitrag der Terminals noch gering ist, sind sie trotzdem wichtig: Mit dem Ausfall der russischen Gaslieferungen sind in Deutschland auf einen Schlag sehr große Importkapazitäten weggefallen. Diese kann man nicht von heute auf morgen ersetzen. Vor diesem Hintergrund wird das Einsparverhalten auch im kommenden Winter eine entscheidende Größe sein.

**gwf:** Kann man spezifizieren, wie viel von den 3,4 TWh/Tag in den Heizungsmarkt und in die Industrie gehen?

**Bleschke:** Das schwankt, und auch die gasbasierte Stromproduktion muss noch einbezogen werden.

Zunächst lassen sich die zwei Bereiche der SLP- und RLM-Kunden gut differenzieren. Dabei umfasst der RLM-Bereich die größeren Industriekunden und Kraftwerke. Dieser Bereich ist stärker preisabhängig. Der SLP-Bereich enthält dagegen vor allem die Haushaltskunden, die mit Gas heizen. Der Verbrauch dieser Kundengruppe ist stark temperaturab-

hängig. Bei einem Vergleich der einzelnen Monate ist erkennbar, dass der Heizungsverbrauch und damit der Verbrauch der SLP-Kunden im Sommer stark rückläufig ist. Der Verbrauch im RLM-Bereich ist über das Jahr hinweg etwas konstanter. Deshalb kann das Verhältnis zwischen SLP- und RLM-Kunden unterjährig deutlich schwanken. Über das gesamte Jahr 2022 hinweg, lag der RLM-Anteil am Gesamtverbrauch bei rd. 61 %.

**gwf: Haben Sie in ihrem Modell berücksichtigt, dass die drei AKW vom Netz gegangen sind?**

**Bleschke:** Da es sich um ein Gasmarktmodell handelt, berücksichtigen wir den Strommarkt in unserem Modell nicht explizit, denn er spielt nur eine untergeordnete Rolle. Die Kraftwerksseite hat zwar eine Relevanz, ist aber kein Gamechanger. Derzeit gibt es im deutschen Strommarkt Gaskraftwerke mit einer Leistung von rd. 30 GW. Sollten alle diese Kraftwerke auf Volllast laufen, ergibt sich rechnerisch eine Stromproduktion von 720 GWh pro Tag. Bei einem Wirkungsgrad von ca.

Szenarien zeigen darüber hinaus, dass eine Befüllung möglich wäre, denn die Kapazität fehlt ja nicht im Sommer, sondern nur im Winter. Ich nehme in diesem Bereich aber eine Zurückhaltung wahr. Das liegt vor allem daran, dass die Politik stark auf den Bereich der LNG-Terminalkapazitäten fokussiert ist. Kurzfristig ist das zwar richtig, weil FSRU anders als Gasspeicher sehr schnell in Betrieb genommen werden können. Mittelfristig, d. h. vor allem für den Zeithorizont bis 2027 bzw. 2030 sollte man Gasspeicher aber ernsthaft in die Planung mit einbeziehen. Zur Umsetzung der Energiewende brauchen wir ohnehin weitere Untergrundspeicher zur Lagerung von Wasserstoff.

**gwf: Wie groß sind die ungenutzten Potenziale für Gasspeicher in Deutschland?**

**Bleschke:** Grundsätzlich gibt es mehr geologische Potenziale zur Entwicklung von Untergrundspeichern, als man benötigen würde. Das gilt für Gas- und Wasserstoffspeicher glei-

*„Auf jeder Wasserstoffveranstaltung wird von Fördermitteln für Elektrolyseure und Netze gesprochen, aber das Thema Wasserstoffspeicher findet noch zu wenig Beachtung“.*

50 %, reden wir also von ca. 1,4 TWh Gasverbrauch. An den sehr kalten Tagen im vergangenen Winter lag der Gasverbrauch mit fast 5 TWh pro Tag deutlich darüber.

**gwf: Welche Maßnahmen und Anreize müssen Ihrer Meinung nach ergriffen werden, um die Sicherheit der Gasversorgungslage zukünftig zu erhalten bzw. zu verbessern?**

**Bleschke:** Klar ist, dass die Gasversorgungssicherheit in Deutschland noch nicht wiederhergestellt ist. Um die normale Nachfrage auch bei kalten Temperaturen decken zu können, muss die Angebotsseite gestärkt werden. Jeder Kapazitätszuwachs hilft, die Lage zu sichern. Das passiert gegenwärtig vor allem im LNG-Importbereich. Vorstellbar sind auch neue Pipelinekapazitäten, wenn darüber tatsächlich zusätzlicher Gasimport realisiert werden kann. Diese Option sollte aber genau geprüft werden. Fakt ist: Wenn es in Europa kalt ist, ist die Kapazität der Nachbarregionen witterungsbedingt ebenfalls begrenzt - vielleicht sind gar keine zusätzlichen Importe möglich. Insbesondere vor dem Hintergrund der Klimaziele und der Gefahr von Stranded Investments ist hier also Vorsicht geboten.

**gwf: Wie sieht es mit weiteren Gasspeicherkapazitäten aus?**

**Bleschke:** Diesen Punkt haben wir ja bereits ins Gespräch gebracht. Die marktwirtschaftlichen Signale legen nahe, dass es hier mehr Bedarf gibt, als aktuell gedeckt werden kann. Die

chernaßen. Alleine am Standort Etzel wäre es meines Wissens möglich, bis 2027 weitere 30 TWh Gasspeicherkapazitäten zu realisieren.

**gwf: Was halten Sie vom aktuellen Gebäudeenergiegesetz, mit dem eine Umstellung der Heizungen auf erneuerbare Energien zur Pflicht werden soll?**

**Bleschke:** Wir beobachten die Debatte natürlich fortlaufend. Die Bundesregierung verfolgt schon seit Jahren eine Elektrifizierungsstrategie, d. h. dass im Wärmemarkt zukünftig in erster Linie elektrische Wärmepumpen und im normalen PKW-Verkehr Elektroautos zum Einsatz kommen sollen, um erneuerbaren Strom nicht nur im Strommarkt, sondern auch in den anderen Sektoren möglichst direkt einzusetzen. Das beruht auf der wissenschaftlichen Erkenntnis, dass diese Strategie am kosteneffizientesten ist. Zuletzt hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWK) diese Strategie nochmal eindrucksvoll durch die Veröffentlichung der Langfristszenarien bestätigt. Insofern ist das GEG eigentlich nur eine Operationalisierung der seit Langem verfolgten politischen Strategie.

Für die Speicher bedeutet das eine große Herausforderung. Die BMWK-Langfristszenarien beschreiben einen sehr großen Bedarf an Wasserstoffspeicherkapazitäten, der ohne den Neubau von Untergrundspeichern nicht zu decken sein wird.



Foto: astora

Bild 2: Der Kavernengasspeicher Jemgum

**gwf: Welche Kapazität besitzen wir momentan in Deutschland?**

**Bleschke:** In Deutschland gibt es Gasspeicherkapazitäten im Umfang von 252 TWh.

**gwf: Können die Speicher alle problemlos für Wasserstoff genutzt werden?**

**Bleschke:** Man geht davon aus, dass die Kavernenspeicher durch technische Anpassungen grundsätzlich auf Wasserstoff umgestellt werden können (Bild 2). Bisherige Schätzungen lassen allerdings vermuten, dass nur vier der vorhandenen 16 Porenspeicher umgewidmet werden können. Kavernenspeicher eignen sich also besonders gut für die H<sub>2</sub>-Speicherung. Welche Speicher tatsächlich umstellbar sind, muss aber in Einzelfallprüfungen untersucht werden. Bei der Umstellung eines Gasspeichers auf Wasserstoff muss man außerdem beachten, dass nach Umstellung nur ca. 20 % der energetischen Speicherfähigkeit verbleiben. Wir nehmen derzeit an, dass aus den Poren- und Kavernenspeichern in Deutschland eine Wasserstoffspeicherkapazität von insgesamt 32 TWh bereitgestellt werden könnte.

**gwf: Bis wann?**

**Bleschke:** Gemäß den Langfristszenarien des BMWK benötigen wir bereits im Jahr 2035 Wasserstoffspeicherkapazitäten im Umfang von 15 TWh. Das heißt, dass innerhalb der nächsten 12 Jahre die Hälfte der Bestandspotenziale umgewidmet werden müsste. Bis 2045 benötigen wir gemäß Langfristszenarien Wasserstoffspeicherkapazitäten zwischen 72 und 74 TWh. Obwohl wir bereits gute Voraussetzungen haben, da 80 % aller EU-Kavernenspeicher auf Deutschland entfallen,

müssten diese Bestandspotenziale zur Umsetzung der Energiewende alleine in Deutschland mindestens verdoppelt werden. Die geologischen Kapazitäten dafür sind zwar vorhanden, aber es fehlt an einem vernünftigen Marktrahmen zur kommerziellen Umsetzung von Projekten.

**gwf: Was heißt das?**

**Bleschke:** Gerade in den aktuellen Krisenzeiten ist die Gasspeicherung sehr gefragt. Das treibt die Opportunitätskosten für Wasserstoffspeicherprojekte an. Erschwerend kommt hinzu, dass es noch nicht genügend Kunden für Wasserstoffspeicher gibt, über die die Projekte vollständig refinanziert werden könnten. Und das sind nicht die einzigen Unsicherheiten, die mit solchen Projekten verbunden sind. In dieser Situation ist es herausfordernd, Wasserstoffspeicherprojekte zu entwickeln. Da muss die Politik genauso wie in den anderen Wasserstoffbereichen, z. B. mit Fördermitteln, beim Markthochlauf unterstützen.

**gwf: Von welchen Kosten spricht man bei der Umstellung auf Wasserstoff?**

**Bleschke:** Wir haben in einer umfangreichen Studie versucht, jeweils einen für Deutschland durchschnittlichen Kavernen- und Porenspeicher zu definieren. Dabei wurde festgehalten, welche Speicher es gibt, welche Bauteile verbaut worden sind und welche Komponenten bis zu welchen Graden Wasserstoff vertragen, bzw. ab welchem Beimischungsgrad von Wasserstoff die Komponenten gegebenenfalls ausgetauscht werden müssen. Die Kosten für die Umstellung von Gas auf Wasserstoff wurden dann sowohl für den beispielhaften Kavernen- als auch für Porenspeicher anhand der technischen

## INITIATIVE ENERGIEN SPEICHERN: DEUTSCHLANDS VERBAND FÜR GAS- UND WASSERSTOFFSPEICHER

Die Initiative Energien Speichern e.V. (INES) ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher. Sie repräsentiert über 90 % der deutschen und etwa ein Viertel der Gasspeicherkapazitäten in der Europäischen Union. Zentrale Aufgabe der INES ist es, die öffentliche Wahrnehmung der Beiträge deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher zu den energiepolitischen Zielen zu fördern. Die Initiative hat sich zum Ziel gesetzt, an der Gestaltung eines entsprechenden Marktrahmens mitzuwirken.

Erwartungen durchgerechnet. Im Fall des Kavernenspeichers, der ca. 1 TWh Wasserstoff lagern könnte, entstünden bei der Umstellung Kosten in Höhe von 47 Mio. €. Im konservativen Fall, wenn mehr Komponenten ausgetauscht werden müssten, sind 84 Mio. € für die Umwidmung erforderlich.

Bei den Porenspeichern ergibt sich ein ähnliches Bild. Im optimistischen Fall liegt man dort bei 29 Mio. €; im konservativen Fall bei 60 Mio. € für 1,1 TWh Kapazität. Das Ergebnis für Porenspeicher ist aber auf die Einzelspeicher kaum übertragbar, weil der Gasspeicher Rehden fast die Hälfte der Kapazität ausmacht und das Ergebnis verzerrt. Gerade bei kleineren Porenspeichern steigen die spezifischen Kosten an.

**gwf: Welche Kosten ergeben sich dann unterm Strich?**

**Bleschke:** Wir haben im Rahmen der Studie auch einen kompletten Transformationspfad auf Basis der BMWK-Langfristszenarien durchrechnen lassen: Für die Umstellung der Kavernenspeicher in Deutschland entstehen in dieser Modellierung Umstellungskosten von 45 €/MWh und bei den tauglichen Porenspeichern liegen die Kosten bei 109 €/MWh. Bei der Umstellung der angenommenen Potenziale zeigt sich also, dass die Umstellung von Kavernenspeichern günstiger ist als die Umstellung von Porenspeichern, sofern diese tatsächlich für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind.

**gwf: Und wie viel kostet der Neubau von Gasspeichern?**

**Bleschke:** Für den Neubau wurde nur ein Kavernenzubau betrachtet, weil das Salzgestein für die Wasserstoffspeicherung als grundsätzlich geeignet angesehen werden kann. Für neugebaute Kavernenspeicherkapazitäten ergaben die Berechnungen 269 €/MWh. Die Umwidmung sowohl von Kavernen- als auch von Porenspeichern ist also deutlich kostengünstiger als ein Neubau.

Wird die Elektrifizierungsstrategie des BMWK, d. h. das Langfristszenario TN-Strom, zugrunde gelegt, dann erfordern die Umstellung und der Neubau der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazitäten knapp 13 Mrd. € Investitionskosten.

Für eine kleine Branche wie die Speicherbranche, ist das ein großes Investitionsvolumen, auch wenn die Kosten im Rahmen der Energiewende insgesamt vermutlich kaum ins Gewicht fallen.

**gwf: Wird es Förderung vom Bundeswirtschaftsministerium geben?**

**Bleschke:** Auf jeder Wasserstoffveranstaltung wird von Fördermitteln für Elektrolyseure und Netze gesprochen, aber das Thema Wasserstoffspeicher findet noch zu wenig Beachtung. Zwar sind Wasserstoffspeicher und Wasserstoffnetze zwei unterschiedliche Infrastrukturbereiche, weil Netze im Gegensatz zu Speichern ein natürliches Monopol darstellen. Das Henne-Ei-Problem ist in beiden Fällen allerdings gleich.

Die ersten Kunden können das Investment für eine große Wasserstoffinfrastruktur, wie es auch die Speicher sind, nicht tragen. Um das Henne-Ei-Problem aufzulösen, sind Förderinstrumente von großer Bedeutung, denn es gibt einfach noch keinen ausreichend großen Markt, um Investitionen umzusetzen. Die heutigen Förderinstrumente sind aber leider noch nicht optimal. Nicht nur, dass lange auf die Genehmigungen gewartet wird: Die Transparenz und Zugänglichkeit für Wasserstoffspeicher-Projekte könnte bei vielen Förderinstrumenten sicher verbessert werden.

**gwf: Haben Sie wie die Transportnetzbetreiber das Problem, dass Sie nicht gleichzeitig einen Erdgas- und einen Wasserstoffspeicher betreiben dürfen?**

**Bleschke:** Die Bereiche Speicher und Netze sind in dieser Hinsicht nicht vergleichbar, das liegt insbesondere am Regulierungsrahmen. Bei den Gasnetzen schauen wir auf eine perspektivisch vollregulierte Infrastruktur. Bei Wasserstoffspeichern ist das anders. Eine Zugangsregulierung ist hier nachvollziehbar, aber eine Entgeltregulierung braucht es nicht. Da die Entgelte nicht reguliert sind und sich grundsätzlich im Wettbewerb bilden, stellt sich die Frage nach einer horizontalen Entflechtung bei Speichern gar nicht. Vor diesem Hintergrund halte ich die mit dem EnWG geschaffene Übergangsregulierung bereits für sehr passgenau. Es bleibt aber abzuwarten, wie das europäische Gasmarkt-Paket aus dem Trilog herauskommen wird und welche Veränderungen die Regelungen für den nationalen Rechtsrahmen zu Wasserstoff mit sich bringen.

**gwf: Was bewirkt die horizontale Entflechtung im Netzbereich?**

**Bleschke:** Im Netzbereich dient die horizontale Entflechtung zwischen Wasserstoff und Gas dem Ziel, dass die Wasserstoffnetzentgelte auch wirklich für die Wasserstoffnetze gebildet werden, wobei wir zum jetzigen Zeitpunkt überhaupt keine Entgeltregulierung brauchen. Der Gasbereich sollte vom Wasserstoffbereich sauber getrennt sein, sodass keine Quersubventionierung stattfinden kann. Anderenfalls würden die heutigen Gasendkunden, d. h. vor allem die mit Gas heizenden Haushaltskunden, über ihre Netzentgelte die Wasser-

stoffnetze der Industriekunden refinanzieren. Eine solche Quersubventionierung hat die Bundeszentrale Verbraucherschutz zurecht kritisiert und klar abgelehnt. Denn wenn man betrachtet, dass die Wärmeversorgung zukünftig sehr stark auf elektrische Wärmepumpen aufbauen soll, dann besteht natürlich eine große Unsicherheit, ob die Haushaltskunden Investitionen in Netze finanzieren, die sie selbst künftig wirklich brauchen.

**gwf: Die Trennung ist also wichtig?**

**Bleschke:** Ja, diese klare Trennung einer bedarfsgerechten Netzentwicklung erscheint uns sehr wichtig. Wenn die Leitungen langfristig durch die tatsächlichen Nutzer refinanziert werden müssen, ist der Druck hoch, sich darüber Gedanken zu machen, welche Kunden es im Wasserstoffbereich geben wird bzw. wer das Netz tatsächlich benötigen wird. Wenn überdimensionierte Wasserstoffnetze auf Zahlungen von heutigen Gaskunden aufgebaut werden, die dann aber vielleicht durch Umstellung auf Wärmepumpen wegfallen, dann entstehen Netzentgeltrisiken für die verbleibenden Nutzer. Darauf sollte insbesondere die Industrie ein Auge haben.

**gwf: Trotz der Befürchtungen einer Mangellage ist auch immer häufiger von einer zukünftigen LNG-Überkapazität die Rede. Wie passt das zusammen?**

**Bleschke:** Die Diskussion wird aus meiner Sicht auf der zeitlichen Ebene nicht genügend differenziert. Für den kommenden Winter fehlt Kapazität. Die geplanten 150 TWh/Jahr LNG-Terminalkapazitäten sind unzureichend, um den kommenden Winter vollständig abzusichern. In der Planung bis 2027 soll die Kapazität aber auf 600 TWh pro Jahr anwachsen. Wenn die Planung realisiert wird, könnten wir in 2027 zwei Drittel des heutigen Jahresgasbedarfs alleine über die neuen LNG-Terminals importieren.

Nachdem wir aber im letzten Winter den Bedarf in Höhe von 880 TWh auch ohne diese zusätzlichen Terminals bewältigt haben, ist anzunehmen, dass die 600 TWh überdimensioniert sind.

**gwf: Wie viel LNG-Kapazitäten brauchen wir?**

**Bleschke:** Natürlich müssen Infrastrukturen auf kalte Temperaturen ausgelegt werden und auch den Ausfall der größten einzelnen Infrastruktur, d. h. den N-1-Fall aushalten. Wir haben das im Rahmen unserer Modellierungen untersucht. Wir haben ein Szenario gerechnet, in dem der Winter extrem kalt ist und zusätzlich die größte Importstation für norwegisches Gas – das ist Dornum mit einer Importkapazität von 320 TWh pro Jahr – ausfallen würde. Selbst in diesem Extremfall würden 550 TWh LNG-Terminalkapazitäten ausreichen. Die Terminalkapazitäten würden nicht nur die Versorgungssicherheit in Deutschland herstellen, sondern die aller EU-Mitgliedstaaten. 550 TWh sind also eher das Maximum, das wir an LNG-Terminalkapazitäten in der kurzen Frist benötigen. Da sich bis 2027 die Gasverbräuche aber voraussichtlich

reduzieren werden, müsste der Bedarf über die Zeit sogar noch weiter abnehmen. Wir haben deshalb den Eindruck, dass die Realität in den nächsten Jahren die Planungen überholen wird. Damit keine Überkapazitäten entstehen, sollte man im Rahmen der LNG-Terminal-Planung die Verbrauchssituation genau im Blick behalten.

**gwf: Es wird häufig argumentiert, dass die LNG-Terminals auch für den zukünftigen Wasserstoffimport gebraucht werden und deshalb keine Überkapazitäten entstehen. Halten Sie das für eine valide Einschätzung?**

**Bleschke:** Wenn man den BMWK-Langfristszenarien folgt, dann wird bis 2045 ein Wasserstoffimport-Bedarf von rd. 180 TWh entstehen. Das BMWK weist in einem Bericht zu den in Deutschland geplanten LNG-Terminals eine landgebundene Kapazität in Höhe von knapp 380 TWh aus. Wenn bei der Umwidmung eines LNG-Terminals auf Wasserstoff, z. B. Ammoniak, aufgrund des geringeren Energiegehaltes von Wasserstoff ein Drittel der Kapazität verloren geht, sieht die Planung also 250 TWh Importkapazität vor. Selbst wenn die FSRU alle abgestoßen werden, kann über die geplanten landgebundenen Terminals demnach mehr Wasserstoff importiert werden, als das BMWK derzeit im Rahmen des politisch angestrebten Szenarios als Bedarf für Deutschland insgesamt erwartet.

Während im Bereich der LNG-Terminals ggf. Überkapazitäten entstehen, ist noch völlig unklar, wie der hohe Bedarf an Wasserstoffspeichern zukünftig gedeckt werden kann. Wir empfehlen der Politik deshalb, sich von der recht einseitigen Fokussierung auf das Thema der LNG-Terminals wieder zu lösen.

**gwf: Was würden Sie sich von der Politik noch wünschen?**

**Bleschke:** Für die Gegenwart wünsche ich mir, dass man mit Hochdruck versucht, die Gasversorgungssicherheit für den kommenden Winter wieder herzustellen. Im Grunde ist dieser Wunsch aber bereits erfüllt, denn die Politik versucht hier, wirklich alles in Bewegung zu setzen.

Mittelfristig wäre mein Wunsch, dass man neben LNG-Terminals auch andere Infrastrukturen, insbesondere Speicher, in die Planung mit einbezieht. Da sehe ich noch große Defizite.

Und auf die lange Sicht würde ich mir wünschen, dass man überlegt, wie die erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazitäten entwickelt werden können, die zur Umsetzung der Energiewende erforderlich sind.

Meiner Meinung nach muss das Ganze im Rahmen eines Gesamtkonzepts bearbeitet werden. Für die lange Frist sieht das BMWK bereits vor, ein Wasserstoffspeicherkonzept zu erarbeiten. Vielleicht ist dies ein geeigneter Anfang, um zielgerichtete politische Maßnahmen auch für die früheren Zeithorizonte zu entwickeln, sodass am Ende ein Transformationspfad steht, dem die Branche gut folgen kann.

**gwf: Herr Bleschke, vielen Dank für das Gespräch!**