

Das Risiko einer L-Gas Versorgungskrise in Deutschland – Grund zur Beunruhigung?

Michael Karasz, Andrej Pustišek und Christoph Merkel

Seit Jahrzehnten wird niederkalorisches Erdgas (L-Gas) in Nordwesteuropa gefördert und verbraucht. Der Großteil dieses L-Gases wird aus dem Groningen-Feld in den Niederlanden gefördert. Dieses L-Gas sollte planmäßig im nächsten Jahrzehnt vollständig zurückgefahren werden. In Groningen werden aber seit mehreren Jahren Erdbeben registriert – so auch zuletzt Anfang Januar 2018. Es ist davon auszugehen, dass diese Beben durch die Produktion des Erdgases induziert werden. Die niederländische Regierung hat daraufhin immer weitergehende Einschränkungen der Produktion verfügt. In Deutschland werden die Planungen des Netzausbaus und der Umstellung von L-Gas auf H-Gas unter Berücksichtigung der langfristig geplanten niederländischen Produktions- und somit Lieferrückgänge durchgeführt. Maßnahmen zur Kompensation stärker als geplanter Einschränkungen der L-Gas-Produktion oder gar einen früheren „Stopp“ wurden bislang nicht ergriffen. Hierdurch ist vor allem in der regionalen und lokalen L-Gas-Versorgung in Deutschlands ein ernstzunehmendes Risiko gegeben.

Erdgase aus Norwegen, Russland, UK und LNG aus Übersee sind praktisch beliebig austauschbar. Das gilt nicht für das in Deutschland geförderte Erdgas sowie Erdgas aus dem niederländischen Groningen-Feld (L-Gas). Diese unterscheiden sich von anderenorts üblichen H-Gasen durch einen niedrigeren Brennwert bzw. Wobbe-Wert aufgrund des hohen Inertgas-Anteils. Der L-Gas-Absatzmarkt in Europa ist auf ein Gebiet im Nordwesten beschränkt (siehe Abb. 1). Dieses umfasst den Nordwesten Deutschlands (Verbrauch bis ca. 20 Mrd. m³/a), die Niederlande (Verbrauch bis ca. 30 Mrd. m³/a), Teile Belgiens (Verbrauch bis ca. 5 Mrd. m³/a) und den Norden Frankreichs (Verbrauch bis ca. 5 Mrd. m³/a). Insgesamt werden in einem kalten Jahr ca. 60 Mrd. m³/a L-Gas benötigt.

Dieser Markt wurde mit Aufnahme der Produktion des Groningen-Feldes im Jahr 1963 etabliert. Von den gesamten Erdgasreserven dieses Feldes i. H. v. ca. 2.800 Mrd. m³ wurden seitdem knapp 80 % gefördert (Abb. 2).

Erdgaslieferungen aus dem Groningen-Feld wurden stets mit einer hohen Flexibilität angeboten. Dies bedeutet, dass den Beziehern des Erdgases, in verschiedenen Perioden Optionen zum Bezug von Erdgas innerhalb vorab vereinbarter Grenzen gewährt wurden. Somit war aber auch die Produktion aus dem Groningen-Feld starken Schwankungen unterworfen. Zusätzlich zu der L-Gas Produktion aus dem Groningen-Feld wird bzw. wurde L-Gas vor allem in der norddeutschen Tiefenebene gefördert. Diese Förderung ist stark rückläufig.



Der Kelch einer gerichtlichen Produktions- und daraus folgend Liefereinschränkung aus dem Groningen-Erdgasfeld ist zunächst an uns vorbeigegangen; die grundsätzlichen Risiken bleiben jedoch bestehen
Foto: Andrey Popov | Fotolia

Prognosen

Aktuell existieren (u. a. vom niederländischen Wirtschaftsministerium) zahlreiche Szenarien zur Abbildung der erwarteten künftigen Entwicklung der L-Gas-Produktion in Europa, d. h. insbesondere der weiteren Entwicklung der Produktion des Groningen-Feldes. Allen Szenarien gemeinsam ist:

- Es wird ein Rückgang der L-Gas Produktion prognostiziert.
- Zumindest bis 2030 wird nicht von einer Einstellung der L-Gas Exporte ausgegangen.
- Es wird eine „Verflachung“ der Struktur aufgrund einer Einschränkung der vertraglichen Flexibilität der L-Gas Exporte erwartet.

■ Die Verfügbarkeit von L-Gas in den Niederlanden soll durch Mischung von Groningen-Gas mit H-Gas, durch H-Gas mit Zumischung von Stickstoff und Nutzung des Norg-Speichers sowie durch Reduktion der L-Gas Exporte gewährleistet werden.

L-/H-Gas Umstellung in Deutschland

Da die Erschöpfung der Groningen-Lagerstätte bereits seit längerer Zeit absehbar war, werden die erforderlichen Schritte zur Umstellung der L-Gas versorgten Gebiete auf eine H-Gas-Versorgung seit ca. 15 Jahren diskutiert und teilweise auch initiiert bzw. durchgeführt. Dennoch wurde die Umstellung

zunächst ad acta gelegt, denn die L-Gaslieferungen von GasTerra B.V. an europäische Importeure wurden 2008 um zehn Jahre verlängert. Nach aktuellem Stand sollen die Exporte von L-Gas nach Deutschland von 2020 bis 2030 schrittweise reduziert und dann eingestellt werden.

Im Jahr 2012 wurde die L-/H-Gas Umstellung im Netzentwicklungsplan („NEP“) Gas als nach 2020 zu ergreifende Maßnahme aufgeführt. Als bedeutend wurde dort vermerkt, dass die Weiterbelastung der mit der Umstellung verbundenen Kosten regulatorisch ungeklärt sei.

Im NEP 2013 wurde der Rückgang der niederländischen Exporte nach Deutschland ab 2021 erstmalig konkretisiert und im NEP 2016 auf die Erdbeben im Groningen-Gebiet und die höchstrichterliche Anweisung zur Groningen-Förderung hingewiesen.

Groningen Produktionseinschränkungen wegen Erdbeben

Seit den 1990er Jahren wurde eine Reihe von lokalen Erdbeben im Raum Groningen registriert – zuletzt am 8. Januar 2018 ein Beben der Stärke 3,4 (Richter-Skala). Die Produktionsmenge und deren Schwankungen werden als eine wesentliche Ursache für das Auftreten dieser „induzierten“ Erdbeben angesehen. Durch die Erdbeben entstanden teilweise erhebliche Schäden an Gebäuden. Zusätzlich kam es zu großflächigen Absenkungen durch die Druckentlastung im Erdgasreservoir.

Diese Ereignisse führten zu zunehmendem politischen Widerstand gegen die Erdgasförderung und, als Konsequenz, zu Produktionseinschränkungen für das Groningen Feld, angeordnet durch das niederländische Wirtschaftsministerium bzw. höchstrichterliche Anweisung. Es wird sowohl die jährliche Produktionsmenge als auch die Flexibilität und somit die Schwankungen der Produktion (Abb. 3) des Groningen-Feldes eingeschränkt. Während im Jahr 2014 noch 42,5 Mrd. m³/a gefördert wurden, wurde die Produktionsmenge 2015/2016 auf 27 Mrd. m³/a [1] reduziert. Im Mai 2017 wurde die Produktion für fünf Jahre bis 2020/2021 im Durchschnittsjahr auf knapp über 21 Mrd. m³/a mit einem gleichmäßigen Förderprofil

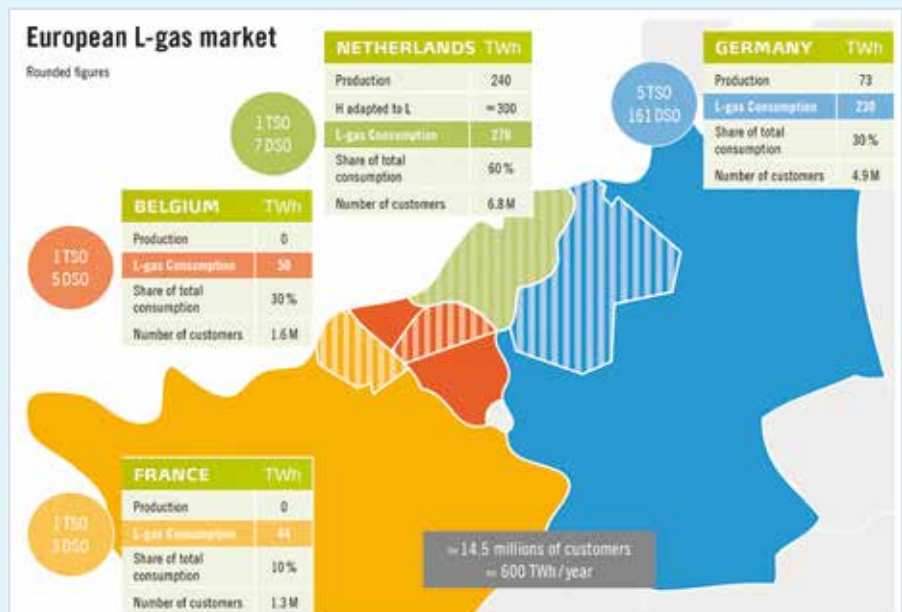


Abb. 1 L-Gas Markt in Europa [7]

beschränkt. Eine weitere Reduktion aufgrund des Erdbebens im Januar 2018 wird erwogen und entsprechende Vorschläge seitens des niederländischen Netzbetreibers Gasunie Transport Services B.V. (GTS) und der niederländischen Bergbaubehörde liegen bereits vor.

Niederländische Maßnahmen

Zusätzlich zu den Produktionsbeschränkungen wurden in den Niederlanden umfangreiche Maßnahmen ergriffen, um einerseits die L-Gas-Lieferflexibilität durch neue Erdgas-

speicher (insb. Norg, anstelle der flexiblen Förderung aus der Lagerstätte) zu gewährleisten und andererseits ein Zuspitzenpotenzial von rd. 10 Mrd. m³/a zu schaffen, um Groningen-Gas durch Zumischung von H-Gas in den L-Gas Grenzen auszuweiten. Ferner wurden von GTS rd. 20 Mrd. m³ Kapazität geschaffen, um durch Zumischung von Stickstoff zu H-Gas, L-Gas zu erzeugen.

Mit diesen Maßnahmen dürften die derzeitigen Lieferverpflichtungen niederländischer Lieferanten in den Niederlanden bzw. für den

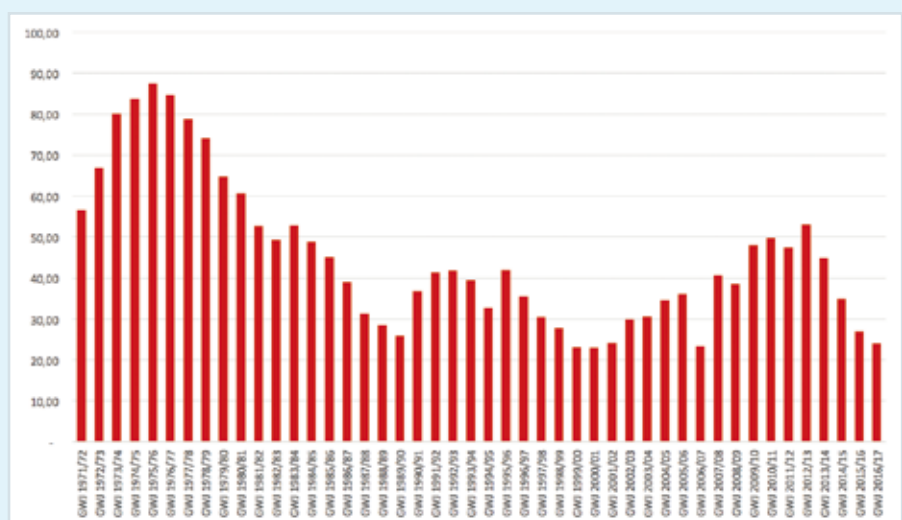


Abb. 2 Erdgasproduktion des Groningen-Feldes; jährliche Werte bezogen auf die in Deutschland üblichen Gaswirtschaftsjahre seit GWJ 1971/72 [8]

Export auch in einem kalten Jahr und auch bei den derzeitigen Produktionseinschränkungen aufrechterhalten werden können.

Risiko einer L-Gas Versorgungskrise in Deutschland

Das mögliche Problem einer kompletten und kurzfristig erfolgenden Einstellung der Produktion aus dem Groningen-Feld wird bisher weder in der Öffentlichkeit noch in Fachkreisen diskutiert. Bei Einstellung der L-Gas-Produktion in den Niederlanden (oder weiterer starker Reduktion) kann aber ein, wenn auch regional beschränkter, veritabler Versorgungsnotfall in Deutschland nicht ausgeschlossen werden. Daraus resultierende L-Gas-Knappheit, erhebliche Preissteigerungen und im schlimmsten Falle sogar stillgelegte Industrie- und Gewerbebetriebe, kalte Wohnungen ohne Erdgasheizung wären Verbrauchern und der Öffentlichkeit nicht zu vermitteln und vor allem für die Reputation des Energieträgers Erdgas desaströs.

Da auch die Bundesnetzagentur in Deutschland nur von dem plangemäßen Rückgang bis 2030 ausgeht, scheint kein „Plan B“ [2] zu existieren – d. h. ein Katalog fristgerecht umzusetzender Maßnahmen für den Fall, dass eine Reduktion oder komplette Einstellung der Groningen-Produktion früher oder massiver als aktuell erwartet eintreten sollte.

Mögliche Maßnahmen in Deutschland

In den letzten Jahren wurde in Deutschland die Umstellungsrate erhöht und der NEP Gas angepasst. Wenn aber eine weitere Erhöhung der Umstellungsrate nicht möglich sein sollte, birgt dies die Gefahr in sich, dass ein politischer Meinungsumschwung in den Niederlanden, welcher z. B. als Konsequenz erneuter Erdbeben im Groningen-Gebiet eintreten könnte oder eine bindende richterliche Entscheidung, die Groningen-Produktion umgehend komplett einzustellen, eine umfassende Änderung dieser Szenarien bedingte. Im Rahmen des Konsultationsprozesses zum Netzentwicklungsplan 2018-2028 sehen die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch inzwischen hohe Investitionen für die Markt-raumumstellung von L-Gas auf H-Gas vor.

Ob die bereits seit 2012 stattfindenden Gespräche zwischen Vertretern der Regierungen von Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg und den Niederlanden (sog. Penta-Gespräche) dies berücksichtigen, wurde nicht veröffentlicht [3].

Angesichts des dargestellten Risikos einer Versorgungskrise sind kurzfristige Maßnahmen – auch mit Unterstützung von BNetzA und BMWi – durchzuführen, um die Konsequenzen einer solchen potenziellen Versorgungskrise möglichst zu mindern. Zu den Maßnahmen gehören neben weiterer Stickstoffkonditionierung in den Niederlanden:

- Soweit möglich Beschleunigung und Vorziehen der Umstellung von L- auf H-Gas.
- Errichtung zusätzlicher Konversionsanlagen: Ausbau der Konvertierung von H-Gas zu L-Gas z. B. durch Beimischung von Stickstoff.
- Eine Alternative zur Errichtung „konventioneller“ Konditionierungsanlagen, wäre die verstärkte Nutzung von Stickstoff aus stickstoffreichen Erdgaslagerstätten – als preisgünstige Stickstoffquelle – und direkte Nutzung des Stickstoffs zur Konditionierung im Transportnetz. Diese „Methode“ könnte evtl. auch kostengünstiger dargestellt werden als die Errichtung einer Konditionierungsanlage.
- Ferner dürfte auch der Ausbau von Transportkapazitäten an erwarteten Engpässen notwendig werden. Auch dieser dürfte aufgrund der Vorlaufzeiten bei plötzlicher oder forcierter Reduktion der L-Gas Verfügbarkeit nicht rechtzeitig umsetzbar sein.
- Eine Erhöhung der deutschen L-Gas Produktion (ggf. durch Fracking) könnte ebenfalls zur Lösung des Problems in Betracht gezogen werden. Allerdings dürfte Fracking politisch wenig Aussicht auf Erfolg haben.

Die meisten dieser Maßnahmen benötigen längere Umsetzungszeiten und müssten daher, unter Berücksichtigung politischer, technischer und wirtschaftlicher Restriktionen, umgehend auf den Weg gebracht werden.

Konsequenzen und sofortige individuelle Vorkehrungen

Im Fall der (vorzeitigen) Reduktion der L-Gas Verfügbarkeit muss, entlang der Lieferkette für Erdgas innerhalb Deutschlands, unterschieden werden zwischen den Konsequenzen für Erdgasimporteure, regionale Ferngasgesellschaften und regionale Versorger, Stadtwerke und Endkunden sowie für Transportnetz-, Distributionsnetz- und Speicherbetreiber.

Ungeachtet der skizzierten technischen Maßnahmen ergeben sich Konsequenzen, vor allem vertraglicher Natur. So haben z. B. Erdgasimporteure grundsätzlich aufgrund der langfristigen Bezugsverträge einen Anspruch auf Lieferung von L-Gas durch die niederländischen Erdgasexporteure, allen voran GasTerra B.V. Analog haben Ferngasgesellschaften, Regionalverteiler und Stadt

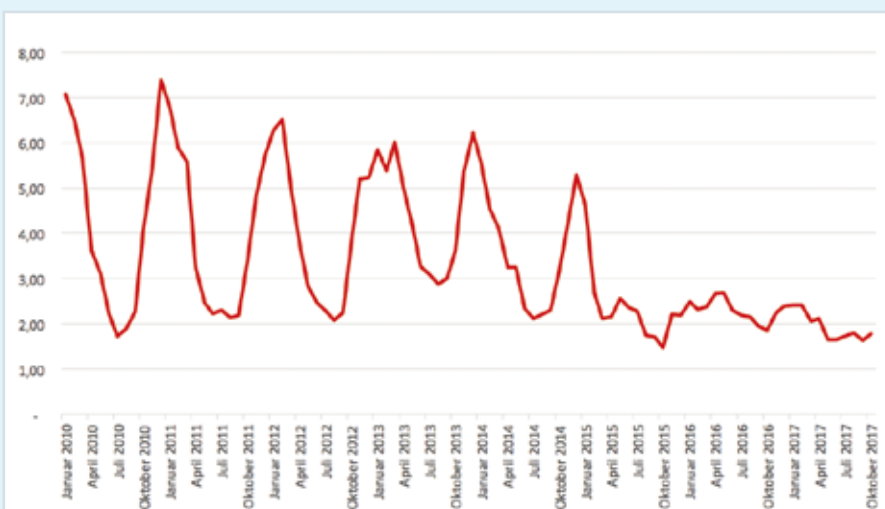


Abb. 3 Erdgasproduktion Groningen – Darstellung der Monatsmengen (in Mrd. m³/Monat) seit Anfang 2010 [8]

werke einen Anspruch gegenüber ihren Lieferanten [4]. Sollte aber dennoch eine Einstellung der Produktion in den Niederlanden erfolgen,

■ stünde (trivialerweise) kurzfristig nicht genügend L-Gas zur Versorgung der Kunden in Nordwesteuropa zur Verfügung. Da in den Niederlanden aber nur beschränkte Möglichkeiten bestehen, die Umstellung durchzuführen, ist davon auszugehen, dass primär die niederländischen Exporte – auch nach Deutschland – reduziert werden.

■ könnte von den Produzenten und in der Konsequenz auch von den Unternehmen der jeweils vorgelagerten, d. h. liefernden Handelsstufe versucht werden die Höhere Gewalt-Klausel [5] als Grund zur Beendigung oder Einstellung der Verträge bzw. einer Änderung der Vertragsbedingungen (z.B. Mengenreduzierung oder ggf. Umstellung in eine H-Gas-Lieferverpflichtung) heranzuziehen. Sollte es zu einer derartigen (vorzeitigen) Reduktion von L-Gas auf allen Stufen kommen folgte u.a.

- Reduktion der im Markt verfügbaren Erdgasmengen,
- Preisanstieg insbesondere von L-Gas,
- Anstieg der Konvertierungsentgelte weit über die üblichen Größenordnungen,
- Reduktion/Gefährdung der Versorgungssicherheit [6] sowie
- ein zu erwartender Imageverlust für Erdgas als Energieträger im Allgemeinen.

Ungeachtet dessen ist aber davon auszugehen, dass selbst wenn von den Produzenten „Höhere Gewalt“ in Anspruch genommen werden würde und diese von den Importeuren bestritten würde (oder in Analogie hierzu auf den nachgelagerten Stufen), die diesbezüglichen Verhandlungen bzw. Verfahren langwierig sein werden.

■ würde die im Markt verfügbare Flexibilität reduziert. Durch die Einstellung der flexiblen L-Gas-Produktion in Groningen könnte es auch zu einer Reduktion der Flexibilitätsverfügbarkeit in Deutschland kommen. Dies könnte zur Konsequenz haben,

- (zumindest kurzfristig) H-Gas-Speicher zu L-Gas Speichern konvertiert werden (müssten) (allerdings nur, wenn überhaupt noch genügend L-Gas verfügbar ist) und

– der Wert der Flexibilität und somit der Speicher in Deutschland ansteige.

■ müssten Erdgasmengen (H-Gas) aus anderen Quellen beschafft werden.

■ könnten Engpässe bei Transportkapazitäten auftreten und in lokaler L-Gas Knappheit münden.

■ müssten ggfs. die Verträge mit Unternehmen der nachgelagerten Stufen umgestellt werden (Qualität, Mengen, Flexibilität, Messung, Abrechnung).

■ müssten Transportverträge zwischen Händlern und Netzbetreibern umgestellt werden, denn das in den jeweiligen Teilnetzen transportierte Erdgas entspräche ggfs. nicht den bisherigen vertraglichen Anforderungen.

■ erhöhte sich die Anzahl der Restriktionen für die Portfoliooptimierung der Händler und ein Anstieg der Erdgaspreise, auch jener für H-Gas wäre nicht unwahrscheinlich.

Schließlich würde sich bei einer möglichen L-Gas Versorgungskrise die Frage stellen, wer letztlich welche Verantwortung trägt, insbesondere dafür, dass keine ausreichenden Vorkehrungen getroffen wurden.

Als Konsequenz des oben Gesagten ist den Marktteilnehmern auf allen Stufen anzuraten, ihre individuelle Risikoposition in Bezug auf die hier dargelegten Herausforderungen systematisch zu identifizieren und zu analysieren und daraus geeignete Maßnahmen insbesondere technischer und vertraglicher Natur abzuleiten und umzusetzen (Bestandsaufnahme, Ausfallszenarien, Risikoanalyse Netz sowie Gaseinkaufs- und -verkaufsverträge, Identifikation und Bewertung Handlungsoptionen, Maßnahmenplanung und Umsetzung).

Urteil des höchsten niederländischen Verwaltungsgerichts

Am 15.11.2017 erging das Urteil des höchsten niederländischen Verwaltungsgerichts gegen das niederländische Wirtschafts- und Klimaministerium (WKM) in Sachen Groningen Gasproduktion. Geklagt hatten rd. 20 verschiedene Parteien, die u.a. eine vollständige Einstellung der Groningen L-Gas Produktion gefordert hatten.

Die Entscheidungen des WKM vom September 2016 und die Ergänzungsentscheidung vom Mai 2017 wurden aufgehoben. Diese Entscheidung gestattete NAM in einem Normaljahr 21,6 Mrd. m³ L-Gas aus dem Groningen Feld in den nächsten fünf Jahren zu fördern. Das WKM wurde zu einer neuen Entscheidung zur Förderhöhe in Groningen verpflichtet. Diese muss hinreichend gut in Hinblick auf die Erdbebenrisiken und die Erfordernisse zur Versorgungssicherheit begründet sein. Dafür wurde dem WKM eine Frist von einem Jahr eingeräumt. Bis zu einer Entscheidung hat das Gericht die derzeitige Fördermenge von 21,6 Mrd. m³/a übergangsweise festgelegt.

Aus kommerzieller und strategischer Sicht ist hervorzuheben, dass das Gericht die Notwendigkeit der Versorgungssicherheit akzeptiert, allerdings ist diese in Relation zu den Risiken und der Laufzeit der Entscheidung zu bewerten. In diesem Zusammenhang stellt das Gericht die Frage, unter welchen Umständen weniger L-Gas gefördert werden sollte, als diejenigen Mengen, die für die Versorgungssicherheit erforderlich sind, bzw. welche Möglichkeiten bestehen, um die Mengen für die Versorgungssicherheit zu reduzieren. Zu diesen Optionen zählen beispielsweise die von den Klägern vorgetragenen vorzeitigen Umstellungen, Wechsel des Energieträgers, niedriger Bedarf durch Energieeffizienz und Absatzrückgang, sowie Aussagen von Engie, dass Frankreich weniger L-Gas benötige, während die Exporte von L-Gas nach Deutschland von GTS zuletzt um 1,5 Mrd. m³/a höher erwartet werden. Welche Konsequenzen ergeben sich aus dem Urteil des Gerichtes für den deutschen Markt?

■ Die L-Gas Verfügbarkeit in den Niederlanden und für Deutschland dürfte für das Jahr 2017/18 gesichert sein.

■ Ab dem Jahr 2018/19 ist das Produktionslimit in Groningen und die L-Gas Verfügbarkeit für den deutschen Markt aber offen.

Der Kelch einer gerichtlichen Produktions- und daraus folgend Liefereinschränkung ist am 15.11.2017 an uns zunächst vorbeigegangen; die grundsätzlichen Risiken bleiben jedoch bestehen.

Anmerkungen

[1] Mit Ausnahmen in einem Kaltjahr sowie bei technischen Problemen im Transportsystem.

[2] S. hierzu auch: energate Meldung vom 15.06.2017 über Konferenz der Arbeitsgemeinschaft Erdgasumstellung (ARGE EGU) in Bielefeld unter der Überschrift „L-Gas-Umstellung auf Kante genährt“.

[3] Wim van 't Hof (2017) (L-gas in the Netherlands: current situation and future outlook, Ministry of Economic Affairs, NL, Gas Market Unit, Energy Market &

Innovation Directorate) erwähnt die Penta-Gespräche ohne Hinweis auf deren Ergebnisse.

[4] Analoge Ansprüche bestehen für die Verträge zwischen Transport- und Distributionsnetzbetreibern.

[5] Sog. „Force Majeure“.

[6] Und in diesem Zusammenhang könnte auch ein abrechnungstechnisches Problem auftreten. Denn in einzelnen lokalen (Distributions-)Netzen könnten die Regelungen der DVGW G 685 verletzt werden. Hiernach sind Schwankungen des Brennwertes > 2 % in lokalen Netzen von den einspeisenden Unternehmen

zu vermeiden. Denn beim Endverbraucher erfolgt eine Volumenmessung aber eine energetische Abrechnung.

[7] ENTSOG (2017): Gas Regional Investment Plan 2017, North West GRIP, Main Report, S. 67.

[8] NAM (Zugang: Januar 2018), www.nam.nl

M. Karasz, THE ENERGY HOUSE GmbH, Leipzig; Dr. Dr. A. M. Pustišek, 2Pi-Energy GmbH, Stuttgart; Dr. C. Merkel, Merkel Energy GmbH, Essen
karasz@the-energy-house.eu

Stadtwerke 2030: Zukunftsfähig durch neue Kooperationen und Geschäftsmodelle

Die großen Herausforderungen kommunaler Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Deutschland – mehr Regulierung, fortschreitende Digitalisierung, zunehmender Wettbewerb und sinkende Gewinne – können sie am besten durch neue Kooperationen lösen. Das ist eines der wichtigsten Erkenntnisse aus der Studie „Stadtwerke 2030“, die die Wirtschaftsprüfungs- und Beratungsgesellschaft PricewaterhouseCoopers (PwC) mit Unterstützung des Verbands kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) erstellt hat. Für das umfassende Meinungs- und Stimmungsbild wurden Vorstände, Geschäftsführer und andere Topmanager von 300 kommunalen EVU befragt. Im Fokus standen das aktuelle Marktumfeld sowie strategische Handlungsoptionen. „Um die Chancen aus der Digitalisierung sowie der Energie- und Verkehrswende zu nutzen, sollten kommunale EVU sich vor allem für Kooperationen öffnen“, sagt Sven-Joachim Otto, mitverantwortlicher Studienautor und Partner bei PwC Legal. „Dafür könnten sich auch bislang branchenfremde Unternehmen eignen, beispielsweise aus den Bereichen Elektromobilität oder Smart Energy“.

Die Studie ergab außerdem, dass die befragten Stadtwerke-Topmanager in der konventionellen Energieerzeugung keine aussichtsreiche strategische Option mehr sehen. Dieses Geschäftsfeld wird ihrer Ansicht nach

am ehesten von Rückgängen betroffen sein, da hier die Ergebnisse in allen klassischen Wertschöpfungsstufen zunehmend unter Druck geraten. Da Schließungen oder Verkäufe kaum möglich sind, erhoffen mehr als 75 % der Befragten eine staatlich regulierte Lösung für die Netz- und Kraftwerksreserve. Zwar sehen die Befragten die regenerative Energieversorgung positiver. Doch der intensive Wettbewerb mit Finanzinvestoren und branchenfremden Marktteilnehmern resultiert ebenfalls in nicht mehr ausreichenden Renditen. Dasselbe gilt für den Energiehandel mit seiner steigenden Wettbewerbsintensität, hohen Transparenz und seinem hohen Automatisierungsgrad. Die Renditen im Vertrieb sind dagegen noch relativ stabil, aber die Digitalisierung und der zunehmende Wettbewerb erhöhen auch hier den Rationalisierungsdruck. Zudem führt die Energiewende zu einer veränderten Netzinfrastruktur. 92 % der Befragten sehen aufgrund des politischen Willens, die Verbraucherpreise nicht ansteigen zu lassen, Regulierungsdruck und dadurch sinkende Netzrenditen als zentrales Risiko.

Weitere Informationen:

www.pwc.com/stadtwerke2030

Stromversorgung durch Nachbarn gesichert?

Die deutsche Energiepolitik setzt darauf, dass sich Nachbarländer innerhalb der EU in Engpasssituationen durch grenzüberschreitenden Stromaustausch gegenseitig aushelfen. Das Thema Versorgungssicherheit scheint damit gelöst. Kann sich eine neue Bundesregierung sicher wöhnen, über die Stilllegung von gesicherter Leistung aus Kohlekraftwerken zu entscheiden, obwohl sich Deutschland bereits 2020 nicht mehr allein sicher mit Strom versorgen können wird. Hinzu kommt, dass es zur Entwicklung der Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa keine oder kaum koordinierte Studien und Monitoring-Aktivitäten gibt.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) stützt seine Aussagen zur künftigen Stromversorgungssituation auf ein Gutachten, welches 2015 Versorgungssicherheit erstmals europäisch bewertet hat und zu dem Ergebnis kommt, die Versorgungssicherheit bliebe bis 2025 gewahrt [1, 2].

Dem Gutachten wurde die wahrscheinliche Entwicklung an den europäischen Strommärkten nach ENTSO-E zu Grunde gelegt. Die Vereinigung europäischer Übertragungsnetzbetreiber selbst weist allerdings in ihrem aktuellen Bericht zur Versorgungssicherheit in Europa eine Unterdeckung von 5 GW für das Jahr 2025 in Frankreich, Belgien, den Niederlanden, Luxemburg, Deutschland, Österreich, der Schweiz sowie Italien aus.

Das BMWi hat in seinem Monitoring-Bericht – neben der europäischen Betrachtung – die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland bis 2019 abgeschätzt und geht von Überkapazitäten aus. Der aktuelle Bericht der für die Systemstabilität in Deutschland gesetzlich verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Leistungsbilanz 2016–2020 zeigt dagegen, dass sich die noch in der Vergangenheit reichlich vorhandenen gesicherten Stromerzeugungskapazitäten bereits 2020 soweit reduzieren, dass sich Deutschland nicht mehr allein sicher mit Strom versorgen kann [3, 4].

Auch im Szenariorahmen der ÜNB zum Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) [5] besteht in allen Szenarien, welche die wahrscheinliche Entwicklung in den Bereichen erneuerbarer und konventioneller Erzeugung, Stromverbrauch und Höchstlast sowie die energiepolitischen Rahmenbedingungen abbilden, für 2030 und 2035 eine erhebliche nationale Unterdeckung gesicherter Leistung von 14,5 GW bis zu 25,8 GW [6] (siehe Abb.).

Die von der Bundesregierung geplante Ausschreibung einer Kapazitätsreserve von 2 GW

für den Zeitraum 2019 bis 2025 wird kaum ausreichen, die Kapazitätslücke zu schließen. Außerdem muss der Verlauf der geplanten Ausschreibung unter Beweis stellen, dass innerhalb des europäischen Strombinnenmarktes hinreichend Erzeugungskapazität zur Verfügung steht. Inwiefern ausländische Erzeugungskapazitäten

über die deutschen Netzkuppelstellen diese Unterdeckung ausgleichen können, ist bisher laut ÜNB nicht vertiefend analysiert worden. Die als kritisch anzusehende Größenordnung der Lastunterdeckung hebt jedoch die Notwendigkeit umfassenderer und grenzüberschreitender Analysen deutlich hervor. Die Entwicklung der

TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung nach Primärenergieträgern	Rate der nicht-einsetzbaren Leistung	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Nicht einsetzbare Leistung (inkl. Revisionen)		143,6 GW	163,9 GW	175,1 GW	175,1 GW
davon Kernenergie	5 %	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
davon Braunkohle	9 %	1,0 GW	0,9 GW	0,9 GW	0,8 GW
davon Steinkohle	9 %	1,7 GW	1,3 GW	0,9 GW	0,9 GW
davon Erdgas	7 %	2,3 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,7 GW
davon Mineralölprodukte	9 %	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
davon sonstige konventionelle Erzeugung	9 %	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
davon Wind onshore	99 %	59,3 GW	68,5 GW	69,3 GW	72,7 GW
davon Wind offshore	97 %	13,8 GW	14,5 GW	16,7 GW	18,4 GW
davon Photovoltaik	100 %	57,3 GW	68,3 GW	72,8 GW	71,3 GW
davon Biomasse / Biogas	35 %	2,2 GW	2,2 GW	2,2 GW	1,9 GW
davon sonstige erneuerbare Energiequellen	50 %	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
davon Laufwasser	75 %	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW
davon Speicher	20 %	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
davon Pumpspeicher	20 %	1,9 GW	1,9 GW	2,2 GW	2,3 GW
davon sonstige Speicher	20 %	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
davon Kapazitätsreserve [nicht eindeutig zuweisbar]	7 %	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
Verfügbare Leistung inkl. Reservekraftwerke		78,9 GW	74,5 GW	71,8 GW	75,6 GW
Reserve für Systemdienstleistungen		3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW
Gesicherte Leistung inkl. Reservekraftwerke		75,3 GW	70,9 GW	68,2 GW	72,0 GW
Jahreshöchstlast		91,8 GW	96,9 GW	100,0 GW	98,9 GW
davon Übertragungsnetzverluste		1,8 GW	1,9 GW	2,0 GW	1,9 GW
Verfügbares Lastminderungspotenzial		2,0 GW	4,0 GW	6,0 GW	5,0 GW
Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotenzial		89,8 GW	92,9 GW	94,0 GW	93,9 GW
Verbleibende Leistung		-14,5 GW	-22,0 GW	-25,8 GW	-21,9 GW
Theoretisch maximal verfügbare Importkapazitäten*		42,0 GW	42,0 GW	42,0 GW	45,0 GW
Theoretisch maximal verfügbare Exportkapazitäten*		39,0 GW	39,0 GW	39,0 GW	43,0 GW

* Insbesondere zum Zeitpunkt hoher Stromnachfrage kann davon ausgegangen werden, dass die tatsächlichen Austauschmöglichkeiten mit dem Ausland deutlich reduziert und geringer als der theoretische Maximalwert sind.

Abb. Leistungsbilanz zum Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2030 (Version 2019)
Quelle: Szenariorahmen der ÜNB zum Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019)

Jahreshöchstlasten, die durch die angestrebte nationale Sektorkopplung deutlich höher sein können, sowie die Entwicklung der Kapazitäten im In- und Ausland sei genau zu beobachten [7] fordern die Netzbetreiber.

Auch ENTSO-E weist darauf hin, dass koordinierte Studien und Monitoring-Aktivitäten für die Darstellung von systemweiten Effekten erforderlich sind. Andernfalls können kaum verlässliche Vorhersagen über künftige Versorgungssicherheitsniveaus getroffen und ein klareres Bild über zukünftige Systembedingungen erlangt werden.

Da die gesicherte Leistung abnimmt und das deutsche Stromsystem zunehmend durch witterungsabhängige Stromerzeugungsanlagen gekennzeichnet sein wird (Windenergieanlagen tragen lediglich 1% , PV-Anlagen 0 % zur gesicherten Leistung bei), wird Deutschland bereits mittelfristig von Stromimporten abhängig sein. Jedoch zeigen die Daten von ENTSO-E, dass durch die in den Nachbarländern ebenfalls stark rückläufigen gesicherten Kapazitäten und einen hohen Gleichzeitigkeitsgrad beim Stromverbrauch ausreichende Importe nicht gewährleistet sind. Nicht nur bestehen Hochlastsituationen in den Ländern Zentral- und Westeuropas oft gleichzeitig, auch wetterbedingte Effekte treten in bestimmten Regionen zeitgleich auf. Darüber hinaus können weitere Sondereffekte, wie z.B. eine technische oder politische Gasknappheit zu

einer Verschärfung der Situation beitragen [8]. Dennoch herrscht in Europa allgemein die Überzeugung, dass sich jedes Land auf das andere verlassen kann.

Risiken für die Versorgungssicherheit ergeben sich aus Stilllegungen aus technisch-wirtschaftlichen Gründen sowie aus der Regulierung des Erzeugungsmarktes. Stilllegungen von Stromerzeugungskapazitäten haben nicht nur Auswirkungen auf das Land, in dem sie eintreten, sondern auch auf die benachbarten Regionen innerhalb des europäischen Strombinnenmarktes. Daher kann selbst in Ländern, in denen keine Risiken bestehen, die Versorgungssicherheit gefährdet sein, wenn sich die Zuverlässigkeit in den Nachbarländern verschlechtert [9].

In einer 2017 vorgelegten, von der Umweltorganisation Greenpeace beauftragten Studie heißt es, dass in jedem zweiten Jahr mindestens eine zweiwöchige kalte Dunkelflaute auftritt. Eine historische Betrachtung zeigt, dass sich die angespannte Situation über ganz Kontinentaleuropa erstreckt. Selbst bei ausreichenden Grenzkuppelkapazitäten existiere ein europäischer Ausgleichseffekt nur sehr bedingt. Würde beispielsweise die deutsche Braunkohleverstromung vorzeitig beendet, reichen die berücksichtigten Zubauten an Grenzkuppelkapazitäten nicht aus, um die Versorgungssicherheit während einer kalten Dunkelflaute zu gewährleisten [10].

Quellen und Anmerkungen

- [1] Monitoring-Bericht des BMWi nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Juli 2016.
- [2] Consentec GmbH und r2b energy consulting GmbH: Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: Länderübergreifendes Monitoring und Bewertung, 2015.
- [3] Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020; Stand: 31.10.2017.
- [4] Die Prognose der verbleibenden Leistung weist für Januar 2020 erstmals eine Unterdeckung von 0,5 GW auf. Ohne Berücksichtigung der Reservekraftwerke sinkt die verbleibende Leistung 2019 auf - 5,8 GW und 2020 auf - 8,3 GW. Dabei wird vorausgesetzt, dass Inbetriebnahmen im konventionellen Bereich planmäßig erfolgen.
- [5] Szenariorahmen der ÜNB zum Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; Stand: Januar 2018.
- [6] Unter Berücksichtigung regenerativer Erzeugung und Lastminderungspotenzial.
- [7] Vgl. Szenariorahmen der ÜNB zum Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; Stand: Januar 2018; S. 98.
- [8] Vgl. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020; Stand: 31.10.2017, S. 28.
- [9] Vgl. ENTSO-E: Mid-Term Adequacy Forecast – 2017 Edition.
- [10] Vgl. Energy Brainpool: Kalte Dunkelflaute- Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter, Juni 2017.

„et“-Redaktion

Klimaschutz als Motor für Investitionen

Gut gemachte Klimapolitik kann stärker zu einer stabilen, wachsenden Wirtschaft beitragen als bisher angenommen. Denn durch CO₂-Preise sinken nicht nur die Treibhausgas-Emissionen. Weil zugleich die Rendite von fossilen Energieträgern sinkt, steigen umgekehrt die Investitionen in Anlagen und Maschinen, Infrastrukturen sowie Forschung und Entwicklung in anderen Wirtschaftszweigen. So werden nicht nur Klimaschäden vermieden – es kann auch der Wohlstand langfristig verbessert werden. Das haben Wissenschaftler des Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) herausgefunden.

Die entsprechende Studie „Capital beats coal: how collecting the climate rent increases aggregate investment“ haben sie im angesehenen Fachmagazin *Journal of Environmental Economics and Management* veröffentlicht. Mit einem mathematischen Beweis widerlegen die Ökonomen Jan Siegmeier, Linus Mattauß und Ottmar Edenhofer die häufige Darstellung, dass entschlossene Umweltpolitik zur „De-Industrialisierung“ führe. Sie beweisen damit eine Vermutung des Ökonomen Martin Feldstein, nach der die Besteuerung von Ressourcenrenten die Kapitalakkumulation erhöht.

Dafür haben die Wissenschaftler ein etabliertes Modell der ökonomischen Theorie des Wirtschaftswachstums auf die aktuelle Klimapolitik angewendet. Die neuen Erkenntnisse treiben die Debatte über die CO₂-Bepreisung voran und weiten sie von Klimaschutz-, Effizienz- und Verteilungsfragen auf die Auswirkungen auf Vermögenswerte und Finanzmärkte aus. Bislang lag in diesem Kontext der Fokus oft auf negativen Effekten für fossile Vermögen. Nun werden auch positive Aspekte von CO₂-Preisen wie etwa die relative Aufwertung anderer Anlagemöglichkeiten stärker in den Blick genommen. „Wir sollten Emissionshandelssysteme, wie etwa in Europa das EU ETS, so reformieren, dass die Einnahmen dazu benutzt werden, die Bürger zu entlasten, oder für staatliche Investitionen“, sagt MCC-Direktor Edenhofer, der auch Chefökonom am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) ist. „Wir können zeigen, dass dann allein schon durch die Auktionierung mehr Wirtschaftswachstum geschaffen wird.“

Weitere Informationen unter:

www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0095069617308707,