

# DIE VERSORGUNG EUROPAS MIT ERDGAS

ERDGAS BIETET KEINE LANGFRISTIGE ALTERNATIVE ZUM ERDÖL, DENN DIE VERSORGUNGSPROBLEME BEIM ERDGAS KÖNNTEN BEREITS ENDE DIESES JAHRZEHNTS BEGINNEN.

In den vergangenen Jahren hat der Erdgasverbrauch in Deutschland von allen fossilen Energieträgern am stärksten zugenommen. Begünstigt wurde dies durch dessen angenehme Eigenschaften: Ist die Leitungsinfrastruktur erstmalig aufgebaut, so lässt sich Erdgas fast so bequem wie Strom zum Verbraucher transportieren. Die verstärkte Nutzung von Erdgas wird auch unter Umwelt- und Klimagesichtspunkten begrüßt. Es ist emissionsarm, verbrennt ohne Rußbildung und hat zudem von allen fossilen Energieträgern die geringsten Kohlendioxidemissionen. Diese betragen 40% weniger als bei der Kohle und im Vergleich zum Erdöl beläuft sich die Reduktion immer noch auf fast 30%.

Der Bau neuer Kraftwerke ist relativ kostengünstig und schnell, sowohl die Stromerzeugung, als auch die dezentrale Nutzung zur Kraft-Wärme-Erzeugung erfolgen mit hohem Wirkungsgrad. Daher wird es gleichermaßen bei überregionalen und kleinen kommunalen Stromerzeugern ebenso wie bei Umweltschützern unter Klimagesichtspunkten favorisiert für eine Übergangstrategie auf dem Weg zur langfristig regenerativen Energieerzeugung.

## Hohe Erwartungen an das Erdgas

Seit 1990 hat sich der Anteil von Erdgas an der deutschen Primärenergieversorgung von 15% auf fast 23% erhöht. Die heimische Förderung ist über diesen Zeitraum um 20% gefallen, die Importe haben sich von 55 Mrd. m<sup>3</sup> auf über 90 Mrd. m<sup>3</sup> erhöht. Im gleichen Zeitraum ist der Anteil von Erdöl von 35% nur leicht auf etwas weniger als 34% gefallen.

Viele Menschen sind daher der Ansicht, dass über die kommenden Jahrzehnte Erdgas weiterhin Erdöl substituieren werde. Insbesondere die Klimapolitik setzt stark auf einen verstärkten Erdgas-einsatz.

Im folgenden sollen einige Aspekte

skizziert werden, die erahnen lassen, dass dieser Substitutionsprozess vielleicht nur von kurzer Dauer sein wird.

## Erdgas und seine Besonderheiten

Zunächst ist Erdgas im Unterschied zu Erdöl sehr flüchtig. Daher sind langfristige Lieferbeziehungen zwischen den Förderregionen und den Verbraucherstaaten entstanden, die über Leitungen miteinander verbunden sind. Eine Änderung dieser Strukturen erfordert lange Vorlaufzeiten.

Es haben sich deshalb voneinander unabhängige regionale Märkte herausgebildet: Die größten in Nordamerika, Europa mit Verbindungen nach Nordafrika und Zentralasien, sowie China, Korea und Japan. Korea und Japan müssen alles Erdgas verflüssigt (sog. LNG) mit Schiffen vor allem aus Indonesien, Malaysia und Australien importieren. Auch beim Flüssiggastransport haben sich feste bilaterale Beziehungen etabliert, deren Änderung langer Vorlaufzeiten bedarf. Heute werden etwa 7% des weltweiten Erdgasbedarfs in Form von LNG gehandelt. In Deutschland hat LNG einen Anteil um die 3% am gesamten Gasbedarf.

## Erdgas in Europa

In Europa erlebte die Erdgasnutzung seit der Entdeckung des größten Gasfeldes bei Groningen 1959 einen Boom. Bereits im Jahr 1977 erreichte die niederländische Gasförderung ihren Höhepunkt. Seither ist die Förderung um 30% zurückgegangen. Erst 2000 erreichte Großbritannien sein regionales Fördermaximum, seither ist die Förderung ebenfalls um fast 30% zurückgegangen.

Die „Interconnector“ Pipeline, die Großbritannien mit dem europäischen Festland verbindet, war vor 10 Jahren mit der offiziellen Begründung gebaut worden, schottisches Erdgas auch für andere europäische Staaten verfügbar machen zu wollen. Tatsächlich aber dient diese

Leitung heute fast ausschließlich zum Import von Erdgas nach Großbritannien.

Bei fallender eigener Förderung ist der Gasverbrauch in Europa (EU25) seit 2000 um über 10% gestiegen. Einen wichtigen Beitrag hierzu liefert die rasante Ausweitung der norwegischen Gasförderung. Ähnlich schnell wie vor Jahren in Großbritannien wird heute in Norwegen die Gasförderung ausgebaut. Seit 1995 hat sich die jährliche Fördermenge von 27 Mrd. m<sup>3</sup> auf über 95 Mrd. m<sup>3</sup> erhöht. Eine weitere Erhöhung ist durch die Förderaufnahme des großen Fundes im „Ormen-Lange“-Feld zu erwarten, die vermutlich in diesem Frühjahr erfolgen wird. Doch es ist bereits heute absehbar, dass zwischen 2010 und 2015 in Norwegen das Fördermaximum überschritten werden wird. Die statische Reichweite der norwegischen Reserven ging von über 100 Jahren (1995) rasch auf 30 Jahre zurück (2007).

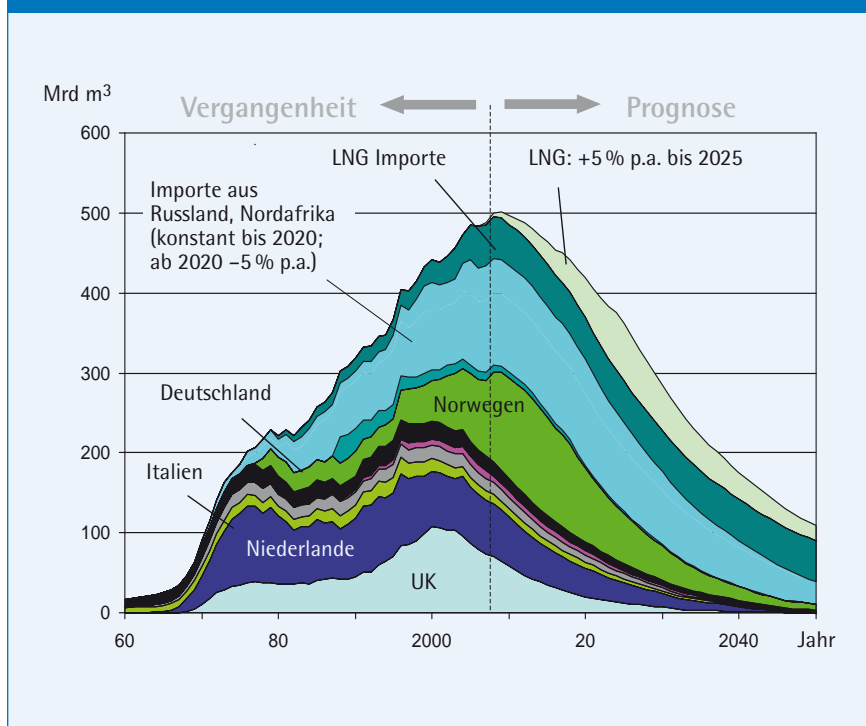
Es ist eine vage Hoffnung, zu glauben, dass verstärkte Importe aus anderen Regionen dies werden ausgleichen können.

## Prognose der Produktion

Die Abbildung auf der nächsten Seite zeigt, wie die Entwicklung der Gasförderung in Europa in den kommenden Jahrzehnten vermutlich verlaufen wird, wenn keine außergewöhnlich großen neuen Funde erfolgen. Das ist zwar nicht ausgeschlossen, aber unwahrscheinlich. Insbesondere innerhalb der kommenden 10–15 Jahre sind, angesichts der langen Vorlaufzeiten neuer Projekte, bei den Produktionsmengen keine großen Überraschungen zu erwarten.

Vermutlich wird innerhalb der kommenden 20 Jahre die europäische Gasförderung einschließlich Norwegens auf weniger als die Hälfte des heutigen Wertes zurückgehen. Dieses Defizit muss durch rasch steigende Importe aus anderen Regionen ausgeglichen werden. Ob das innerhalb der verfügbaren Zeit und ange-

## Prognose der europäischen Erdgasversorgung



sichts der Gasreserven realistisch ist, muss allerdings stark bezweifelt werden. Dabei spielen mehrere Faktoren eine Rolle:

- der finanzielle und zeitliche Aufwand für den Ausbau der benötigten Infrastrukturen,
- die zunehmende Konkurrenz um das verbleibende Gas angesichts neuer Märkte,
- die Reservesituation in den potentiellen Exportstaaten.

Um das Gasdefizit bis 2030 auszugleichen müssen neue Importkapazitäten von etwa 200 Mrd. m<sup>3</sup> aufgebaut werden. Heute sind im wesentlichen drei größere Pipelineprojekte in Planung:

- die Ostseepipeline (Baltic Pipeline), die bei St. Petersburg an bestehende Leitungen angebunden werden wird
- die „Nabucco“-Pipeline, die über die Türkei den Zugang zu Erdgas aus dem Iran und vom Kaspischen Meer unter Umgehung von Russland sichern soll
- die sog. „South Stream“-Pipeline, die auf Initiative Russlands Bulgarien mit dem Kaspischen Raum verbinden soll.

Die beiden letzteren Leitungen werden heute vor allem als Konkurrenzprojekte gesehen. Seit 2002 ist die Nabucco-Pipeline in Planung. Frühestens 2011 wird das erste Gas erwartet, im Endausbau ist eine Kapazität von etwa 30 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr geplant.

Die Grafik unterstellt, dass die Gasimporte bis 2020 konstant bleiben werden und danach mit 5% pro Jahr zurückgehen werden. Das ist keine Prognose, sondern ein Szenario, um deutlich zu machen, wie groß das Versorgungsdefizit wird, falls nicht erhebliche Anstrengungen in zusätzliche Importkapazitäten erfolgen. Dabei geht es nicht um 2 oder 3 neue Leitungsstränge, sondern eher um vier, 8 oder 10 Leitungen, die heute noch gar nicht angedacht sind.

Darüber hinaus ist der Ausbau der Importkapazität von Flüssiggas geplant. Doch angesichts des geringen Anteils von LNG wird selbst eine jährliche Ausweitung um 5% keinen großen Einfluß auf die Versorgungssituation Europas haben. In der Grafik ist angenommen, dass dieser Ausbau bis 2025 anhalten wird.

### Die verbleibenden Reserven

Von den heute geschätzten 180 Billionen m<sup>3</sup> Erdgasreserven liegt mehr als die Hälfte in Russland, Iran und Katar. Russland fördert seit langem bereits Erdgas und ist heute der größte Förderstaat mit ca. 610 Mrd. m<sup>3</sup>, wovon etwa 150 Mrd. m<sup>3</sup> nach Europa exportiert werden.

Die größten russischen Erdgasfelder haben bereits das Fördermaximum überschritten und sind seit einigen Jahren im Förderrückgang. Verbleibende Reserven liegen zum Teil in diesen Feldern, aber auch in wenigen großen Feldern nördlich des Polarkreises und in kleineren Feldern abseits des Transportnetzes. Somit sind

große Investitionen erforderlich, um diese Gasreserven für die Märkte zu erschließen. Darüber hinaus nimmt auch der Eigenbedarf Russlands wieder deutlich zu. Fasst man diese Probleme zusammen (Rückgang der Gasförderung in großen alten Feldern, hoher Erschließungsaufwand für neue Felder, steigender Eigenbedarf, steigende Konkurrenz mit asiatischen Gasverbrauchern), so kann nicht erwartet werden, dass die Gasexporte nach Europa in den kommenden Jahren deutlich ausgeweitet werden.

Sowohl Iran als auch Katar gehören zu den gasreichsten Ländern dank eines einzigen Gasfeldes, das im Arabischen Golf liegt, und dessen nördliche Hälfte auf iranischem Gebiet als „South Pars“ bekannt ist. Die südliche Hälfte wird in Katar als „North Field“ bezeichnet.

Obwohl der südliche Teil bereits 1971 entdeckt wurde, gibt es bis heute kaum belastbare Explorationsbohrungen. Die Angabe der Reserven wurde anhand weniger Probebohrungen auf das gesamte, mehrere tausend Quadratkilometer große Gebiet hochgerechnet. Die Angaben werden heute als überhöht angezweifelt, nachdem eine neuere Explorationsbohrung innerhalb des vermeintlichen Feldes nicht auf Gas stieß. Manche Skeptiker gehen heute davon aus, dass sich nur etwa 1/3 der als Reserve deklarierten Gasmenge auch tatsächlich als förderbar erweisen wird.

### Fördermaximum um 2025

Doch selbst, wenn man die offiziellen Reserveangaben (25 Billionen m<sup>3</sup>) zugrunde legt und alle oben geäußerten Bedenken beiseite schiebt, dann dürfte bei derzeitigem Verbrauchsanstieg die weltweite Gasförderung um das Jahr 2025 das Fördermaximum erreichen. Angesichts der oben geäußerten Differenzierungen muss aber erwartet werden, dass in Europa (und auch weltweit) bereits wesentlich früher Versorgungengpässe auftreten, und man sollte nicht überrascht sein, wenn bereits gegen Ende dieses Jahrzehnts Versorgungsprobleme beginnen.

### ZUM AUTOR:

► Werner Zittel ist Vorstandsmitglied der ASPO Deutschland e.V

[www.aspo-deutschland.org](http://www.aspo-deutschland.org)