

Hohe Investitionen in die Gasinfrastruktur benötigt

Zur Befriedigung der lokalen Gasnachfrage werden neue Förderstätten und Pipelines gebraucht. Auch der Bau von Importterminals ist im Gespräch.

04.03.2020

Von Heiko Stumpf | Sydney

- ▶ [Gasfelder in Queensland sollen den Süden mitversorgen](#)
- ▶ [Das Beetaloo-Becken könnte zu einem großen Gas-Hub aufsteigen](#)
- ▶ [Auch der LNG-Import entwickelt sich zur Option](#)

Australien benötigt eine massive Investitionswelle, um einen drohenden Gasmangel an der Ostküste zu verhindern. Diese beherbergt rund 80 Prozent der Bevölkerung des Landes. Besonders hart betroffen sind die südöstlichen Bundesstaaten New South Wales (NSW), Victoria, South Australia (SA) und Tasmanien. Bislang wird deren Gasbedarf zu über 70 Prozent aus Offshore-Feldern in der Bass-Meerenge zwischen Tasmanien und dem australischen Festland gedeckt. Aufgrund schwindender Reserven wird die Produktion in den kommenden Jahren jedoch stark zurückgehen.

Nach Prognosen des Australian Energy Market Operator droht selbst bei Berücksichtigung bereits geplanter Projekte ab 2024 eine erste Versorgungslücke. Diese könnte sich bis 2030 auf etwa 300 Petajoule (PJ) ausweiten, was rund zwei Dritteln der prognostizierten Nachfrage entspricht.

Zwar verfügt Australien auch über große Offshore-Gasvorkommen im Westen des Landes, die Förderanlagen sind aufgrund der großen Entfernungen jedoch nicht mit dem östlichen Gasnetz verbunden und produzieren in erster Linie für den Export. Als Ausweg bleiben deshalb nur hohe Ausgaben zur Erkundung und Erschließung von Gasvorkommen in den östlichen Bundesstaaten.

In NSW hofft das Unternehmen Santos noch im Jahr 2020 grünes Licht für das etwa 2,1 Milliarden US-Dollar (US\$) teure Narrabri-Projekt zu bekommen. Dieses könnte mit seinen Kohleflözgasreserven (Coal Seam Gas, CSG) bis zu 50 Prozent des Gasbedarfes von NSW decken (70 Petajoule). Santos konnte zwar schon einige Abnahmeverträge mit Industriekunden wie Brickworks schließen, die Genehmigung des Vorhabens ist aufgrund strenger Umweltvorschriften jedoch um Jahre verzögert. Begleitend zu Narrabri plant die APA Group den Bau der 460 Kilometer langen Western Slopes Pipeline, die rund 350 Millionen US\$ kosten soll.

Darüber hinaus gibt es im Südosten Australiens kaum Projekte zur Erschließung inländischer Gasquellen. Victoria verfügt zwar über bedeutende Vorkommen, allerdings gilt dort seit 2014 ein Moratorium für die Gasexploration. Dieses läuft Ende Juni 2020 aus, könnte jedoch verlängert werden.

Gasfelder in Queensland sollen den Süden mitversorgen

Als einzige Lösung bleibt deshalb nur, mehr Gas aus dem nordöstlichen Bundesstaat Queensland (QLD) gen Süden zu pumpen. In den dortigen Surat, Bowen und Galilee Basins lagern etwa 90 Prozent aller wahrscheinlichen Gasreserven der australischen Ostküste. In den kommenden Jahren wird es aufgrund einer Vielzahl bereits geplanter Projekte zu umfangreichen Investitionen kommen.

Ausgewählte Gasprojekte in Queensland

HOHE INVESTITIONEN IN DIE GASINFRASTRUKTUR BENÖTIGT

Projekt	Investitionssumme (in Mio. US\$)	Anmerkung
Ironbark (Australia Pacific LNG)	1.500 1)	CSG-Projekt im Surat Basin mit Reserven von 129 PJ, mögliche Realisierung bis ca. 2023
Surat Gas Project (Arrow Energy)	7.000	CSG-Projekt im Surat Basin mit Reserven von 500 PJ, mögliche Realisierung bis ca. 2026
Bowen Gas Project (Arrow Energy)	700	CSG-Projekt im Bowen Basin, noch frühe Planung
Western Surat Gas Project (Senex Energy)	150 2)	CSG-Projekt im Surat Basin mit Reserven von 468 PJ, mehrere Phasen, 1. Phase Roma North bis 2020
Glenaras Gas Project (Galilee Energy)	1.700	CSG-Projekt im Galilee Basin mit Reserven von 5.300 PJ, mögliche Realisierung ab 2022

1) Schätzung; 2) Anfangsphase, Schätzung

Quelle: Recherchen von Germany Trade & Invest 2020

Die Regierung von QLD will 2020 Bohrrechte auf einer Fläche von 7.000 Quadratkilometern vergeben. Eine dauerhafte Lösung bietet der Gastransfer aus QLD jedoch nicht. Denn der Bundesstaat beheimatet in der Stadt Gladstone auch drei große Exportanlagen für Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) mit einer Gesamtkapazität von rund 25 Millionen Tonnen pro Jahr. Die Lagerstätten in QLD reichen nicht aus, um langfristig sowohl die LNG-Anlagen als auch die Nachfrage aus dem Südosten des Landes zu bedienen.

Deshalb bahnt sich ein Konflikt an. Die nationale Regierung in Canberra will mit einem Gas Reservation Scheme dafür sorgen, dass ein bestimmter Anteil der Gasförderung verbindlich für den australischen Markt reserviert ist. Die Betreiber der [LNG-Anlagen](#) fürchten hingegen, dass ihre Kapazitäten nicht mehr ausgelastet und langfristige Abnahmeverträge nicht mehr erfüllt werden können.

Das Beetaloo-Becken könnte zu einem großen Gas-Hub aufsteigen

Der Blick dürfte sich deshalb verstärkt auf das Northern Territory richten. Im Beetaloo Basin werden Schiefergasvorkommen von bis zu 500 Billionen Kubikfuß vermutet. Ein Fracking Moratorium wurde 2018 aufgehoben. Origin Energy konnte 2019 daraufhin die erste Probebohrung vornehmen und weitere Unternehmen wie Santos oder Empire Energy dürften 2020 folgen.

Durch Ausbau der Northern Gas Pipeline könnte das Beetaloo Basin auch mit der Gasinfrastruktur in QLD verbunden werden. Der Betreiber Jemena beziffert die Kosten für eine Rohrleitung zum Wallumbilla Gas Hub auf rund 2,7 Milliarden US\$. Die Kapazität könnte bei 700 Terajoule pro Tag liegen. Als Folgeprojekt soll die 820 Kilometer lange Queensland Hunter Pipeline von Wallumbilla nach Newcastle in NSW entstehen (mögliche Kapazität 400 Terajoule pro Tag).

Auch der LNG-Import entwickelt sich zur Option

Während der Gastransfer aus dem Norden eine langfristige Option ist, setzen andere Projektentwickler auf den Import von LNG, um die Gasversorgung im Südosten Australiens sicherzustellen. Insgesamt befinden sich vier Vorhaben für den Bau von LNG-Importterminals in der Planung, wobei Branchenkenner jedoch nur Chancen für die Umsetzung von

HOHE INVESTITIONEN IN DIE GASINFRASTRUKTUR BENÖTIGT

höchstens zwei Projekten sehen. Noch fehlt es den Entwicklern an Abnahmeverträgen, so dass die Investitionsentscheidungen ausstehen.

Geplante LNG-Importterminals

Projekt	Investitionssumme (in Mio. US\$)	Anmerkung
Australian Industrial Energy	200	Port Kembla (NSW), 100 bis 200 PJ pro Jahr
AGL Energy	175	Crib Point (Victoria), 100 PJ pro Jahr
Epik (Südkorea)	410	Newcastle (NSW), 110 PJ pro Jahr
Venice Energy	140	Pelican Point (SA), bis zu 120 PJ pro Jahr

Quelle: Recherchen von Germany Trade & Invest 2020

Mehr zu:

Australien
Öl, Gas / Gas-, Ölversorgung, Pipelines
Branchen

Kontakt

Annika Pattberg

Wirtschaftsexpertin

 +49 228 24 993 359

 [Ihre Frage an uns](#)

Alle Rechte vorbehalten. Nachdruck – auch teilweise – nur mit vorheriger ausdrücklicher Genehmigung. Trotz größtmöglicher Sorgfalt keine Haftung für den Inhalt.

© 2021 Germany Trade & Invest

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.