

BEDEUTENDE ERDGASFUNDE VOR OSTAFRIKA

Mosambik und Tansania als zukünftige Erdgasexporteure

Dieter Franke, Jürgen Messner, Peggy Schulz und Manuel Hublitz

1 EINLEITUNG

Neue Erdgasfunde vor den Küsten der beiden ostafrikanischen Länder Mosambik und Tansania zeigen ein ganz erhebliches Potenzial von vier Billionen Kubikmetern Erdgas auf. Das ist mehr als doppelt so groß wie die Erdgasressourcen Norwegens. Noch vor wenigen Jahren hätte niemand derartig große Vorkommen in Ostafrika für möglich gehalten. Jetzt sind die beiden Staaten auf dem Weg, global bedeutende Exportländer für Erdgas zu werden.

Die Erdgas-Vorkommen wurden überwiegend im Rovuma-Becken, im Grenzgebiet vor der Küste von Mosambik und Tansania im Tiefwasser (bis 500 m Wassertiefe¹) und Tiefstwasser (500-1500 m Wassertiefe¹) entdeckt. Zu den Funden kam es durch die Anwendung technischer Innovationen bei den geophysikalischen Erkundungsmethoden, der Reflexionsseismik und der seismischen Interpretation. Darüber hinaus haben die Fortentwicklungen in der Tiefwasser-Bohrtechnik und eine optimierte Identifikation von Bohrzielen im Untergrund wesentlich zu besseren Explorationsergebnissen beigetragen. Eine Grundlage des Erfolgs liegt aber auch in der Anwendung klassischer geologischer Methoden, die ein zunehmend besseres Verständnis der komplexen tektonischen Entwicklung Ostafrikas ermöglichten.

Mit diesen Erdgasfunden streben Mosambik und Tansania auf globalem Maßstab einen vorderen Platz unter den Exportnationen für Erdgas in verflüssigter Form (LNG²) an.

Dieser Beitrag gibt einen kurzen Abriss der Entwicklung der Erdöl- und Erdgasexploration in Mosambik und Tansania und beleuchtet die geologische Entwicklung der Küstenländer als Grundlage der Entstehung von Erdgaslagerstätten. Eine mögliche Nutzung als verflüssigtes Erdgas, sowie entwicklungspolitische Aspekte der Erdgasfunde werden ebenfalls diskutiert.

2 ERDGAS IN MOSAMBIK

Die Erdöl- und Erdgasexploration in Mosambik begann schon im Jahr 1904. Das Pande-Erdgasfeld wurde im Jahr 1961 rund 600 km nördlich der Hauptstadt Maputo an Land entdeckt. Die Buzi- und Temane-Erdgasentdeckungen in der Nachbarschaft folgten 1962 und 1967. Zusammen haben diese Felder Erdgasressourcen von 156 Milliarden (Mrd.) Kubikmetern und gingen 2004 in Produktion.

Die erste Lizenzrunde für Offshore-Gebiete vor der Küste von Mosambik fand im Jahr 2000 statt. Damals wurden vor allem Lizenzblöcke im Sambesi-Delta des Mosambikbeckens vergeben. Das südafrikanische Unternehmen Sasol machte 2003 mit der Bohrung Njika im Block 16/19 die erste Entdeckung

¹ Commodity Top News 35; BGR 2011

² Liquefied Natural Gas

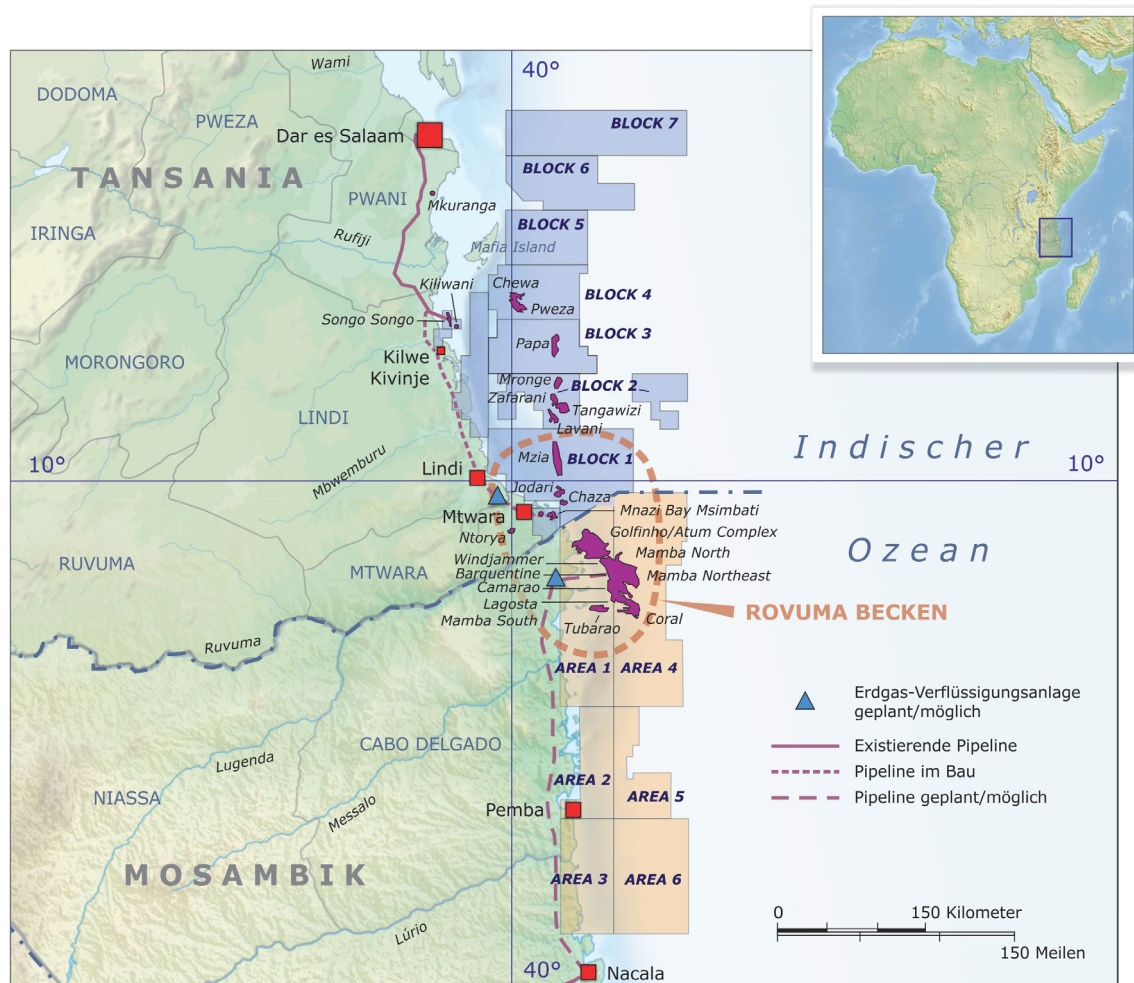


Abb. 1: Offshore-Lizenzblöcke im Indischen Ozean vor Mosambik und Tansania mit den größten Erdgasfunden, Pipelines und Erdgas-Verflüssigungsanlagen (LNG).

einer kleineren Erdgaslagerstätte nahe der Küste, aus der aber bislang nicht gefördert wird.

Der Durchbruch kam im Jahr 2010 mit der Entdeckung des Erdgasfeldes Windjammer in 1463 m Wassertiefe im Rovuma-Becken (Abb. 1), nahe der Grenze zu Tansania durch das US-amerikanische Unternehmen Anadarko. Eine Bohrung durchteufte in circa 3500 m Tiefe unterhalb des Meeresbodens ein fast 170 m mächtiges Erdgasreservoir in unterkämmernden Sandsteinen, die vor etwa 60 Millionen Jahren abgelagert wurden. Weitere bedeutende Neufunde in Area 1 (Abb. 1) im mosambikanischen Teil des Rovuma-Beckens folgten kurz darauf mit Lagosta, Tubarao, Camarao und Golfinho/Atum in der Nachbar-

schaft. Die förderbaren Erdgasressourcen in der gesamten Area 1 liegen nach Einschätzung von Anadarko bei mindestens 900 Mrd. Kubikmetern. Die Bohrung Ironclad traf etwa 113 km südlich des Erdgasfeldes Windjammer außer Erdgas auch 38 m mächtige erdölgesättigte kretazische Sandsteine an. Im Jahr 2011 entdeckte das italienische Unternehmen ENI das Erdgasfeld Mamba South in Area 4 des Rovuma-Beckens. Erneut gab es in der Nachbarschaft mit Mamba North/Northeast und Coral weitere bedeutende Funde und die Mambafelder entwickeln sich nach Unternehmensangaben mit geschätzten Gasvorkommen von über zwei Billionen (Bill.) Kubikmetern zum bedeutendsten Block in diesem Gebiet. Eine Produktion aus diesen

Feldern wird aber voraussichtlich nicht vor dem Ende des Jahrzehnts einsetzen (EIA 2013).

Weitere Firmen sind im Rovuma-Becken aktiv. So kaufte 2013 das chinesische Staatsunternehmen China National Petroleum Corporation (CNPC) 20 % des Anteils von ENI an Block 4. Neben den Hauptakteuren Anadarko und ENI sind in bestehenden und neu vergebenen Konzessionen eine Vielzahl internationaler Erdölunternehmen und kleiner Energiegesellschaften sowie afrikanische und asiatische Staatsunternehmen beteiligt. Dazu gehören unter anderem Statoil, Total, ENH, Galp, Kogas, Mitsui, Bharat, Tullow und Petronas (LEDESMA 2013).

Alleine die in den letzten Jahren neu entdeckten technisch förderbaren Erdgasressourcen von Mosambik summieren sich nach Firmenangaben auf fast drei Bill. Kubikmeter. Dazu sind weitere Erdgasfunde in einer ähnlichen Größenordnung wahrscheinlich, sodass die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) die Ressourcen auf insgesamt 5,2 Bill. Kubikmeter schätzt (BGR 2013).

3 ERDGAS IN TANSANIA

In Tansania begann die Exploration auf Erdöl und Erdgas bereits 1952, jedoch wurde erst 1974 mit der Entdeckung des 'Songo Songo'-Erdgasfeldes ein wirtschaftlich bedeutsamer Fund erzielt. Mangelnde Aufbereitungs- und Transportinfrastruktur und die vergleichsweise abgelegene Lage des Vorkommens führten dazu, dass die Produktion von Erdgas erst 30 Jahre nach Entdeckung der 'Songo Songo'-Lagerstätte begann. Das 1982 entdeckte Erdgasfeld Mnazi Bay wurde 2006 in Betrieb genommen.

Derzeit werden etwa eine Mrd. Kubikmeter Erdgas jährlich aus zwei Feldern gefördert ('Songo Songo', Mnazi Bay; Abb. 1). Das 'Songo Songo'-Erdgasfeld liegt im Flachwasserbereich

der gleichnamigen Insel, rund 200 km südlich der Großstadt Daressalam, etwa 15 km vor der Küste Tansanias. Die Lagerstätte besteht aus bis zu 155 m mächtigen, marinen Sandsteinen der Unterkreide mit einer durchschnittlichen Porosität von über 20 %. Das Erdgas aus 'Songo Songo' wird über eine 25 km lange Offshore-Pipeline und eine 207 km lange Onshore-Pipeline nach Daressalam transportiert, wo es hauptsächlich zur Stromerzeugung genutzt wird.

Das Erdgasfeld Mnazi Bay liegt 27 km südöstlich der Stadt Mtwara in der Mnazi-Bucht ganz im Süden von Tansania. Die Förderung erfolgt aus deltaischen Sandsteinen des Känozoikum, die vor etwa 30 Millionen Jahren abgelagert wurden und heute Porositäten um die 20 % aufweisen. Im Jahr 2007 kam das in der Nähe liegende Feld Msimbati dazu. Das Erdgas wird über eine 27 km lange Pipeline von Mnazi Bay/Msimbati nach Mtwara befördert, wo es zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Künftig soll es aber auch zur Energieerzeugung bei der Zement- und Düngemittelproduktion sowie zur Herstellung petrochemischer Produkte genutzt werden.

An Land und im Flachwasserbereich wurden weitere Erdgas-Funde erzielt, die wirtschaftlich bedeutend aber mangels Infrastruktur noch nicht in Förderung gegangen sind. Dazu gehört das 2007 entdeckte Feld Mkuranga, 50 km südlich von Daressalam sowie das ein Jahr später im Süden von 'Songo Songo' entdeckte Feld Kiliwani. 2012 wies die etwa 40 km südwestlich des Mnazi Bay-Erdgasfeldes abgeteufte Bohrung Ntorya-1 Erdgas und Kondensat in Unterkreide-Sedimenten nach.

Die erschlossenen Erdgasreserven Tansanias belaufen sich auf lediglich 37 Mrd. Kubikmeter, was zum Vergleich etwa 30 % der Erdgasreserven Deutschlands entspricht. Die Erdgasressourcen sind allerdings recht umfangreich und werden von der BGR auf insgesamt 1,4 Bill. Kubikmeter geschätzt (BGR 2013), wobei sich der Großteil im Tief- und Tiefstwasser befindet.

Im Jahr 2010 entdeckten das britische Unternehmen BG Group (BG) und Ophir Energy (Ophir), eine auf Afrika fokussierte relativ junge Erdölfirma mit Hauptsitz in London, das erste Erdgas in känozoischen Sandsteinen im Block 4 vor der Küste Tansanias. Die Fundbohrung Pweza-1 liegt 85 km offshore in einer Wassertiefe von 1400 m und durchbohrte eine fast 60 m mächtige gasführende Schicht im Känozoikum. Dieser Fund beflügelte die Explorationsaktivitäten vor Tansania. Noch im selben Jahr wurden BG und Ophir, die auch Konzessionsinhaber der Blöcke 3 und 1 sind, mit der Bohrung Chewa-1 in Block 4 nordwestlich von Pweza, ebenfalls im Känozoikum, fündig.

2011 war die Bohrung Chaza-1 in Block 1, ganz im Süden Tansanias, in einer Wassertiefe von 950 m im Känozoikum erfolgreich (Abb. 1). 2012 wiesen weitere Bohrungen (Jodari-1 und Mzia-1/2) in diesem Block die Prospektivität der Oberkreide nach.

Im selben Jahr wurde die erste Bohrung in Block 3 abgeteuft. In einer Wassertiefe von 2186 m erbohrte Papa-1 eine 89 m mächtige gasgesättigte Abfolge von Sandsteinen und konnte wie zuvor Mzia-1 eine Gasführung in der Oberkreide im Bereich des Kontinentalhanges nachweisen. Nach Angaben der Konzessionsinhaber BG und Ophir belaufen sich die in den Blöcken 1, 3 und 4 bisher nachgewiesenen gewinnbaren Ressourcen auf eine Größenordnung von rund 425 Mrd. Kubikmeter Erdgas.

Bereits Anfang 2012 fand ein Konsortium, bestehend aus der norwegischen Statoil und der US-amerikanischen ExxonMobil, Erdgas in Block 2 in etwa 2500 m Wassertiefe. Die Fundbohrung Zafarani-1 traf auf eine 120 m mächtige erdgasführende Lagerstätte mit hohen Porositäten und Permeabilitäten. Weitere Bohrungen folgten und bestätigten die signifikante Erdgasführung in Sedimenten des Känozoikum und der Kreide in Block 2 (Abb. 1), dessen nachgewiesenen Ressourcen auf rund 425 Mrd. Kubikmeter Erdgas geschätzt wer-

den. Allerdings unterstreichen die nicht fündigen Bohrungen Zeta-1 und Mlinzi Mbali-1 in den nördlich von Block 4 liegenden Konzession 5 und 7 die Komplexität der geologischen Verhältnisse.

Insgesamt wurden in den Offshore-Blöcken 1 bis 4 etwa 950 Mrd. Kubikmeter an Erdgasressourcen bereits nachgewiesen. Weitere Funde sind in diesen Blöcken, sowie in den sich nördlich und östlich anschließenden, bisher nur unzureichend explorierten Offshore-Konzessionen, zu erwarten. Die BGR schätzt, dass noch etwa 450 Mrd. Kubikmeter an Erdgasressourcen gefunden werden können.

4 KURZER ABRISS DER GEOLOGISCHEN ENTWICKLUNG OSTAFRIKAS

Erdgas wurde in den Sattelstrukturen und in Sedimentfächern der Kreidezeit (142 – 65 Millionen Jahre) und des Unteren Känozoikum (65 – 24 Millionen Jahre) gefunden. Unklar ist noch, aus welchen tieferen Stockwerken das Erdgas in diese Fallenstrukturen eingewandert ist. Es könnte entweder durch erdgashöfliche, etwa kohlige Muttergesteine generiert worden sein, oder durch die thermische Umwandlung von Erdöl in Erdgas bei zunehmender Versenkung entstanden sein. Im letzteren Fall wären zukünftig auch Erdölfunde zu erwarten. Aus geologischer Sicht kommen für die Erdgasvorkommen vor Tansania und Mosambik vor allem erdöhlöfliche jurassische und kretazische marine Muttergesteine, aber auch die wesentlich früher abgelagerten und überwiegend erdgashöflichen Karoo-Sedimente in Frage. Erbohrt wurde keines der potenziellen Muttergesteine, da diese zu tief versenkt wurden, als dass sie heutzutage ohne enormen Aufwand und extreme Kosten mit Bohrungen erreicht werden könnten. Daher werden vor

allem Basisinformation, wie genau sich das Aufbrechen Gondwanas vollzog und wann an welcher Stelle marine Sedimente abgelagert wurden, die Grundlage für weitere Konzepte der Erdöl- und Erdgasexploration bilden.

Die Kontinentränder und die Küsten von Mosambik und Tansania entwickelten sich mit dem Aufbrechen des Großkontinents Gondwana im mittleren Jura, vor etwa 165 Millionen Jahren. Gondwana war in der Erdfrühzeit entstanden und umfasste die heutigen Kontinente Afrika mit der arabischen Halbinsel, Antarktika, Australien, Indien und Südamerika, sowie die Insel Madagaskar (Abb. 2). Seit dem späten Karbon, vor etwa 300 Millionen Jahren, wurden zuerst vornehmlich Tiefseesedimente und ab dem Perm terrestrische Sedimente im Vorland des Kap-Gebirgszuges Südafrikas, mit dem die Silhouette Kapstadts bestimmenden Tafelberg, abgelagert, die als Karoo-Gruppe bekannt sind. Abschnitte der permo-karbonischen marinen Sedimentabfolge gelten als Erdöl- und Erdgasmuttergesteine, während die terrestrischen Abfolgen durch mächtige Kohlelagen ein Erdgasmuttergestein bilden können.

Extensiver Vulkanismus am Ende der Karoo-Abfolge markiert den beginnenden Zerfall Gondwanas im frühen Jura. Madagaskar löste sich zusammen mit Indien vom afrikanischen Kontinent und wurde entlang einer großräumigen Blattverschiebungszone nach Süden geschoben. Die damit verbundene Dehnung führt zur Entstehung



Abb. 2: Plattentektonische Situation im Oberjura, vor ca. 150 Mio. Jahren, zum Zeitpunkt des Aufbrechens Gondwanas. Mit dem Einströmen des Tethysmeeres in die entstehende Grabenzone zwischen Madagaskar und Ostafrika kommt es zur Ablagerung organisch-reicher Tonsteine.

des Somali-Beckens im westlichen Indischen Ozean und des Mosambik-Beckens zwischen Madagaskar und Mosambik/Südafrika (Abb. 2). In die sich senkenden Becken wurden zunehmend marine Sedimente einschließlich erdölhaltiger Muttergesteine abgelagert. In der frühen Kreidezeit war die Süddrift Madagaskars beendet und es bildeten sich passive Kontinentränder entlang der Küsten von Mosambik und Tansania, die

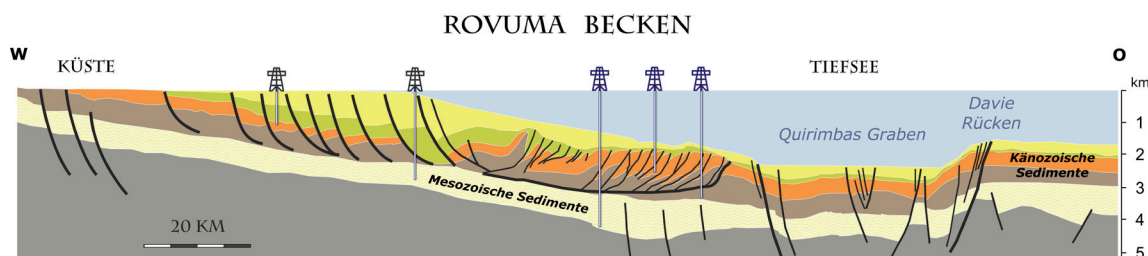


Abb. 3: Schematischer geologischer Schnitt von der Küste bis in die Tiefsee über das Rovuma Becken an der Grenze von Tansania zu Mosambik. Über Sedimentfolgen des Jura und der Kreide (Mesozoikum) mit zwischengelagerten Muttergesteinen liegen mächtige und stark deformierte känozoische Schichten. Die Erdgasvorkommen wurden überwiegend in stratigraphischen Fallen in Sedimentschichten der Oberkreide und in strukturellen Fallen in Überschiebungszonen des unteren Känozoikums entdeckt.

allmählich mit terrestrischen und marinen Sedimenten bedeckt wurden (MAHANJANE & FRANKE 2014).

Bewegung brachte erst wieder die Entwicklung des Ostafrikanischen Grabensystems im frühen Miozän, vor etwa 20 Millionen Jahren. Die damit einhergehende Hebung Ostafrikas führte zu vermehrtem Sedimenteintrag und zu einem großräumigen Abrutschen der auf dem Kontinentrand Tansanias und Mosambiks lagernden Sedimente (MAHANJANE & FRANKE 2014). Große Sedimentpakete glitten langsam seewärts, wo sie zu einem untermeerischen Faltengürtel zusammengestaucht wurden (Abb. 3), in dessen Fallen sich das Erdgas ansammelte.

5 ERDGASINFRASTRUKTUR, PIPELINES UND VERFLÜSSIGTES ERDGAS

Fehlende Infrastruktur bleibt eines der größten Probleme in der Entwicklung des Erdgassektors und der Nutzung der Energierohstoffe Mosambiks und Tansanias.

Der lokale Erdgasverbrauch in Mosambik ist gegenwärtig gering und auf die Großstädte Beira und Maputo beschränkt. Im Jahr 2012 betrug er gerade einmal 0,2 Mrd. Kubikmeter (BGR 2013), wird aber voraussichtlich in den nächsten Jahren steigen. Gegenwärtig produziert Mosambik jährlich etwa 3,8 Mrd. Kubikmeter Erdgas aus den lange bekannten Onshore-Feldern Pande und Temane, die beide vom südafrikanischen Konzern Sasol betrieben werden. Der überwiegende Teil des Erdgases wird seit 2004 über eine 865 km lange Pipeline nach Südafrika exportiert.

Mangelnde Aufbereitungs- und Transportkapazitäten in Tansania sind der Grund, warum die steigende Nachfrage an Erdgas in Daressalam, der mit Abstand größten Stadt des Landes, nicht bedient werden kann. Deshalb plant

die tansanische Regierung, eine neue Erdgas-Aufbereitungsanlage nahe 'Songo Songo' zu errichten und die Kapazität der Aufbereitungsanlage in Mnazi Bay ebenfalls deutlich zu erhöhen. Zurzeit laufen die Bauarbeiten an einer etwa 532 km langen Pipeline vom Erdgasfeld Mnazi Bay ganz im Süden Tansanias über die Städte Mtwara und Somanga Fungu (Anschluss an das Erdgasfeld 'Songo Songo') bis Daressalam (Abb. 1). Mit der Fertigstellung des Projektes wird Anfang 2015 gerechnet. Derzeit werden die in Tansania produzierten Erdgasmengen lokal verbraucht. 2012 war Erdgas mit 47 % Anteil an der Elektrizitätserzeugung neben Wasserkraft einer der Hauptenergieträger – Tendenz steigend.

Die enormen Erdgasfunde im Tief- und Tiefstwasser vor Mosambik und Tansania könnten diese Region zu einem weltweit bedeutenden Exporteur von LNG werden lassen. Das Erdgas ist ausgesprochen trocken und erfordert wenig Aufbereitung. Die Entfernung der Vorkommen von weniger als 50 km zur Küste ist ein weiterer Vorteil, obschon große Investitionen erforderlich sind. Aufgrund der fehlenden Pipeline-Verbindungen vom Erdgasproduzenten zu den Verbrauchern und den großen möglichen Fördermengen, wird vor allem über einen Transport des Erdgases in verflüssigter Form als LNG nachgedacht. Bei der Verflüssigung von Erdgas bei minus 161,5°C werden 600 Kubikmeter Erdgas in einen Kubikmeter verflüssigtes Erdgas umgewandelt. In diesem Zustand können große Mengen LNG in speziellen Tankschiffen mit isolierten Lagertanks transportiert werden.

Im Jahr 2012 wurden etwa eine Bill. Kubikmeter Erdgas und damit rund 31 % der weltweiten Erdgasförderung grenzüberschreitend gehandelt (ohne Transithandel), davon 32 % (328 Mrd. Kubikmeter) als verflüssigtes Erdgas. Hinter Katar war Malaysia 2012 der zweitgrößte Exporteur von LNG.

Die Nachfrage nach verflüssigtem Erdgas wird insbesondere bei den sich rasant entwickelnden

den asiatischen Staaten in den nächsten Dekaden steigen. Die geografische Lage von Mosambik und Tansania macht diese Länder zu geeigneten Standorten für Lieferungen nach Ostasien. Beide Länder konkurrieren um die erste LNG-Anlage in Ostafrika. Eine Vielzahl, – auch europäischer – Konzerne engagieren sich. In Tansania arbeiten der norwegische Konzern Statoil mit der britischen Gesellschaft BG und Ophir zusammen, um eine Verflüssigungsanlage zu errichten, während das gleiche Vorhaben für Mosambik von den Gesellschaften Anadarko und der italienischen ENI übernommen werden könnte. Erste Lieferungen sind aber voraussichtlich nicht vor dem Ende der Dekade zu erwarten und die Kosten belaufen sich auf mehrere Zehner-Milliarden Euro, ein Vielfaches des Bruttoinlandsproduktes Mosambiks und Tansanias (LEDESMA 2013).

6 ENTWICKLUNGSPOLITISCHE CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN FÜR TANSANIA UND MOSAMBIK

Es ist unbestreitbar, dass sich für Mosambik und Tansania mit den aktuellen Erdgasfunden große Möglichkeiten eröffnen, diese zu Gunsten der Bevölkerung zu nutzen und einen wichtigen Beitrag zur sozio-ökonomischen Entwicklung beider Länder zu leisten. Jedoch bergen die Funde auch Risiken und es besteht eine Vielzahl von Herausforderungen, diese Funde für den Staat und seine Bevölkerung in Wert zu setzen.

Die Potenziale für die sozio-ökonomische Entwicklung ergeben sich vor allem durch die Staatseinnahmen aus der Vergabe von Lizenzen, Förderabgaben und dem Verkauf des Erdgases. Potenziale für die lokale wirtschaftliche Entwicklung bestehen aber auch im Rahmen von Beschäftigungsmöglichkeiten für die loka-

le Bevölkerung in der Zulieferung von Gütern und Dienstleistungen für Großprojekte im Erdgassektor. Auch im Rahmen der lokalen und regionalen Nutzung zur Stromerzeugung und zur Energieversorgung (Brennstoff) kann Erdgas wesentlich zur Entwicklung beider Länder beitragen.

Der Realisierung dieser Potenziale stehen jedoch einige Herausforderungen gegenüber. Diese bestehen vor allem in der mangelhaften Infrastruktur sowie unzureichenden Kapazitäten staatlicher Institutionen zur Implementierung dieser Maßnahmen. Es ist zudem unwahrscheinlich, dass die Erwartungen aller Interessensgruppen in der Bevölkerung, von den Erdgasfunden zu profitieren, gleichzeitig erfüllt werden können.

Um einen langfristigen Beitrag zur Entwicklung zu leisten, ist es nötig, dass die energetische Nutzung der Erdgasvorkommen sowie die Devisen aus dem Verkauf in eine nachhaltige nationale Energie-, Haushalts- und Planungsstrategie eingebettet werden. Zum Entwickeln solcher Strategien ist eine belastbare Abschätzung von Ressourcen und Reserven unabdingbar. Hier ist der Staat mit seinen geowissenschaftlichen Institutionen gefragt. Die Energieministerien der beiden Länder können zwar die Förderung des Erdgases durch die Regulierung der Lizenzvergabe an Erdgasfördergesellschaften prinzipiell steuern, bei der Bewertung der Erdgasressourcen einzelner Blöcke sind die Behörden jedoch von den Explorationsergebnissen dieser Gesellschaften abhängig. Für die entsprechenden staatlichen Stellen sowohl in Mosambik als auch in Tansania ist die Regulierung des sich rasant entwickelnden Erdgassektors eine große Herausforderung. Oftmals fehlt es an den entsprechenden technischen und auch geowissenschaftlichen Kapazitäten. Es besteht daher die Gefahr eines Expertise-Gefälles zwischen Privatwirtschaft und Staat, welches in Mosambik und Tansania die Steuerung des Erdgassektors im Sinne einer nachhaltigen Energie- bzw. Finanzpolitik erschwert.

Politische, administrative, personelle und technische Kapazitäten in Mosambik und Tansania sollten also gestärkt werden, denn nur durch eine strategiegeleitete, wissensbasierte Steuerung von Energie- und Finanzsektor kann die bestmögliche Erkundung, Erschließung und Förderung der Erdgasvorkommen gewährleistet werden.

7 LITERATUR

BGR (2011): Commodity Top News 35 - Erdölförderung in großen Wassertiefen. http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/Commodity_Top_News/Energie/35_Erdoelfoerderung.html?nn=1542330

– (2013). Energiestudie 2013 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. 110 S. http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=5

MAHANJANE, E. S. & FRANKE, D. (2014). The Rovuma Delta deepwater fold-and-thrust belt offshore Mozambique, Tectonophysics 614, 91-99.

LEDESMA, D. (2013). East Africa Gas – Potential for export. NG 74. University of Oxford, The Oxford Institute for Energy Studies: 36.

EIA (2013). Emerging East Africa Energy. Report, 22 S..

IMPRESSUM

Herausgeber:

© **Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Februar 2014**

B1.3 Geologie der Energierohstoffe, Polargeologie
Bundesanstalt für Geowissenschaften
und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover

E-Mail: energierohstoffe@bgr.de
www.bgr.bund.de