KSH
Energy Fund III

KSH bietet einen Fonds mit einem definierten Zielinvestment in Erdöl- und Erdgasquellen an. Die Zusammenarbeit mit den Partnern ist aus dem Vorgängerfonds etabliert, für das Investment liegen positive Gutachten vor. Insgesamt bietet der Fonds ein sehr gutes Chancen-Risiko-Verhältnis.

Von **Philip Nerb**,
MFC, Analyst, Mitglied bei Mensa in Deutschland e. V.

Der Initiator

Die KSH Capital Partners AG, Hamburg, wurde 2000 gegründet. Das Hauptbetätigungsfeld lag bis 2005 im Bereich Unternehmensbeteiligung und -beratung. Der vorliegende Fonds ist das dritte Angebot des Hauses, Nachfolger eines im Juni 2011 geschlossenen nahezu baugleichen Fonds. Die Entscheidungsträger und Gründer können eine große Erfahrung in der Risikoanalyse und Beteiligungsevaluation vorweisen. Im Bereich Öl- und Gasförderung liegt eine Eigenexpertise seit 2006 vor. Das Fondsmanagement verfügt durch die Vorgängerfonds über ein qualifiziertes und stetig wachsendes Netzwerk in der US-amerikanischen Öl- und Gasindustrie. Der erlebte Außenauftritt ist professionell. Der Vorstand der KSH AG wird von Frank Schneider und Christoph Heyke gestellt. Die fachliche Kompetenz für die Projektbewertung bringt James Riner in das Unternehmen ein. Er arbeitet als freier Berater für KSH in den USA und war über 40 Jahre in führenden Positionen der amerikanischen Ölindustrie tätig. Die weitere notwendige technische, wirtschaftliche und juristische Projektprüfung erfolgt durch US-Unternehmen und Fachleuten vor Ort, die aufgrund einer langjährigen erfolgreichen Marktzugehörigkeit die Usancen des Marktes kennen.

Bis dato wurden zwei thematisch vergleichbare Vorgängerfonds aufgelegt. Fonds I wurde mit einem Volumen von USD 7,27 Mio. im September 2008 geschlossen. Der Fonds liegt hinter den geplanten Ausschüttungen und hat bis Juni 2011 10,95 % ausgezahlt. Fonds II wurde im Juni 2011 mit einem Volumen von USD 14,34 Mio. geschlossen und hat bereits 13,02 % an die Anleger ausgeschüttet. Die Mittel für die Ausschüttungen stammen sämtlich aus Fördererträgen. Fonds I ist an 442 Quellen, Fonds II an 439 Quellen beteiligt. Über die Zahlen liegt kein eigenes WP-Testat vor. Da die Gelder über ein Treuhand-Ander-Konto fließen und die jeweiligen Jahresabschlüsse von einem Wirtschaftsprüfer erstellt werden, sind die Zahlen für jeden Anleger nachprüfbar.

Auf Fragen im Rahmen der Analyse antwortete der Initiator umgehend und mit sämtlichem relevanten Material.

Schwächen | Fonds I liegt in Hinblick auf die Ausschüttungen hinter den Prognosen.

Stärken | Fonds II hat die Prognosen bis dato übererfüllt.

Der Markt

Investitionen in den Bereich Erdöl bieten bei laufenden Quellen grundsätzlich eine sehr transparente Datenbasis. Unter Einsatz moderner 3D- und 4D-Seismik läßt sich die

Pump-Jack in Betrieb auf dem Fort Terrett Ranch Field.

Struktur eines Feldes gut beurteilen und damit auch die notwendigen Fördermethoden. Dank der hohen Treffergenauigkeit ist die Zahl trockener Bohrungen bei Explorationsbohrungen in den letzten Jahren deutlich gesunken[1].

Der Anteil des förderbaren Öls beträgt selbst beim Einsatz hochmoderner Technik nur etwa 35 bis 45 % einer Lagerstätte[2]. Die maximale Ausbeute wird durch hochpräzises Anbohren auch der kleinen Taschen eines Ölfeldes erreicht. Damit sind aktuell Förderquoten von insgesamt bis zu 55 % des Lagers möglich.

Der Markt wird durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflußt[3]. Für den Betrachter wirkt das Zustandekommen der Weltpreise wie ein höchst kompliziertes Strategiespiel, das auf mehreren Ebenen stattfindet, bei dem nicht allen Teilnehmern die gleichen Fakten zur Verfügung stehen, ja nicht einmal alle Teilnehmer bekannt sind.

Dazu kommen noch grundlegende Bedarfsänderungen der aufstrebenden Wirtschaftsnationen, wie China. China hat sich in den letzten beiden Jahren als ein großer internationaler Abnehmer dieser Rohstoffe etabliert[4]. So wurden bspw. sowohl mit Brasilien langfristige Abnahmeverträge unterzeichnet[5] wie auch mit Rußland[6].

Die Preisentwicklungen bei Erdöl unterliegen deutlichen Schwankungen. Im Jahresmittel 2010 bewegte sich der Preis um die USD 80 / Barrel. Am 1. Mai 2009 lag der weltweite Lagerbestand mit 375.258 Mio. Barrel auf dem höchsten Stand seit 1990. Am 25. März 2010 lag der Lagerbestand trotz des weltweit sehr strengen Winters bei beachtlichen 355.712 Mio. Barrel[7]. Sind die Öllager voll, trifft die teilweise weltwirtschaftliche Erholung auf Überkapazitäten, was zumindest eine deutliche Preissteigerung unwahrscheinlich macht. Es findet sich auch die Meinung, die von einer Überbewertung des Preises spricht und den fairen Preis bei USD 60 / Barrel sieht[8].

Auf Basis der Volkswirtschaftslehre scheint es logisch, davon auszugehen, daß bei einem knappen Gut eine steigende Nachfrage zu einem steigenden Preis führt. Die Nachfrage steigt weltweit konstant an aufgrund der sprunghaften Industrialisierung Asiens und Afrikas. Die Förderung von Tiefseefeldern ist deutlich teurer als diejenige konventioneller Ölfelder.

Der Gasmarkt in den USA hat sich in den letzten Jahren stark verändert. Schrieb ich in einer Fondsanalyse von 2007 noch, die USA seien zu 87 % Selbstversorger und müßten den Rest importieren (vor allem aus Kanada), so hat sich dies grundlegend verändert. Laut der US-Energiebehörde EIA haben die USA 2009 erstmals Rußland als weltgrößten Erdgasproduzenten abgelöst und sind vollständig Selbstversorger. Möglich wurde dies durch neue Bohrtechniken, die unkonventionelle Gasfelder erschließen. Unter nichtkonventionellen Gasvorkommen verstehen Geologen Vorräte, die in kaum durchlässigem Tiefengestein stecken. Experten sprechen von Erdgas aus dichtem Gestein (tight gas) und bei Vorkommen in Ton- und Schwarzschieferschichten von Schiefergas (shale gas). Sie finden sich in einer Tiefe von etwa fünf Kilometern. Anders als die seit Jahrzehnten erschlossenen, weitaus besser zugänglichen konventionellen Vorräte sind diese Gase schwieriger zu fördern.

Zudem entstehen durch das Aufbrechen des tiefen Gesteins und das Einpumpen von Chemikalien mögliche Umweltprobleme. Von Umweltaktivisten wurde im Sommer 2010 werbewirksam der Film „Gasland“[9][10] veröffentlicht, der die möglichen Folgeerscheinungen dieser Fördermethoden aufzeigt. Die Industrie spricht hingegen von einem Propagandafeldzug der Aktivisten[11]. Wirtschaftsinteressen treffen hier auf Umweltinteressen (die ebenfalls mit wirtschaftlichen Interessen verquickt sind).

„Unkonventionelles Gas stellt für Nordamerika fraglos einen Paradigmenwechsel dar mit wahrscheinlich großen Auswirkungen auf den Rest der Welt“, sagt Nobuo Tanaka, Chef der Internationalen Energieagentur (IEA) aus Paris[12]. Der Anteil unkonventioneller Quellen an der US-Gasproduktion ist laut IEA von 15 % (1990) auf mittlerweile 50 % gewachsen, Tendenz weiter steigend.

Die U. S. Energy Information Administration schätzte die weltweiten Reserven im April 2011 auf 640 Billionen m^3[13], die Bundesagentur für Geowissenschaften (BGR) spricht von einem möglichen Gesamtvolumen von 3.158 Billionen m^3[14].In jedem Fall wären die Reserven damit immens und würden nach Berechnungen des WEG (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.) für über 200 Jahre reichen (beim aktuellen Weltverbrauch im Jahr)[15].

Seit Jahresanfang 2010 sieht sich der Markt durch die nicht-konventionellen Förderungen mit einer Überproduktion konfrontiert, die Preise sind kontinuierlich gefallen, gegenwärtig werden am Spotmarkt um die 4 USD / Mio. Btu (britische Wärmeeinheiten) gezahlt[16]. Das Problem für die Förderunternehmen liegt im Verhältnis Produktionskosten zu Verkaufspreis: Technische Verbesserungen haben die Produktionskosten um bis zu 40 % reduziert. Das macht diese Vorkommen interessant für die kommerzielle Nutzung. Kalkulierten die Explorationsfirmen bei unkonventionellem Gas vor zwei, drei Jahren noch mit 7 USD / Mio. Btu, so seien die Kosten nun auf 4 bis 6 USD / Mio. Btu gesunken, sagt Jochen Weise, Beschaffungsvorstand bei E.ON Ruhrgas. Und liegen damit aktuell dennoch über dem Verkaufspreis.

Aus Investorensicht erscheint der beim vorliegenden Fonds prognostizierte Ölpreis von 70 USD / Barrel über die komplette Fondslaufzeit sehr konservativ[17]. Der Gaspreis wird mit 4,5 USD / Mio. Btu veranschlagt, dabei liegen den Prognosen aber keine Einnahmen aus möglichem Gasverkauf zugrunde.

Diese Prognosen sind mittelfristig zurückhaltend, da der Markt vor einem sich verschlechternden Verhältnis Nachfrage / Angebot stehen dürfte: Das Problem in der Zukunft liegt offensichtlich nicht bei der Menge des verfügbaren Öls[18], Zahlen für die Gesamtreserven (bestätigt und geschätzt) schwanken zwischen 4.850[19] und 5.540 Bio. Barrel (AEI[20]). Beim heutigen Verbrauch würde alleine das Erdöl damit noch 140 Jahre reichen. Der Engpaß, der als Preistreiber fungieren wird, liegt in der Unmöglichkeit, die steigende Nachfrage durch parallel steigende Fördermengen zu befriedigen.

Stärken | Investitionen in Erweiterungsbohrungen auf einem aktiven Feld mit historisch belegten Daten bergen ein sehr gutes Ertragspotential.

Die Investitionsparameter

Grundsätzlich plant der Fonds, in Zielgebiete mit einer vorliegenden Historie und einem nachgewiesenen Erweiterungspotential zu investieren. Diese Vorgaben lassen sich sehr gut beim geplanten Zielinvestment Fort Terrett Ranch ablesen: Dort wurden seit der Entdeckung in den 1960er Jahren umfangreiche Mengen Erdöl und -gas abgebaut. Der Untergrund im Zielgebiet besteht offensichtlich aus porösem Kalkstein, stellt damit eine Besonderheit dar. Für das Zielgebiet wurde durch den aktuellen Betreiber (Mextex) ein nennenswertes Förderpotential an Erdöl in mehreren Schichten relativ oberflächennah nachgewiesen. Auch Gaspotential wurde nachgewiesen, wobei ein Abbau erst bei einem Gaspreis ab 4,5 USD / Mio. Btu in Frage kommen könnte. Das Fördergebiet wurde vom Betreiber, der das Gelände seit mehreren Jahren bearbeitet, auf das Erweiterungspotential untersucht. Die Zahlen wurden dann einem externen Gutachter, der das Gebiet seit Jahrzehnten kennt, vorgelegt. Die Fondsgesellschaft, der das Projekt aufgrund einer etablierten Zusammenarbeit aus Fonds II vom Betreiber angetragen wurde, beauftragte im Anschluß ein weiteres externes Gutachten. Beide Gutachten kommen eindeutig zu einem positiven Schluß, trotz sehr vorsichtiger Schätzungen und deutlicher Abschläge. KSH setzt bei den Investitionen weniger auf technisch suboptimal ausgereizte Quellen als vielmehr auf die Erweiterung der Fördermengen durch das Anbohren neuer Schichten oder weiterer Bohrlöcher. Beim Projekt Fort Terrett Ranch wird das Gesamtprojekt in vier Abschnitte à 6 Bohrungen unterteilt, kongruent zum Plazierungsfortschritt des Fonds. Der Fonds wird damit geographisch undiversifiziert investieren, das Gesamtportefeuille ist vergleichsweise (z. B. zu Fonds II) klein. Andererseits ließe sich beim Investitionsansatz von einer vertikalen Diversifikation sprechen: mit jeder Erweiterungsbohrung werden ober- und unterhalb der Zielschicht zusätzliche ölführende Schichten erschlossen, die in den Prognosen unberücksichtigt bleiben.

Der Betreiber vor Ort, MexTex, ist Dienstleister und gleichzeitig Miteigentümer der Zielquellen (20 % working interest). Mextex ist in der Investitionsphase überproportional an den Kosten beteiligt: Nach einer 1,3fachen Rückzahlung sämtlicher Investitionskosten reduzieren sich die Anteile von KSH (und einem weiteren Privatinvestor) zu Gunsten der Anteile von Mextex. Der Betreiber hat damit eine hohe Motivation, diese Rückzahlungsschwelle zu überschreiten, um einen höheren Rückfluß zu erleben. Die Kosten und Erträge werden während der gesamten Projektlaufzeit anteilig zum Beteiligungsverhältnis aufgeteilt.

Stärken | Geringes Risiko durch bestehende Historie der Zielinvestments und eindeutige Evaluation.

Gastrennsystem und Öltanks auf dem Fort Terrett Ranch Field.

Die Partner

Der Initiator bindet ausgewiesene Branchenexperten und Fachjuristen ein, die vor Ort sitzen und den Zielmarkt langjährig aus eigener Praxis kennen. Dies ist sehr wichtig, da Branchenfremde, zumal aus dem Ausland, kaum wissen können, welche Handelspartner vor Ort tatsächlich Projekte andienen, die auch ein inländischer Investor kaufen würde. Die Zusammenarbeit mit allen Partnern ist inzwischen etabliert und hat sich als erfolgreich erwiesen.

Pressler Petroleum Consultants, Houston, ist seit 1985 als Gutachter für Erdgas- und Erdölförderungen tätig. Laut Internetrecherche liegt eine Expertise aus über 40 Jahren Tätigkeit im Öl- und Gasbereich vor[21]. Das Unternehmen beschäftigt 7 Spezialisten und zusätzliche Techniker. Der Arbeitshintergrund der einzelnen Spezialisten weist international namhafte Unternehmen auf. Die Kundenliste von Pressler ist dementsprechend renommiert[22]. Die Partnervergütung wird nicht explizit im Prospekt ausgewiesen. Sie liegt zusammen mit dem Quellkaufpreis in einem vorgegebenen Kaufpreiskorridor.

Die juristische Prüfung erfolgt durch Fachanwälte der Kanzlei Willey Edwards & Wright. Diese wurde von Pressler empfohlen. Die Juristen können ebenfalls eine jahrzehntelange Erfahrung in der rechtlichen Betreuung von Ölprojekten vorweisen.

Die Partner vor Ort kennen einander seit vielen Jahren, die Fondsgesellschaft kann auf eine seit 2006 etablierte Zusammenarbeit mit den Partnern zurückblicken. Die vorgeschriebene Eigeninvestition durch den Betreiber sorgt für eine hohe Arbeitsmotivation und stellt eine entscheidende Grundlage für die Gleichschaltung der Interessenslage unter Joint-Venture-Partnern dar. Gleichzeitig bedeutet die Abhängigkeit von einigen wenigen Partnern ein systembedingt höheres Risiko. Im Falle des Falles kann der Fonds alternative Investments auf Basis klar definierter Kriterien eingehen, was zumindest eine verzögerte Investition zur Folge hätte.

Schwächen | Fonds plant ausschließlich mit einem einzigen Betreiber zusammen zu arbeiten.

Stärken | Die Zusammenarbeit mit den Partnern vor Ort ist etabliert, das Interesse an einem gemeinsamen Projekterfolg ist nachhaltig gesichert.

Das Konzept

Die Fondsgesellschaft erwirbt eine rund 77,6%ige Beteiligung an den Förderrechten der Zielquellen vom Betreiber, der zu 20 % Miteigentümer bleibt.

Bei einer kurzen geplanten Laufzeit von rund 5 Jahren soll der Anleger kumulierte Ausschüttungen von 193,2 % vor Steuern in den USA erhalten. Die Weichkosten fallen mit 20,15 % (incl. Agio) durchschnittlich aus. Die Investition läuft auf Fondsebene ohne Fremdfinanzierung, aufgrund der kompletten Denomination des Fonds in USD liegt ein Fremdwährungsrisiko vor. Insgesamt ist die Planungssicherheit der Einzelinvestitionen sehr hoch, da für das Zielgebiet eindeutige Gutachten vorliegen. Die Prognosen weisen ein deutliches Mehrertragspotential auf, da nicht sämtliche nachgewiesenen Reserven eingepreist wurden. Zudem liegt der Wirtschaftlichkeitsrechnung über die gesamte Fondslaufzeit ein niedriger Barrelpreis von USD 70 zugrunde. Die Vorzugsauschüttung für den Anleger ist grundsätzlich positiv, ebenso die gestaffelte Kostenverteilung auf Projektebene. Die Partner vor Ort sind langjährig erfahren im Zielgebiet, ebenso ist bekannt, wie der spezielle tektonische Untergrund behandelt werden muß.

Der Fonds plant, in mehreren Schritten ausschließlich in ein Zielgebiet zu investieren. Damit weist der Fonds eine geringe horizontale Diversifikation auf. Diese wird durch die vertikale Diversifikation in mindestens 5 Förderschichten pro Bohrung (sog. payzones) deutlich gemindert.

Schwächen | Mögliche Abhängigkeit von einem Zielgebiet und einem Betreiber.

Stärken | Zielgebiet weist laut Gutachten ein deutliches Ertragspotential auf. Vorzugsausschüttung für Anleger. Kurze geplante Laufzeit. Betreiber ist Miteigentümer und gestaffelt (fallend) an den Investitionskosten beteiligt. Zusammenarbeit mit US-Partnern ist erfolgreich etabliert.

Summa summarum

*halte ich den Fonds „Energy Fund III“ des Initiators KSH Capital Partners AG, Hamburg, für sehr ausgezeichnet. Die geringe Diversifikation und die Abhängigkeit von einem Partner werden mehr als aufgewogen durch sehr konservative Prognosen und ein nachgewiesenes und deutliches Ertragspotential. Einer höheren Risikostruktur steht unter dem Strich eine hohe mögliche Risikoprämie gegenüber. Meiner Meinung nach hat das Angebot eine Bewertung mit **„ausgezeichnet“ (1)** verdient.* ■

[1] Diese und alle weiteren Quellenangaben finden Sie auf www.werteanalysen.de. Geben Sie dazu im Suchfeld #454 ein.

Zahlen und Fakten

Investitionsobjekte	bis zu 24 Erweiterungsbohrungen auf der Fort Terrett Ranch Unit, Sutton County, Texas. Bei Überschreiten des Zielkapitals entsprechend mehr Erweiterungsbohrungen oder alternative Investments
Steuerliche Einordnung	Einkünfte aus Gewerbebetrieb, in Deutschland steuerfrei, Progressionsvorbehalt
Laufzeit	geplant 5 Jahre, erstmalige Kündigung durch Anleger zum 31. 12. 2016
Mindestbeteiligung	USD 15.000 zzgl. 3 % Agio
Kommanditkapital	USD 15,82 Mio. bis maximal USD 25 Mio., jeweils zzgl. 3 % Agio
Mindestkapital	USD 10 Mio.
Plazierungsende	bis 30. 06. 2012, maximal bis 31. 12. 2012
Fremdfinanzierung	nein
Ausschüttungen	geplant kumuliert 193,2 % vor US-Steuern, Vorzugsausschüttungen 12 % p. a., bezogen auf Kommanditkapital excl. Agio, zzgl. 65 % Gewinnanteil
Weichkosten	20,15 % incl. Agio
Investitionsquote	78,65 % incl. Agio
Liquiditätsreserve	USD 21.000
Verkaufspreis	USD 70 je Barrel während der gesamten Fondslaufzeit ab Juli 2012
Treuhandkommanditistin	Nortrust Vermögenstreuhand GmbH Steuerberatungsgesellschaft, Hamburg
Mittelverwendungskontrolle	rein formal durch HRG Hansische Revisions-Gesellschaft mbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Hamburg
Ertragsgutachten	Pressler Petroleum Consultants, Inc., Houston / Texas und Rothrock Enterprises Inc., Garland / Texas
Operator	Mextex Operating Company, Lakeway, Texas
Vertretung vor Ort	KSH Resources, LLC, Houston / Texas
Alleinstellungsmerkmale	Investition in ein bereits definiertes und evaluiertes Zielgebiet in Texas, aufgeteilt in 4 Segmente. Damit kein Blind-Pool-Risiko. Einzelner externer Operator, der Miteigentümer ist und bei den Investitionskosten anfänglich benachteiligt ist.