

Achtgrösster Bankrottfall

USA Der texanische Stromversorger Energy Future Holdings ersucht um Gläubigerschutz.

Einst war es das grösste kreditfinanzierte Buyout in der Geschichte der USA, jetzt ist es der achtgrösste Bankrottfall: Energy Future Holdings, ein texanischer Stromversorger, hat diese Woche um Gläubigerschutz gemäss Kapitel 11 des US-Insolvenzrechts nachgesucht. Immer wieder hatte das Unternehmen in der jüngeren Vergangenheit Abkommen abgeschlossen, um die Rückzahlung seiner hohen Schulden hinauszuschieben. Am Dienstag musste nun CEO John Young eingestehen, dass die Finanzlage des Konzerns unhaltbar ist.

Die Flucht in den Gläubigerschutz erlaubt es Energy Future zu restrukturieren. Das soll in nur elf Monaten geschehen. Dazu wurde ein Deal mit verschiedenen der grössten Gläubiger geschlossen. Dieser sieht vor, dass die Kreditgeber die Kontrolle über das unregulierte Stromgeschäft des Unternehmens erhalten, während die Obligationäre und eine andere Einheit des Konzerns die regulierten Aktivitäten übernehmen. Gleichzeitig sollen 26 der insgesamt 49,7 Mrd. \$ Schulden gestrichen werden.

Opposition angemeldet

Ob die Restrukturierung wie geplant in weniger als einem Jahr durchgeführt werden kann, ist allerdings nicht sicher. Der mit dem Gläubigerschutzantrag ausgehandelte Schuldensanierungsplan braucht nämlich noch die Zustimmung weiterer, vor allem kleiner Geldgeber. Diese haben bereits ihre Opposition angemeldet. Zudem müssen Teile des Plans noch von den Regulierungsbehörden gutgeheissen werden.

Trotz des Bankrotts werden Abnehmer in Texas weiter Stromlieferungen von Energy Future erhalten. Denn der Netzbetreiber kann verlangen, dass wichtige Kraftwerke in Betrieb gehalten werden. Zudem wird Energy Future dank einer besonderen Bankrottfinanzierung von über 11 Mrd. \$ weiterhin über Geld verfügen.

Riskante Wette verloren

Energy Future ging 2007 im Rahmen eines kreditfinanzierten Buyouts aus TXU Corp hervor. 2007 markierte den Höhepunkt eines dreijährigen Buyout-Booms in den USA. Federführend im vorliegenden Fall waren die Finanzierungsgesellschaften KKR, TPG und der Private-Equity-Arm von Goldman Sachs. Sie bezahlten den 45 Mrd. \$ schweren Kauf von TXU vor allem mit Krediten. Dabei setzten sie darauf, dass die Gaspreise und die daran gekoppelten Elektrizitätspreise in den USA steigen würden. So sollte genug Ertrag zusammenkommen, um die Schulden schrittweise tilgen zu können. TXU/Energy Future selbst produzierte Strom hauptsächlich aus billiger Kohle und günstigem Uran. Doch dann setzte, ausgelöst durch den Schieferboom in den USA, ein beispielloser Verfall der Gaspreise – und in dessen Gefolge auch der Elektrizitätspreise – ein.

Im Rahmen der nun beschlossenen Restrukturierung von Energy Future müssen auch KKR, TPG und Goldman Sachs Federn lassen. Sie haben beinahe die ganzen 8 Mrd. \$, die sie ursprünglich selbst in das Buyout investierten, abgeschrieben. Investorenlegende und Milliardär Warren Buffett, der einst für 2 Mrd. \$ Anleihen von Energy Future gezeichnet hatte und diese mit Verlust wieder verkaufte, nannte sein Investment «einen grossen Fehler».

MG

Grösste Bankrotte in den USA

Unternehmen	Jahr	Wert in Mrd. \$ ¹
Lehman Brothers	2008	691,0
Washington Mutual	2008	327,9
WorldCom	2002	103,9
General Motors	2009	91,0
Citi Group	2009	80,4
Enron	2001	65,5
Conseco	2002	61,4
Energy Future Holdings	2014	40,9
MF Global	2011	40,5
Chrysler	2009	39,3
Thornburg Mortgage	2009	36,5
Pacific Gas & Electric	2001	36,2

¹ Wert zum Zeitpunkt des Bankrotts
Quelle: Wall Street Journal



Ölbohrplattform in der Nordsee: Trotz hohen Investitionen verzeichnen sämtliche europäischen und amerikanischen Grosskonzerne eine sinkende Öl- und Gasproduktion.

Öl- und Gasmultis enttäuschen

INTERNATIONAL Die Resultate waren im ersten Quartal fast durchwegs rückläufig. Trotzdem gibt es Dividendenerhöhungen.

MARTIN GOLLMER

Weniger Umsatz und weniger Gewinn – so lassen sich fast durchwegs die Resultate der europäischen und amerikanischen Öl- und Gasmultis im ersten Quartal zusammenfassen (vgl. Tabelle). Als Gründe werden meistens Produktionsrückgänge und ein schwaches Raffineriegeschäft angeführt. Den schwachen Ergebnissen zum Trotz erhöhen mehrere Konzerne die Dividende.

Die Produktionsschwäche ist ein altbekanntes Übel der Öl- und Gasmultis. Die Schwäche bezieht sich dabei nicht auf das absolute Niveau des Outputs, das in der Regel sehr hoch ist, sondern auf das Produktionswachstum, das kaum mehr vorhanden oder – wie jetzt im ersten Quartal – meistens gar negativ ist. Der Grund dafür ist, dass die Förderung in entwickelten Feldern mit der Zeit abnimmt und durch Output aus neu in Betrieb genommenen Feldern ersetzt werden muss. Allein schon dieser Ersatz erfordert bei einem hohen Produktionsniveau einen enormen Kapitaleinsatz. Soll die Förderung darüber hinaus gesteigert werden, sind noch weit mehr Investitionen erforderlich.

Zu viel für zu wenig

Nun haben aber die meisten Öl- und Gasmultis gemerkt, dass sie zu viel Geld für die Entwicklung der zu wenig ergiebigen Felder ausgeben und dass darunter die Rentabilität leidet. Sie haben deshalb begonnen, die Investitionen zurückzufahren und sich hauptsächlich auf Felder zu konzentrieren, die einen hohen Output versprechen. Die Konsequenz ist, dass dadurch die Produktionsschwäche zumindest vorübergehend noch verstärkt wird.

Deutlich wird das etwa beim französischen Multi Total, der als erster bei den Investitionen Mass zu halten und ertragschwache Projekte abzustossen begann. Er verzeichnete im ersten Quartal einen Produktionsrückgang von 6,2%, hofft aber, in den kommenden Jahren, wenn ein paar ertragsreiche Grossprojekte in Betrieb gehen, den Output wieder 2 bis 3% pro Jahr steigern zu können.

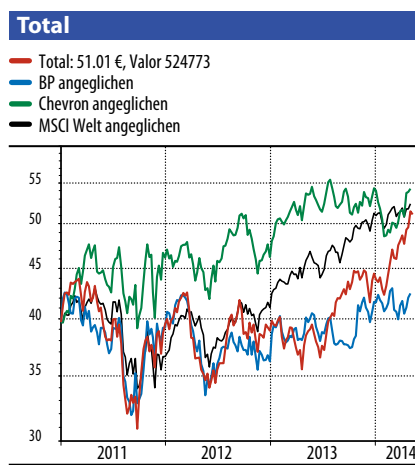
Total leidet aktuell aber auch darunter, dass das Grossprojekt Kashagan im Kaspischen Meer, das sie zusammen mit Partnern entwickelt, trotz Investitionen in zweistelliger Milliardenhöhe kurz nach Inbetriebnahme wegen nur schwer zu reparierender Lecks in Rohren wieder für unbestimmte Zeit stillgelegt werden musste. Der französische Multi ist aber auch in Libyen und Nigeria aktiv – Länder, in denen Aufständische die Produktion immer wieder sabotieren. Ähnliche Probleme hatte auch der italienische Multi Eni,

der ebenfalls im Kashagan-Projekt engagiert ist und in Libyen Öl und Gas fördert.

Total ist gleichzeitig auch der grösste Raffineriebetreiber in Westeuropa, wo er acht Ölverarbeitungsanlagen besitzt. Die schwache Konjunktur dort sowie Effizienzsteigerungen bei ölverbrauchenden Heizungen und Motoren haben zu Überkapazitäten geführt und die Margen schwinden lassen. Aufgrund des Schieferölbooms in den USA können europäische Raffinerien zudem nicht mehr so viel nach Übersee exportieren. Der Multi legte deshalb im ersten Quartal einige Raffinerien freiwillig still.

Auch Royal Dutch Shell, der grösste europäische Öl- und Gasmulti, sah sich gezwungen, im Raffineriebereich zu reagieren. Er schrieb im ersten Vierteljahr auf Anlagen in Europa und Asien insgesamt 2,86 Mrd. \$ ab. Die Wertberichtigungen reflektierten Shells aufdatierte Sicht auf den Ausblick für die Margen im Raffineriegeschäft, erklärte CEO Ben van Beurden anlässlich der Resultatpräsentation.

Eine Ausnahme unter den Öl- und Gasmultis ist Statoil. Zwar musste auch der norwegische Konzern im ersten Quartal einen – leichten – Produktionsrückgang hinnehmen. Aber Umsatz und Gewinn



Quelle: Thomson Reuters / FuW

stiegen dennoch. Zurückzuführen ist das einerseits darauf, dass die Öl- und Gaspreise gemessen in norwegischen Kronen stiegen, nachdem sich die Währung abschwächte. Andererseits konnte Statoil im Gasgeschäft in den USA aufgrund des dortigen strengen Winters von steigenden Notierungen profitieren.

Den schwachen Quartalsresultaten zum Trotz erhöhten mehrere Öl- und Gasmultis die Dividenden. Angesichts einer bis vor kurzem schwachen Aktienperfor-

mance versuchen sie damit, die Anleger bei Laune zu halten. In Europa erhöhten BP und Royal Dutch Shell die Ausschüttungen, in den Vereinigten Staaten Exxon Mobil und Chevron.

Besonders BP tat sich dabei hervor. Der britische Konzern hat Aufholbedarf, nachdem er nach der Ölkatastrophe im Golf von Mexiko die Dividende während drei Quartalen aussetzte. Vor dem Unfall zahlte BP 14 Cent pro Aktie und Quartal, nach dem Unglück wurden die Ausschüttungen mit einem Betrag von 7 Cent je Titel wieder aufgenommen. Jetzt erhöhte BP die Dividende um 0,25 auf 9,75 Cent pro Valor. Begründet wurde die Erhöhung mit einem stark verbesserten Cashflow, der im ersten Quartal 107,5% höher auf 8,2 Mrd. \$ zu stehen kam.

Zwei Favoriten

Anleger, die auf einen Öl- und Gasmulti setzen wollen, können das in Europa auf Total und in den USA auf Chevron tun. Total hat sich als erster Multi einer rigorosen Kapitaldisziplin verschrieben. Der langfristige Eintritt in attraktive Wachstumsregionen sollte in den kommenden Jahren wieder zu einem Produktionswachstum führen. Zudem erwartet Total, dass sich die Margen im bisher schwachen europäischen Raffineriegeschäft verbessern.

Chevron besitzt zahlreiche sehr profitable Produktionsaktiva in ihrem Portfolio. Darüber hinaus verfügt sie über eine Pipeline mit mehreren vielversprechenden Grossprojekten, die das Outputwachstum ab 2015 bis 2017 auf für Multis überdurchschnittliche 4 bis 5% pro Jahr steigen lassen und die enttäuschenden Förderrückgänge der vergangenen Jahre vergessen machen sollten.

Die wichtigsten Öl- und Gasmultis im 1. Quartal 2014

	Marktkap. in Mrd. in Mio. Fass/Tag ¹	Produktion +/- in % ²	Umsatz in Mrd. +/- in % ²	Gewinn in Mrd. +/- in % ²	KGW	Aktienperf. 2014 seit 1.1. in %	Div.-Rendite 2014 in % ⁴			
Europ. Konzerne										
Royal Dutch Shell (\$)	258,8	3,245	-8,8	109,7	-2,8	7,3	-2,7	11	+10,4	4,8
BP (\$)	156,1	2,131	-8,5	91,7	-2,6	3,2	-23,8	11	+3,0	4,7
Total (\$)	167,6	2,179	-6,2	60,7	-4,5	3,3	-10,8	11	+14,6	4,8
Eni (€)	68,1	1,583	-1,1	29,2	-6,3	1,2	-14,4	14	+7,2	6,0
Statoil (nKr.)	581,9	1,978	-1,0	169,9	+4,7	15,8	+31,7	12	+24,2	4,1
Amerikanische Konzerne										
ExxonMobil (\$)	437,1	4,151	-5,6	106,8	-1,5	9,1	-4,2	13	+0,2	2,6
Chevron (\$)	237,8	2,588	-2,2	53,3	-6,3	4,5	-27,0	12	0	3,3

¹ Öläquivalente ² gegenüber dem Vorjahresquartal ³ bereinigter Gewinn ⁴ Schätzung
 1 \$=0,88 Fr. 1 €=1,22 Fr. 1 nKr.=0,15 Fr.
 Quelle: Bloomberg, Unternehmen

Business as Usual nach Sanktionen gegen Russland

Seit dieser Woche befindet sich auch **Igor Sechin**, ein enger Vertrauter von Russlands Präsident Wladimir Putin und **CEO des staatlich kontrollierten Öligiganten Rosneft, auf der Liste der von den USA wegen der Ukraine-Krise sanktionierten Personen**. US-Bürger dürfen mit solchen Personen keine Geschäftsbeziehungen mehr unterhalten.

Das trifft auch Bob Dudley, Amerikaner und CEO des britischen Öl- und Gasmultis BP. Dudley sitzt im Verwaltungsrat von Rosneft, an der BP nach dem Verkauf ihres russischen Joint Ventures gegen Bargeld und Aktien einen Anteil von knapp 20% hält. Bereits fragten sich besorgte Investoren, welchen Einfluss Dudley noch auf Rosneft ausüben kann, wenn er deren CEO nicht mehr treffen kann. «Rosneft wurde nicht mit Sanktionen belegt. Deshalb arbeiten wir weiter mit ihr als Aktionär und Partner», erklärte Dudley anlässlich der Publikation der Quartalsresultate von BP.

Er werde weiterhin an Verwaltungsratssitzungen von Rosneft teilnehmen. BP werde ihr Stimmrecht an der Generalversammlung des russischen Konzerns wie gewohnt ausüben und den Anteil Ros-

nefts am eigenen Ergebnis normal ausweisen. Rosneft ist beinahe für ein Drittel der globalen Ölförderung und für mehr als ein Drittel der weltweiten Reserven von BP verantwortlich. 2013 trug der russische Konzern 16% zum Gewinn des britischen Multis bei.

Betroffen von den US-Sanktionen gegen russische Bürger ist auch **ExxonMobil**. Der amerikanische Öl- und Gasmulti kooperiert mit Rosneft bei der Durchführung von Projekten in den arktischen Gewässern Russlands, in Sibirien und im Schwarzen Meer. «Alle Aktivitäten, die wir ursprünglich für dieses Jahr geplant haben, sind am Laufen», sagte David Rosenthal, Exxons Vizepräsident für Investorenbeziehungen, anlässlich der Präsentation der Quartalsresultate zum aktuellen Stand des Verhältnisses mit Rosneft. Diese besitzt einen Anteil von 30% an zwanzig Blocks, die Exxon im Golf von Mexiko gepachtet hat und als Projektführer betreibt.

Exxon fördert zurzeit 6% seines globalen Outputs in Russland. Dieser Anteil dürfte dieses Jahr steigen, wenn eine Projektausweitung auf Sachalin, Russlands grösstem Offshore-Öl- und Gasfeld, abgeschlossen wird.

MG