

Meyer-Renschhausen, Martin

Article — Digitized Version

Differentialrenten in der westdeutschen Erdöl- und Erdgasgewinnungsindustrie

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Meyer-Renschhausen, Martin (1982) : Differentialrenten in der westdeutschen Erdöl- und Erdgasgewinnungsindustrie, Wirtschaftsdienst, ISSN 0043-6275, Verlag Weltarchiv, Hamburg, Vol. 62, Iss. 5, pp. 248-253

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/135681>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Differentialrenten in der westdeutschen Erdöl- und Erdgasgewinnungsindustrie

Martin Meyer-Renschhausen, Oldenburg

Seit Oktober 1973 fallen in der westdeutschen Erdöl- und Erdgasförderung beträchtliche Differentialrenten (Windfall-profits) an. Ursache hierfür ist der Tatbestand, daß sich durch die Preissteigerungen des OPEC-Rohöls auch der Marktwert für westdeutsches Rohöl und Erdgas beträchtlich erhöht hat, ohne daß die Förderkosten auch nur annähernd gleich stark gestiegen wären. Diese Differentialrenten, die sich im wesentlichen die westdeutsche Erdöl- und Erdgasgewinnungsindustrie¹ aneignet, sind zum Gegenstand erheblicher wirtschaftstheoretischer und wirtschaftspolitischer Auseinandersetzungen geworden². Wie hoch sind sie?

Die Diskussionen um die Bedeutung der Windfall-profits und die Möglichkeiten und Grenzen einer staatlichen Abschöpfung leiden bislang darunter, daß über den Umfang der Differentialrenten kaum abgesicherte Informationen vorliegen. Ursächlich hierfür ist der Tatbestand, daß die spezifischen Kosten der Erdöl- und Erdgasgewinnung nicht bekannt sind. Es liegen nur grobe Schätzungen vor, die stark divergieren.

Mit der vorliegenden Untersuchung soll anhand von Daten des Statistischen Bundesamtes eine genauere Abschätzung des Differentialrentenaufkommens vorgenommen werden, als dies bislang anhand von mehr oder weniger plausiblen Annahmen über die spezifischen Förderkosten geschehen ist. Dieser Anspruch einer präziseren Abschätzung gilt für die Jahre 1978 und 1979, die bislang einzigen Jahre, für die offizielle Daten in der notwendigen Disaggregation vorliegen. Für die Jahre 1980 und 1981 werden Schätzungen mit einem geringeren Anspruch auf Genauigkeit vorgenommen.

Das gesamte Differentialrentenaufkommen aus der heimischen Erdöl- und Erdgasförderung wird berechnet, indem man vom Marktwert der gesamten Produktion die Förderkosten subtrahiert. Benötigt werden folglich Angaben über die Fördermengen, die Marktwerte sowie die Förderkosten je t Öl bzw. je cbm Erdgas. Erstere können direkt der Energiebilanz bzw. den Jahresberichten des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (Hannover) entnommen werden³. Als

Marktwerte können die Jahresdurchschnittswerte der amtlich erhobenen Grenzübergangswerte je t importierten Erdöls bzw. je cbm importierten Erdgases herangezogen werden⁴. Hierbei sind gegebenenfalls unterschiedliche Brennwerte zu berücksichtigen. Angaben über die spezifischen Förderkosten in der Bundesrepublik liegen dagegen nicht vor. Diesem Problem wird in der vorliegenden Untersuchung dadurch begegnet, daß von den Gesamtkosten der Erdöl- und Erdgasgewinnungsindustrie ausgegangen wird, die in der Kostenstrukturerhebung des Statistischen Bundesamtes erstmals für das Jahr 1978 gesondert ausgewiesen werden (zuvor waren sie unter der Rubrik „Bergbau“ subsumiert).

Eine Leistungsgröße, die als Indikator für die Kosten herangezogen werden kann, ist der Umsatz. Dies ist jedoch ein sehr weiter Kostenbegriff, da hierin neben den Löhnen und Gehältern, Vorleistungen und Abschreibungen auch die Gewinne enthalten sind. Die Anwendbarkeit der in der offiziellen Statistik ausgewiesenen Umsatzangaben als Kostengröße hängt nun im konkreten Falle davon ab, ob in den statistisch ausgewiesenen Umsätzen der Erdöl- und Erdgasgewinnungsindustrie

¹ Die westdeutsche Erdölförderung liegt zu über 60 %, die Erdgasförderung sogar zu über 80 % in den Händen der multinationalen Konzerne Shell, Esso, Texaco und Mobil.

² Vgl. dazu H. Jürgensen: Mineralölmärkte ohne Gleichgewicht, in: WIRTSCHAFTSDIENST, 57. Jg. (1977), H. 8, S. 409-414; ders.: Mineralölmärkte ohne Gleichgewicht – Abhilfen und kein Ende?, in: Hamburger Jahrbuch für Wirtschafts- und Gesellschaftspolitik, 23. Jg., Tübingen 1978, S. 97-107. Einen knappen Überblick über die Kontroverse um die „Windfall-profits“ liefern D. Schmitt, H. J. Schürmann: Grundsatzüberlegungen zur Abschöpfung von Windfall-profits, in: WIRTSCHAFTSDIENST, 61. Jg. (1981), H. 8, S. 378-381.

³ Im folgenden werden wir uns auf die Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung (W.E.G.) stützen.

⁴ Veröffentlicht in Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK): Statistik der Energiewirtschaft, versch. Jahrgänge.

Dr. rer. pol. Martin Meyer-Renschhausen, 31, Dipl.-Soziologe, ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Oldenburg im Projekt "Energieeinsparung und Wirtschaftspolitik".

die Differentialrenten enthalten sind oder ob sie auf den nachgelagerten Produktionsstufen (Verarbeitung, Handel) ausgewiesen werden. Diese Bedingung ist offensichtlich erfüllt. Nach den Angaben der Kostenstrukturerhebung errechnet sich für die Unternehmen der Erdöl- und Erdgasgewinnung eine Umsatzrendite von lediglich 5 %. Diese – gemessen am Milliardenumfang der Sondergewinne – eher normal anmutende Umsatzrendite deutet darauf hin, daß die Differentialrenten nicht in den Umsätzen der Unternehmen auf der Förderstufe enthalten sein können.

Statistische Probleme

Das methodische Vorgehen, aus den Umsatzzahlen der Unternehmen Rückschlüsse auf die Produktionskosten bestimmter Güter zu ziehen (hier auf die Förderkosten von Öl und Erdgas), macht es erforderlich, Umsatz- und Kostenbestandteile, die nicht der Öl- und Gasproduktion zuzurechnen sind, auszugrenzen. Dies sind die Umsätze aus „industriellen/handwerklichen Dienstleistungen“, aus „sonstigen nichtindustriellen/nichthandwerklichen Tätigkeiten“ und aus „Handelsware“. Berücksichtigt wird folglich nur der „Umsatz aus eigenen Erzeugnissen“.

Die Abschätzung der Erdöl- und Erdgasförderkosten mit Hilfe der Umsatzangaben der Kostenstrukturerhebung sieht sich vor das Problem gestellt, daß in der Kostenstrukturerhebung nur ein Teil der Unternehmen und folglich nur ein Teil der Kosten erfaßt ist. In der Kostenstrukturerhebung werden den einzelnen Wirtschaftsgruppen nur diejenigen Unternehmen zugeordnet, die den Hauptteil ihres Umsatzes in dem entsprechenden Bereich erwirtschaften. Es kann von daher zu Überschätzungen des Umsatzes einer Branche kommen, wenn ein großer Teil der Branchenunternehmen nebenbei in anderen Produktionszweigen tätig ist. Andererseits kann es zu Unterschätzungen des Umsatzes einer Branche kommen, wenn ein Teil der Produktion von Unternehmen getätigt wird, die aufgrund des statistischen Verfahrens anderen Branchen zugeordnet sind. Die Anwendbarkeit der Kostenstrukturerhebung für die Abschätzung der Gesamtkosten einer Branche hängt folglich davon ab, daß diese Abweichungen hinreichend genau erfaßt werden können, d. h. daß der Umsatzanteil der statistisch erfaßten Unternehmen an der Gesamtheit der Branchenunternehmen bestimmt werden kann. Für den Bereich der Erdöl- und Erdgasgewinnungsindustrie ist die Separierung dieser Unternehmen mit hinreichender Genauigkeit möglich.

⁵ Im Jahr 1979 betrug der Anteil der erfaßten sechs Unternehmen an der Gesamtförderung von Kohlenwasserstoffen 59 %. Ihr Umsatz betrug 709 Mill. DM; der hochgerechnete Umsatz der Gesamtbranche folglich 1,202 Mrd. DM.

Die im Rahmen der Kostenstrukturerhebung erfaßten sechs Unternehmen tätigten 1978 rd. 42 % der Erdöl- und rd. 62 % der Erdgasförderung; umgerechnet sind dies – gemessen am Brennwert – rd. 58 % der gesamten westdeutschen Förderung an Kohlenwasserstoffen. Geht man davon aus, daß die Förderkosten der nicht erfaßten Förderanteile im Durchschnitt denen der erfaßten Unternehmen entsprechen, so kann von dem in der Kostenstrukturerhebung ausgewiesenen Umsatzwert von 699 Mill. DM (ohne Umsätze aus industriellen und handwerklichen Dienstleistungen etc.) mittels Hochrechnung der gesamte Umsatz der Branche errechnet werden. Es ergibt sich ein Umsatz in Höhe von 1208 Mrd. DM. Subtrahiert man diesen Wert, der neben verschiedenen Kostenarten auch die Kapitalverzinsung umfaßt, vom Gesamtwert der heimischen Öl- und Gasgewinnung, so erhält man den Wert des Differentialrentenaufkommens⁵.

Wie erwähnt, ist der Umsatz als Indikator für die Kosten einer Branche oder bestimmter Güter problematisch, wenn die Unternehmen neben der branchenspezifischen Tätigkeit (hier Erdöl- und Erdgasgewinnung) noch nennenswert in anderen Wirtschaftsbereichen aktiv sind. Der Branchenumsatz (und damit die Kosten) wird auf diese Weise überhöht. Diese Problematik gilt auch für die hier untersuchte Branche. Soweit es sich dabei um Dienstleistungen handelt, sind sie aus dem Gesamtumsatz herausrechenbar. Soweit es sich jedoch um Aktivitäten in anderen Produktionsbereichen handelt, sind diese in der Kategorie „Umsatz aus eigenen Erzeugnissen“ enthalten und folglich nicht eliminierbar. Dies gilt vor allem für zwei Maschinenbaubetriebe. Der im folgenden als Kostenindikator verwandte Umsatzwert ist somit definitiv um die Umsätze dieser Betriebe überhöht. Im folgenden ist deshalb zu berücksichtigen, daß die angegebenen Kostenwerte (Gesamtkosten sowie Kosten je t Öl bzw. 1000 cbm Gas) über dem Niveau der tatsächlichen Kosten liegen, wir folglich eine „vorsichtige“ Schätzung vornehmen.

Das skizzierte Verfahren ermöglicht die Abschätzung des Gesamtaufkommens an Differentialrenten für den Zeitraum, für den Angaben über die Umsätze der Gewinnungsbranche vorliegen. Das ist jedoch bislang allein für die Jahre 1978 und 1979 der Fall. Eine Hochrechnung dieser Daten auf die folgenden Jahre setzt die Ermittlung der spezifischen Förderkosten getrennt für Öl und Gas voraus, da die Struktur des Kohlenwasserstoffaufkommens nicht konstant ist, sondern sich zugunsten der – gemessen am Energiegehalt – vergleichsweise weniger kostenintensiven Erdgasförderung verschiebt. Die Umlegung der Gesamtkosten auf Erdgas und Rohöl ist davon abhängig, daß es gelingt,

Angaben über die Relation Erdölförderkosten/Erdgasförderkosten zu gewinnen. Da die amtliche Statistik keine getrennten Angaben über die Kosten der Gewinnung von Öl und Erdgas ausweist, ist es erforderlich, hierzu auf andere Schätzungen über spezifische Förderkosten zurückzugreifen. Von ihnen ausgehend können die spezifischen Förderkosten für Öl und Erdgas im Jahr 1978 berechnet werden. Auf dieser Grundlage ist dann eine Abschätzung der Förderkostenentwicklung und damit auch des Differentialrentenaufkommens für die Jahre 1979 bis 1981 möglich.

Spezifische Förderkosten

Schätzungen über die spezifischen Förderkosten in der heimischen Öl- und Gasgewinnung liegen u. a. vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) für das Jahr 1975 und von M. Willms für das Jahr 1976 vor⁶. Nach der Schätzung des EWI belaufen sich die Förderkosten (inklusive Kapitalverzinsung) je t Erdöl auf 100 DM und je 1000 cbm Erdgas auf 45 DM. M. Willms rechnet dagegen mit Erdölförderkosten in Höhe von 70 DM je t und mit Erdgasförderkosten in Höhe von 30 DM je 1000 cbm⁷. In bezug auf die Förderkostenrelation von Öl und Erdgas zeigt sich eine weitgehende Übereinstimmung. Die Förderkosten einer Tonne Rohöl machen das 2,2- bzw. 2,3fache der Förderkosten von 1000 cbm Erdgas aus.

In einem weiteren Schritt sollen die spezifischen Förderkosten der Jahre 1980/81 geschätzt werden. Für diese Werte liegen Angaben über die Fördermengen und die Marktwerte (Grenzübergangswerte) von Öl und Gas vor, bislang jedoch noch keine Angaben über den von uns als Kostenindikator verwandten Umsatz. Bei der Schätzung der spezifischen Erdöl- und Erdgasförderkosten für die Jahre nach 1979 ist davon auszugehen, daß die Stückkosten in der Gewinnungsindustrie aufgrund zunehmender Erschöpfung der Öl- und Gasquellen und des dadurch bedingten Einsatzes immer aufwendigerer Explorations- und Gewinnungstechnologien stärker ansteigen als in anderen Produktionszweigen. Es wird daher für Öl und Erdgas ein Anstieg der spezifischen Förderkosten in Höhe von 10 % pro Jahr unterstellt, ein Wert, der deutlich über dem Niveau der Kostenentwicklung im Verarbeitenden Gewerbe liegt.

⁶ W. Mönig, D. Schmitt, H.K. Schneider, J. Schürmann (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln): Konzentration und Wettbewerb in der Energiewirtschaft, München 1977, S. 914; M. Willms: Das zweifache Strukturproblem in der Mineralölindustrie, in: WIRTSCHAFTSDIENST, 57. Jg. (1977), H. 12, S. 618. In späteren Schätzungen, z. B. von H. Jürgensen, der Monopolkommission oder der Deutschen BP AG, wird auf die Schätzwerte dieser Untersuchungen zurückgegriffen.

⁷ Vgl. dazu M. Willms, a. a. O., S. 618. Unklar ist jedoch, ob bei den Kosten die Kapitalverzinsung berücksichtigt wurde.

Einen noch stärkeren Anstieg der spezifischen Kosten zu unterstellen, wie es zum Teil von der Gewinnungsindustrie unter Hinweis auf besonders kostspielige Bohrungen suggeriert wird, erscheint aus drei Gründen nicht gerechtfertigt. Erstens weist die Kostenstrukturhebung 1979 gegenüber 1978 einen Umsatz- bzw. Kostenanstieg von deutlich weniger als 10 % aus. Zweitens deutet die Struktur der Tiefbohrungen darauf hin, daß in den letzten Jahren (seit der „Ölkrise“ 1973) keineswegs die kostspieligen und risikobehafteten Aufschluß- und Erweiterungsbohrungen stark zugenommen haben, sondern im Gegenteil die „im direkten Zusammenhang mit der Erlösentwicklung stehende(n) Produktionsbohrfähigkeit“⁸. Drittens zeigt sich, daß das reale Brutto-Anlageinvestitionsvolumen in den Jahren nach den Ölpreissteigerungen von 1973/74 und 1979/80 nicht, wie man hätte vermuten können, sprunghaft angestiegen ist. Die Brutto-Anlageinvestitionen betragen in der inländischen Erdöl-/Erdgasgewinnungsindustrie (in Preisen von 1970) im Zeitraum 1970 bis 1973 durchschnittlich 195 Mill. DM pro Jahr, in 1974 bis 1978 durchschnittlich 248 Mill. DM und in 1979 bis 1980, nach der zweiten Ölpreiskrise, im Durchschnitt 238 Mill. DM jährlich⁹. All dies deutet u. E. darauf hin, daß von einem sprunghaften Anstieg der spezifischen Kosten im Bereich der Öl- und Gasgewinnungsindustrie nicht ausgegangen werden kann und daß die Annahme einer Kostensteigerung in Höhe von 10 % als realistisch angesehen werden kann.

Differentialrentenaufkommen

Die Entwicklung der westdeutschen Erdgas- und Erdölförderung während der Jahre 1975 bis 1981 ist aus Tabelle 1 zu ersehen. Es zeigt sich, daß die Ölförderung kontinuierlich rückläufig ist, die Erdgasgewinnung dagegen eine uneinheitliche Entwicklung aufweist. Bis 1979 steigt sie an, im Jahr 1980 geht sie zurück, und 1981 steigt sie erneut leicht an. Betrachtet man die Wärmeäquivalente (Angaben in SKE), so wird deutlich, daß die Bedeutung der Erdölförderung im Vergleich zur Erdgasförderung in den letzten Jahren weiter zurückgegangen ist. Im Jahre 1975 betrug der Ölanteil an der gesamten westdeutschen Kohlenwasserstoffförderung noch 29 %, 1981 dagegen nur noch 24 %.

⁸ T. Knecht: Leistungsgewinn und Wettbewerb, Göttingen 1980, S. 130. Vgl. dazu auch H. Jürgensen: Die Auswirkungen alternativer Abschöpfungen von „windfall-profits“ auf den Wettbewerb bei Mineralöl-Fertigerzeugnissen und die Höhe der gewinnbaren Reserven, in: Erschöpfbare Ressourcen, Verhandlungen auf der Arbeitstagung der Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften – Verein für Socialpolitik – in Mannheim vom 24. - 26. September 1979, Berlin 1980, S. 571-588, hier S. 586 ff.

⁹ Berechnet nach DIW: Produktionsvolumen und -potential, Produktionsfaktoren des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes in der BRD, Stat. Kennz., 23. Folge, 1970-1980, S. 71.

In Tabelle 2, erste Spalte, wird die Entwicklung der spezifischen Förderkosten dargestellt, die nach der oben dargelegten Methode berechnet wurden. Sie belaufen sich für das Erdöl auf rd. 87 DM 1978 und 107 DM 1981 und für das Erdgas auf 37 DM bzw. 46 DM. Vergleicht man diese Schätzwerte mit den Schätzungen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) für das Jahr 1975 (100 DM je t Erdöl, 45 DM je 1000 cbm Erdgas) und von M. Willms (70 DM je t Erdöl, 30 DM je 1000 cbm Erdgas), so zeigt sich, daß die Schätzungen des EWI als deutlich überhöht anzusehen

Tabelle 1
Erdgas/Erdölgas- und Erdölförderung

	Erdgas/Erdölgas		Erdöl	
	in Mrd. cbm ¹	in Mill. t SKE ²	in Mill. t	in Mill. t SKE ²
1975	18,40	20,2	5,741	8,3
1976	18,97	20,9	5,224	7,5
1977	19,32	21,3	5,401	7,8
1978	20,68	22,7	5,059	7,3
1979	20,73	22,8	4,773	6,9
1980	19,02	20,9	4,631	6,7
1981	19,30	21,2	4,459	6,6

¹ Erdölgas in Erdgaseinheiten. ² Steinkohleeinheiten.

Quelle: Jahresberichte des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V., Hannover, versch. Jahrgänge.

Tabelle 2
Förderkosten, Marktwert und Differentialrenten in der Erdöl- und Erdgasgewinnung

	Förderkosten	Marktwert ¹	Förderkosten	Marktwert ¹	Differentialrente
	je t bzw. je 1000 m ³ in DM	je t bzw. je 1000 m ³ in DM	insgesamt in Mill. DM	insgesamt in Mill. DM	in Mill. DM
Erdöl					
1978	87	190	440	960	520
1979	88	250	420	1190	770
1980	97	410	450	1960	1510
1981	107	557	480	2480	2000
Erdgas					
1978	37	119	770	2470	1700
1979	38	120	790	2490	1700
1980	42	177	800	3370	2570
1981	46	252	890	4860	3970

¹ Unter Berücksichtigung eines qualitätsbedingten Abschlags von 10 % beim Erdöl sowie der unterschiedlichen Brennwerte des inländischen und des importierten Erdgases.

Quelle: Berechnet nach Tabelle 1 sowie Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK): Statistik der Energiewirtschaft, versch. Jahrgänge.

sind, wenn man – wie von uns unterstellt – eine durchschnittliche Steigerung der Kosten in Höhe von 10 % jährlich einkalkuliert¹⁰. Im wesentlichen bestätigt wird dagegen die Schätzung von M. Willms (bei Unterstellung einer 10 %igen Kostensteigerung).

Die zweite Spalte der Tabelle 2 gibt Auskunft über die spezifischen Marktwerte (Grenzübergangswerte) von Erdöl und Erdgas. Im Falle des Erdöls wurde ein qualitätsbedingter Abschlag in Höhe von 10 % des Grenzübergangswertes berücksichtigt.

Die letzte Spalte der Tabelle 2 zeigt die Entwicklung der Differentialrenten für Öl und Erdgas in der Zeit von 1978 bis 1981. Sowohl beim Erdöl als auch beim Erdgas ist ein deutlicher Anstieg der Differentialrenten festzustellen. Die Summe des Differentialrentenaufkommens beträgt 1978 2,2 Mrd. DM, 1979 2,5 Mrd. DM, 1980 4,1 Mrd. DM und 1981 6,0 Mrd. DM¹¹. Die Sondergewinne liegen damit deutlich über den Werten, die sich auf der Basis der vom EWI veröffentlichten Angaben über die spezifischen Förderkosten errechnen; sie stimmen weitgehend überein mit den Schätzwerten der Deutschen BP¹².

Vergleicht man die Differentialrentenentwicklung im Bereich der Erdöl- und der Erdgasgewinnung miteinander, so fällt auf, daß in der Zeit von 1978 bis 1981 die Sondergewinne in der Erdölförderung (+ 285 %) deutlich stärker gestiegen sind als in der Erdgasproduktion (+ 134 %). Ursächlich hierfür ist der Tatbestand, daß der Weltmarktpreis bzw. der Grenzübergangswert des Rohöls im Untersuchungszeitraum wesentlich rascher angestiegen ist als der Grenzübergangswert des Erdgases. Geht man aber davon aus, daß der Weltmarktpreis für Energie gegenwärtig sowie in absehbarer Zukunft durch den Rohölpreis determiniert wird¹³, so ist anzunehmen, daß die derzeitige disproportionale Entwicklung der Grenzübergangswerte von Rohöl und Erdgas nur eine vorübergehende Erscheinung ist. Entsprechend den in den Lieferverträgen vorgesehenen Anpass-

¹⁰ 1981 wurde von Mitarbeitern des EWI erneut eine Schätzung der spezifischen Förderkosten vorgelegt, in der von 130 DM je t Erdöl und von 90 DM je 1000 cbm Erdgas ausgegangen wird. Vgl. dazu D. Schmitt, H. J. Schürmann, a.a.O., S. 379. Vergleicht man diese Schätzung mit der EWI-Schätzung für 1975, so fällt auf, daß sich für den Zeitraum 1975 bis 1981 beim Erdgas mit 100 % (von 45 DM 1975 auf 90 DM 1981) eine bedeutend höhere Kostensteigerung ergibt als beim Erdöl mit 30 %.

¹¹ Jeweils ohne Berücksichtigung der Schwefelproduktion. Es wird davon ausgegangen, daß der Wert der Schwefelproduktion den Verlustmengen der Erdgasproduktion entspricht.

¹² Vgl. dazu Deutsche BP AG: Marktgleichgewicht/„Windfall-profits“ – Ursachen, Höhe und notwendige Belastung, Mai 1980. Die Differentialrente beträgt nach der BP-Schätzung 1978 2,4 Mrd. DM, 1979 2,6 Mrd. DM und 1980 4,0 Mrd. DM.

¹³ Auf längere Sicht sind der Rohölpreisentwicklung durch den Einsatz anderer Energieträger und energiesparender Technologien Grenzen gesetzt.

sungsklauseln werden die Erdgaslieferanten die Erdgaspreise an die Erdölpreisentwicklung anpassen. Mit einem gewissen „Time-lag“ werden damit auch die Unterschiede in bezug auf das Differentialrentenaufkommen von Erdöl und Erdgas tendenziell aufgehoben.

Staatliche Förderzinsen

In den vorangegangenen Abschnitten wurde der Umfang der Differentialrenten ermittelt, die sich die Erdöl- und Erdgasgewinnungsindustrie in der Bundesrepublik aneignet. Diese Extragewinne verbleiben jedoch nicht in vollem Umfang bei den Unternehmen, da die Öl- und Gasförderung durch eine bergrechtliche Abgabe belastet ist, die bislang auf privatrechtlicher Grundlage zwischen den betroffenen Firmen und den jeweiligen Landesregierungen ausgehandelt wurde¹⁴. Diese Förderabgabe, die sich auf den Marktwert der Förderung bezieht, ist in den zurückliegenden Jahren wiederholt erhöht worden. Die Abgabesätze betragen

bis 31. 8. 1976	5 %
vom 1. 9. 1976 - 30. 6. 1979	10 %
vom 1. 7. 1979 - 31. 12. 1979	15 %
vom 1. 1. 1980 - 31. 10. 1980	17 %
vom 1. 11. 1980 - 31. 12. 1981	22 %
ab 1. 1. 1982	32 %

Während der Förderzinssatz eindeutig definiert ist, trifft dies auf den Marktwert als Steuerbemessungsgrundlage nicht zu. Bei den bisherigen Betrachtungen

Tabelle 3
Förderzinsen und Marktwerte
für Erdöl¹ und Erdgas
(GÜW² und staatlicher Verrechnungswert)

	Förderzinszahlungen für Erdöl/ Erdgas in Mill. DM	GÜW-Marktwert je t Rohöl/ 1000 cbm Erdgas in DM	Verrechnungs-Marktwert je t Rohöl/ 1000 cbm Erdgas in DM	Differenz zwischen GÜW und Verrechnungs-Marktwert in DM
Erdöl				
1978	92,0	190,-	182,-	8,-
1979	102,0	250,-	171,-	79,-
1980	255,6	410,-	310,-	100,-
Erdgas				
1978	303,4	119,-	147,-	-19,-
1979	345,2	120,-	133,-	-13,-
1980	569,6	177,-	168,-	9,-

¹ Unter Berücksichtigung eines Qualitätsabschlages von 10 %. ² Grenzübergangswert.

Quelle: Jahresberichte des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V., Hannover, versch. Jahrgänge, sowie eigene Berechnungen.

wurde – wie auch in anderen Untersuchungen – mit der Annahme operiert, daß der Marktwert für Öl und Gas gleich den Grenzübergangswerten ist, d. h. dem jahresdurchschnittlichen Mittelwert aller Öl- bzw. Gasimporte entspricht. Wenn diese Annahme auch plausibel ist, so ist doch keineswegs zwingend, daß dieser statistische Wert auch die Basis der staatlichen Berechnungen bildet.

In der Tabelle 3 werden die staatlichen Verrechnungswerte den Grenzübergangswerten gegenübergestellt, die – wie erwähnt – im Falle des Erdöls um einen Qualitätsabschlag von 10 % vermindert wurden. Der Verrechnungswert wird ermittelt, indem man die Summe der jährlichen Förderzinsen durch den jeweiligen Förderzinssatz¹⁵ und die Fördermenge dividiert.

In bezug auf die beiden untersuchten Energieträger Erdöl und Erdgas ergibt sich ein uneinheitliches Bild. Beim Erdöl liegt der Verrechnungswert kontinuierlich unter dem Grenzübergangswert. Wie aus der letzten Spalte der Tabelle 3 ersichtlich ist, hat sich die Differenz im betrachteten Zeitraum deutlich vergrößert. Beim Erdgas liegt dagegen der Verrechnungswert in den Jahren 1978 und 1979 (wie auch in den Vorjahren) über dem Grenzübergangswert und 1980 darunter.

Die Ursache für die insbesondere beim Erdöl beträchtliche Differenz zwischen dem Verrechnungswert und dem Grenzübergangswert liegt vor allem in der bislang praktizierten Werterhebungsmethode (Festlegung fiktiver Bohrlochwerte) sowie in verschiedenen Entlastungstatbeständen (Abzugsfähigkeit von Feldesbehandlungskosten, Abgabenbefreiung bei tertiärer Entölung etc.).

Geringe Förderzinsbelastung

Die Differentialrenten der westdeutschen Erdöl- und Erdgasgewinnung sind im Zeitraum 1978 bis 1981 stark angestiegen. Eine staatliche Abschöpfung hat – im Vergleich zu anderen westeuropäischen Staaten – nur in einem relativ geringen Umfang stattgefunden. In der Zeit von 1978 bis 1981 betrug die Belastung der Differentialrenten durch die Förderzinsen maximal 25 %. Das heißt, über 75 % der Sondergewinne blieben neben der oben erwähnten Umsatzrendite in Höhe von 5 % bei den betreffenden Unternehmen. Daß die Gewinnsum-

¹⁴ Das Bundesbergbaugesetz vom 13. 8. 1980 löst die bisherige Praxis privatrechtlicher Vereinbarungen ab. Die Förderzinsen werden ab 1982 durch Erlasse des Landes festgelegt. Das Bundesbergbaugesetz ermächtigt die Länder, Förderzinsen bis zu 40 % des Marktwertes zu erheben, der für die gewonnenen Bodenschätze im Erhebungszeitraum durchschnittlich erzielt wird (§ 31 f.).

¹⁵ In den Jahren 1976, 1979 und 1980 wurde der Förderzinssatz während des laufenden Jahres geändert. Es wurde hier ein gewichteter Mittelwert angenommen. Für das Jahr 1976 beträgt er 6,7 %, für 1979 12,5 % und für das Jahr 1980 17,8 %.

me, soweit sie nicht mit Verlusten aus anderen Unternehmensbereichen (besonders der Mineralölverarbeitung) verrechnet werden kann¹⁶, mit dem normalen Gewinnsteuersatz belastet wird, versteht sich von selbst.

Alles in allem ist davon auszugehen, daß der Spielraum für eine stärkere staatliche Abschöpfung von Differentialrentenanteilen, die u. a. für die Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstrukturen in den Förderregionen herangezogen werden könnten, beträchtlich ist, ohne daß damit zugleich für die Gewinnungsindustrie der Anreiz zu innovatorischen Aktivitäten verlorengehen müßte. Dies wird deutlich, wenn man die Sondergewinne (1980: 4,1 Mrd. DM) den Bruttoanlageinvestitionen im Bereich der inländischen Öl- und Gasgewinnung (1980: 0,375 Mrd. DM) gegenüberstellt. Nach Angaben des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln ist die Ölförderung bis zu einer Förderabgabe von 60 %, die Erdgasgewinnung sogar bei einer Förderabgabe bis zu 70 % wirtschaftlich¹⁷.

Mit dem Bundesbergbaugesetz, das am 13. 8. 1980 vom Bundestag verabschiedet wurde und mit Beginn des Jahres 1982 in Kraft trat, sind hinsichtlich der Förderzinsen einige neue Regelungen wirksam geworden. Zum einen werden die Förderzinsen nicht länger auf privatrechtlicher Ebene zwischen der Landesregierung und den betroffenen Unternehmen ausgehandelt, sondern vielmehr administrativ festgelegt. Zum anderen sieht § 32 vor, daß die gesetzliche Förderabgabe in Höhe von 10 % von den Landesregierungen zur „Abwehr einer Störung des gesamtwirtschaftlichen Gleichgewichts“ oder „zum Schutz sonstiger volkswirtschaftlicher Belange“ auf 40 % erhöht werden kann.

Reformvorschläge

Obwohl beide Regelungen die Position des Staates gegenüber den Förderunternehmen tendenziell stärken, so markieren sie dennoch keine Wende in der staatlichen Förderzinspolitik. Zum einen bedeutet die Begrenzung der staatlichen Förderzinsen auf maximal 40 % des Marktwertes, daß – sofern dieser Höchstsatz überhaupt einmal durchgesetzt wird – die Abschöpfung auf einem im internationalen Vergleich eher niedrigen Niveau festgeschrieben wird. Dies gilt um so mehr, als

die zahlreichen Entlastungstatbestände der Vergangenheit fast uneingeschränkt in die neue „Niedersächsische Verordnung über Feldes- und Förderabgabe“ vom Dezember 1981 Eingang gefunden haben, so daß die gesetzlich vorgesehene Maximalbelastung effektiv nicht erreicht werden kann¹⁸. Wichtiger ist jedoch, daß die Abgabe weiterhin als Produktionssteuer (in % des Marktwertes), d. h. ohne Berücksichtigung der jeweiligen Förderkosten erhoben wird.

Diese Regelung hat den gravierenden Nachteil, daß die Förderzinsbelastung an den individuellen Förderkosten von Grenzbetrieben orientiert werden muß, wenn das gesamtwirtschaftliche Interesse an einer möglichst hohen heimischen Öl- und Gasförderung nicht gefährdet werden soll. Diese Orientierung der Förderzinsquote an der Steuerzahlungsfähigkeit von Grenzproduktionseinheiten hat zur Folge, daß die Sondergewinne, die bei Förderbetrieben mit unterdurchschnittlichen individuellen Förderkosten anfallen, nur unzureichend abgeschöpft werden. Unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten erscheint es von daher sinnvoll, vom Produktionswert als Steuerbemessungsgrundlage abzugehen und statt dessen gezielt die Differentialrenten selbst zu besteuern.

Entsprechende Vorschläge wurden von Schmitt/Schürmann sowie von T. Knecht unterbreitet. Nach Schmitt/Schürmann sollte die Abschöpfung am Nettogewinn orientiert werden, d. h. am Marktwert minus Herstellungskosten minus branchenübliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals¹⁹. Der Vorschlag von Knecht läuft demgegenüber darauf hinaus, bei der Besteuerung nicht die individuellen Herstellungskosten zu veranschlagen, sondern die Kostensituation eines Bohrfeldes zu berücksichtigen, „das innerhalb eines bestimmten Gebietes die nachweislich ungünstigste Kostenlage aufweist“²⁰. Die Veranschlagung eines Grenzkostensatzes, der entsprechend den antizipierbaren Kostensteigerungen zu dynamisieren wäre, hätte – abgesehen von dem geringeren Verwaltungsaufwand – den allokativen Vorteil, daß neben den Differentialrenten nicht zugleich auch innovationsbedingte Extragewinne der Sondersteuer ausgesetzt wären. Diesem Vorteil steht allerdings der Tatbestand gegenüber, daß die Bestimmung des Bohrfeldes mit der „ungünstigsten Kostenlage“ erhebliche Probleme bereiten dürfte. Die Abhängigkeit der Besteuerung vom Grenzkostensatz impliziert für die Gewinnungsindustrie den Anreiz, eine Reihe von Grenzproduktionsstätten aufrechtzuerhalten, um auf diese Weise die Besteuerung der Sondergewinne niedrig zu halten. Angesichts dieses Problems dürfte der Vorschlag von Schmitt und Schürmann die praktikablere Lösung darstellen.

¹⁶ D. Schmitt und H. J. Schürmann weisen darauf hin, daß sich in den letzten Jahren die effektive Steuerbelastung der Fördergewinne durch diese Verrechnungsmöglichkeiten erheblich vermindert hat. Vgl. D. Schmitt, H. J. Schürmann a.a.O., S. 380.

¹⁷ Vgl. dazu H. Leitzinger: Zur Diskussion um die „Windfall Profits“, in: Oel, Jg. 1981, H. 12, S. 343-346, hier S. 346.

¹⁸ Vgl. dazu H. Leitzinger, a.a.O. S. 346.

¹⁹ Vgl. dazu D. Schmitt, H. J. Schürmann, a.a.O., S. 381.

²⁰ T. Knecht, a.a.O., S. 167.