

Schmitt, Dieter; Schürmann, Heinz Jürgen

Article — Digitized Version

Grundsatzüberlegungen zur Abschöpfung von Windfall-profits

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Schmitt, Dieter; Schürmann, Heinz Jürgen (1981) : Grundsatzüberlegungen zur Abschöpfung von Windfall-profits, Wirtschaftsdienst, ISSN 0043-6275, Verlag Weltarchiv, Hamburg, Vol. 61, Iss. 8, pp. 378-381

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/135588>

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.

Grundsatzüberlegungen zur Abschöpfung von Windfall-profits

Dieter Schmitt, Heinz Jürgen Schürmann, Köln

Wer geglaubt hat, mit der Reform der berggesetzlichen Bestimmungen (Bundesberggesetz) sowie der Anhebung des Förderzinses (der Abgaben auf die Öl- und Gasförderung) auf nunmehr 22 % und der Möglichkeit zur Erhöhung auf 40 % (bis zum Herbst 1976 galt erst ein Satz von 5 %) sei die seit Jahren anhaltende Diskussion um die Besteuerung der in diesem Bereich anfallenden Fördergewinne, der sogenannten Windfall-profits, abgeschlossen, sieht sich in jüngster Zeit eher noch einer Vertiefung der Auseinandersetzung gegenüber. Die Kontroverse ist so weit eskaliert, daß sie schon bis zu persönlichen Anfeindungen der betroffenen Parteien reicht. Die verschiedenen Argumente analysiert der folgende Beitrag.

Faktisch ist die deutsche Mineralölwirtschaft in zwei etwa gleich starke Blöcke gespalten: Gesellschaften mit und ohne Zugang zur inländischen Öl- und Gasförderung, die sogenannten „Haves“ und die „Have nots“. Die eine Partei verweist unter Hinweis auf die internationalen Regelungen und die besonderen Bedingungen und Risiken der Exploration nach Kohlenwasserstoffen darauf, daß die Grenze der Belastbarkeit erreicht sei und jede weitere Steigerung die volle Nutzung der im Gebiet der Bundesrepublik erschlossenen und noch zu erschließenden Vorkommen gefährdet. Gleichzeitig stellt die andere Partei unter Hinweis auf den erneuten explosionsartigen Preisanstieg auf dem Weltölmarkt, der – durch den Kursverfall der DM gegenüber dem Dollar noch verstärkt – zu einer Erhöhung der Rohölbezugskosten seit 1978 von gut 200 auf nunmehr über 650 DM pro Tonne führte, die Notwendigkeit einer noch wesentlich weiterreichenden Abschöpfung heraus.

Die Heftigkeit, mit der diese Kontroverse ausgetragen wird, spiegelt zweifellos die Größenordnung der Interessen wider, um die es in diesem Zusammenhang geht. Sie erklärt sich vor allem aber auch daraus, daß sich die gesamte Mineralölbranche inzwischen einer geradezu dramatischen Anpassungskrise gegenüber sieht. Die inländische Mineralölindustrie muß sich in den nächsten beiden Jahrzehnten auf eine Schrump-

fung ihres Marktumfangs um mindestens ein Drittel einstellen. Kürzlich vorgelegten Prognosen zufolge wird der Mineralölverbrauch von rd. 207 Mill. t SKE im Jahre 1979 auf rd. 140 Mill. t SKE in den beiden nächsten Jahrzehnten zurückgehen. Im Zuge des bereits angelaufenen Anpassungsprozesses muß praktisch jede dritte Raffinerie stillgelegt und gleichzeitig die verbleibende Verarbeitungskapazität unter Einsatz von Investitionen in Milliardenhöhe auf die Veränderung des nachgefragten Produktspektrums zugunsten von leichten Erzeugnissen umgerüstet werden.

Die komplexe Vielfalt der abschöpfungspolitischen Argumente und Gegenargumente, die beide für sich für die Öffentlichkeit sehr begründet erscheinen, hat bislang im politischen Raum quer durch alle Parteien hindurch eine einheitliche Meinungsbildung nicht zustande kommen lassen. Die „Haves“ berufen sich vor allem darauf, daß auch die inländischen Fördergewinne mit unserem Wirtschaftssystem kompatibel und in ihrer Anreiz- und Steuerungsfunktion energiepolitisch notwendig seien, diese Einsatzkostenvorteile auf unternehmerischen Leistungen in der Vergangenheit beruhten, eine Abgrenzung zwischen guten und schlechten Gewinnen grundsätzlich nicht sinnvoll erscheine und schließlich die ordnungspolitische Dimension eines Eingriffes in laufende Verträge ausgesprochen negativ zu beurteilen sei. Die „Have nots“ argumentieren, daß erst gravierende Marktunvollkommenheiten die Windfall-profits entstehen ließen, die Gewinnzuschwemmung mit der weiterhin zu vermutenden OPEC-Hochpreispolitik noch kräftig ansteigen dürfte und gravierende Fehlentwicklungen aufgrund unterschiedlicher Startbedingungen für die einzelnen Gesellschaften auf dem deutschen Markt nicht auszuschließen seien.

Dr. Dieter Schmitt, 42, ist Akademischer Oberrat und Geschäftsführer des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln. Dr. Heinz Jürgen Schürmann, 37, ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an diesem Institut.

Angesichts der vielfältigen offenen Fragen hinsichtlich der Entstehung sowie der Bewertung der Auswirkungen von Windfall-profits oder ihrer Besteuerung kann es nicht verwundern, wenn sich auch die Wissenschaft bislang zu keiner eindeutigen Auffassung durchringen konnte. Die Meinungsunterschiede zwischen den Parteien beginnen bereits mit der Frage, ob und in welchem Umfang Windfall-profits als zugeschwemmte Gewinne ohne unternehmerische Leistung und wettbewerbliche Erosionsmöglichkeiten überhaupt entstehen. Die „Haves“ bestreiten zwar nicht, daß ihnen erhebliche Vorteile aus der inländischen Öl- und Gasgewinnung entstehen, sie lehnen aber eine Unterscheidung zwischen solchen Differentialgewinnen und in der Marktwirtschaft typischen Markttagengewinnen ab. Im übrigen müßten auch sowohl die Windfall-profits in anderen Energiesparten (insbesondere bei der Braunkohle) und international realisierte Fördergewinne als auch sonstige im Konzernverbund anfallende und verrechnete Gewinne anderer Branchen, wie Chemie oder Elektrizitätswirtschaft, in die Betrachtung einbezogen werden, von denen auch die „Have nots“ zum Teil beträchtlich profitierten. Die Gewinne aus der inländischen Kohlenwasserstoffproduktion seien das Ergebnis frühzeitig getätigter Unternehmensentscheidungen, die grundsätzlich jedem Marktteilnehmer offengestanden hätten und auch heute grundsätzlich noch offen stünden.

Die „Have nots“ stellen heraus, daß die inländischen Differentialgewinne im Bereich der Öl- und Gasförderung nicht das Ergebnis konkurrenzgesteuerter Marktprozesse seien und nicht durch nachfolgende Wettbewerbe bedroht würden. Diese Vorteile seien durch externe Preiseskalationen eines internationalen Produzentenkartells verursacht. In der Vergangenheit sei das unternehmerische Risiko der Exploration auf Öl- und Gasvorkommen im Gebiet der Bundesrepublik durch Schutzzölle und Förderbeihilfen erheblich reduziert worden. Im übrigen hätte insbesondere in den 60er Jahren die Finanzkraft international tätiger Unternehmen deren Engagement in der Bundesrepublik entscheidend erleichtert und gewisse Konzentrationsvorgänge begünstigt. Der strukturelle Kostenvorsprung werde in die Zukunft fortgeschrieben, da für diese Einsatzkostenvorteile praktisch keine marktinduzierten

Abbaumöglichkeiten bestünden. Die Zutrittsschranken für Newcomers seien angesichts der Laufzeit der Konzessionsverträge für bereits erschlossene Vorräte und aufgrund des Informationsvorsprungs sowie der Vorteile, die die bisherigen Konzessionsinhaber bezüglich des Qualifikationsnachweises besitzen, bei der Erschließung weiterer begrenzter Ressourcen kaum zu überwinden. Eine Begrenzung der Windfall-profits-Steuerung auf die Öl- und Gasförderung sei möglich, solange bei den anderen Energieträgern zu verzeichnende Differentialrenten nicht im Unternehmensbereich verblieben, sondern an den Verbraucher weitergegeben würden und sich bei insgesamt vertretbarem Aufwand an Eingriffen und Kontrollen die Problematik der Windfall-profits durch eine Abschöpfung der Gewinne aus der Öl- und Gasförderung im wesentlichen lösen lasse.

Auch die Größenordnung der in der Öl- und Gasförderung anfallenden Differentialrenten ist umstritten und ihre Ermittlung aus externer Sicht vor allem wegen fehlender Informationen über die tatsächlich anfallenden Kosten nur begrenzt möglich. Die diesbezüglichen Angaben reichen heute von knapp 1 Mrd. bis über 4 Mrd. DM. Unterschiedliche Größenordnungen kommen allein dadurch zustande, daß in dem einen Falle nur die Öl-, im anderen Falle aber die Öl- und Erdgasförderung berücksichtigt wird. Die Differenz kann aber auch das Ergebnis unterschiedlicher Berechnungsmethoden oder divergierender Ansätze für den Marktwert¹ der Rohöl- bzw. Erdgasförderung sowie die zu verrechnenden Kosten² sein. Unterschiedliche Aussagen über die Höhe der Windfall-profits können aber auch daraus resultieren, daß einmal Förderzinsen in Abzug gebracht worden sind oder nicht, zum andern, daß Gewinne vor oder nach Steuern gemeint sein können.

Wie groß die Unterschiede zwischen den einzelnen Größen und wie wichtig eine exakte Definition und Abgrenzung der jeweiligen Begriffe für die unterschiedlichen Fragestellungen sind, mag folgende Beispielrechnung verdeutlichen, in der auf heutiger Basis kalkulierte Schätzwerte Berücksichtigung fanden.

	ROHÖL (Förderung 4,6 Mill. t) (DM/t)		ERDGAS (Förderung 19 Mrd. m ³) (DM/m ³)		Insges. (Mill. DM)
Marktwert	550	2500	0,30	5700	8200
Förderkosten	130	600	0,09	1700	2300
Förderzins (22%)	121	550	0,066	1250	1800
Windfall- profits					
- vor Steuern	299	1350	0,144	2750	4100
- nach Steuern (bei einem Steuersatz in Höhe von 50%)		675		1375	2050

¹ Noch vor der drastischen Rohöiverteuerung dieses Jahres wurde der Marktwert des inländischen Rohöls von den Fördergesellschaften 20 % niedriger angesetzt als von den „Have nots“, beim Erdgas lagen die Auffassungen mit 7 % weniger gravierend auseinander.

² Erhebliche Unterschiede bestehen auch zwischen den anzusetzenden Förderkosten, je nachdem, um welche Lagerstätte es sich handelt, und inwieweit Sekundär- und Tertiärförderverfahren angewandt werden (müssen).

Der Marktwert der Rohöl- und Erdgasförderung der Bundesrepublik liegt um den Faktor 2 über den Windfall-profits vor Steuern, die bei einem Steuersatz von 50 % den Unternehmen verbleibenden Fördergewinne nur bei einem Viertel des Marktwertes und in derselben Größenordnung wie die Förderzinszahlungen (bei einem Satz von 22 %).

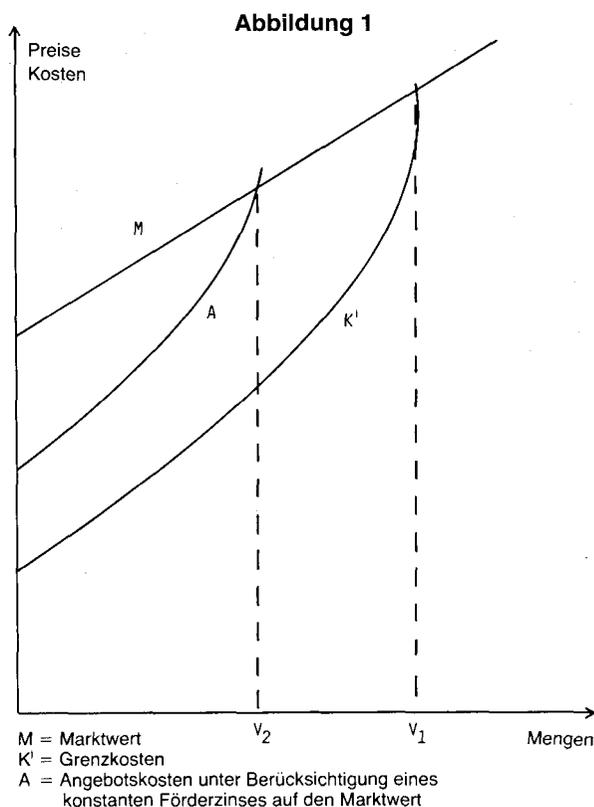
Bei der Interpretation der Gewinne vor und nach Steuern ist zu berücksichtigen, daß zwar auch Windfall-profits der normalen Besteuerung unterliegen, die Besteuerung der Gewinne aber am handelsrechtlichen Gesamtgewinn anknüpft, so daß die inländischen Fördergesellschaften die Fördergewinne mit Verlusten aus anderen Geschäftssparten, insbesondere der Mineralölverarbeitung, verrechnen können. (Dies gilt aber auch für andere im Konzernverbund arbeitende Gesellschaften.) Abgesehen davon, daß diese Kompensationsmöglichkeit die effektive Steuerbelastung der Fördergewinne in den letzten Jahren deutlich reduziert hat, gestattet sie den „Haves“ angesichts der Dimension der heute anfallenden Differentialrenten, auch Verlustphasen von außerordentlicher Größenordnung in der Mineralölverarbeitung durchzustehen, wie sie für die Bundesrepublik seit über einem Jahr charakteristisch ist.

Die unterschiedlichen Auffassungen kumulieren schließlich in der Frage des Einflusses der Kostenvorteile aus der Verfügung über eine inländische Förderbasis auf die weitere Marktentwicklung und die Wettbewerbsposition der einzelnen Unternehmen. Wird die derzeitige desolante Ertragsverfassung im inländischen Mineralölgeschäft hierdurch mit verursacht, weil der Zwang zur Durchsetzung kostendeckender Preise auch gegen den Markttrend angeblich nicht für alle Marktbeteiligten gleich groß ist? Werden möglicherweise einseitige Konzentrationsprozesse zu Lasten der „Have nots“ begünstigt? Wird schließlich die nationale Mineralölpolitik, insbesondere im Bereich Veba Oel/ Deminex, gefährdet? Alles dies sind offene Problemfelder, zu denen nur mehr oder weniger plausible Hypothesen entwickelt werden können.

Für die gegenwärtige Ertragsverfassung auf dem deutschen Markt zeichnet zweifellos in ganz entscheidendem Maße der Einfluß des Rotterdamer Spot-Marktes verantwortlich, dessen Ungleichgewichtstendenzen voll auf den liberalen deutschen Markt durchschlagen. Die Konzentrationsprozesse dürften in Zukunft wahrscheinlich zunehmen, wenngleich bislang kein eindeutiger Trend etwa zugunsten der „Haves“ festgestellt werden kann und die Umschichtungen innerhalb der beiden Gruppen bisher überwiegen. In keinem Fall sollten die notwendigen Anpassungsprozesse an die in

Niveau und Struktur veränderte Nachfrage durch staatliche Eingriffe verhindert werden. Völlig offen ist aber, wie sich dieser Prozeß vollzieht und wie das Ergebnis schließlich zu beurteilen ist. Selbst das völlige Ausscheiden von Gesellschaften oder das Ausscheiden aus dem Verarbeitungsbereich bedeuten nicht unbedingt eine Abschwächung des Wettbewerbs; sogar eine Intensivierung ist unter bestimmten Umständen vorstellbar. Auch Formen ruinöser Konkurrenz mit volkswirtschaftlich bedenklichen Folgen sind aber nicht auszuschließen. Grundsätzlich stellt sich der Energiepolitik das Problem, daß angesichts unterschiedlicher Startbedingungen nicht mehr ausschließlich die im eigentlichen Mineralölgeschäft vorhandene Leistungsfähigkeit über den Ausleseprozeß auf dem Mineralölmarkt entscheidet. Das Anpassungsproblem verschärft sich vor allem für diejenigen Unternehmen, die sowohl im nationalen als auch im internationalen Bereich keine angemessenen Ausgleichspotentiale besitzen.

Die Gewichtung der abschöpfungspolitischen „Pro“- und „Contra“-Argumente kann letztlich nur im politischen Bereich erfolgen. Sie setzt in jedem Falle voraus, daß die Informationen über die internationalen Belastungsunterschiede und die tatsächliche Größenordnung der inländischen Windfall-profits wesentlich verbessert werden. Sie erfordert darüber hinaus aber



auch, daß die politischen Akteure in ihren Entscheidungen die – und wenn auch nur mit subjektiven Wahrscheinlichkeiten belegten – Konsequenzen der unterschiedlichen Anpassungsmöglichkeiten und Eingriffe berücksichtigen und im energiepolitischen Zielsystem entsprechend bewerten. Die föderative Struktur der Bundesrepublik hat in der Vergangenheit die Entwicklung ökonomisch-rationaler Lösungen nicht unbedingt begünstigt. Ob und inwieweit sich diese Probleme in die Zukunft fortsetzen, hängt nicht zuletzt von der zur Zeit anstehenden Ausgestaltung von Durchführungsverordnungen zur Ausfüllung des Bundesberggesetzes (§ 32) ab.

Unabhängig davon, ob und gegebenenfalls wieviel abgeschöpft werden sollte, kommt schließlich der Frage nach dem „Wie“ zentrale Bedeutung zu. Energiepolitischer Imperativ jeglicher Abschöpfungsausgestaltung ist es, die Attraktivität einer Fortsetzung der inländischen Explorationstätigkeit auch im internationalen Vergleich langfristig sicherzustellen und damit die Voraussetzungen für eine optimale Nutzung der im Gebiet der Bundesrepublik vorhandenen Kohlenwasserstoffvorkommen zu schaffen. Dies macht eine völlig neue Ausrichtung des Förderzinsinstrumentariums erforderlich. Die Abschöpfung darf nicht länger, mit welchem

Förderzinssatz auch immer, am Marktwert des Öles bzw. des Gases orientiert werden, sondern am Nettogewinn, d. h. am Marktwert abzüglich der individuell zugerechneten Förder- und Aufarbeitungskosten. Bei der bisherigen Ausgestaltung ergibt sich die Gefahr, daß die Förderung heute gerade noch wirtschaftlicher Felder gefährdet wird oder sogar nicht länger aufrechterhalten werden kann, die risikoreiche Suche nach neuen Lagerstätten vorzeitig abgebrochen wird und der Einsatz aufwendiger Fördertechniken nicht zum Zuge kommt. Diese Überlegungen werden in Abbildung 1 verdeutlicht. M bezeichnet den in Zukunft (extern vorgegeben) steigenden Marktwert der im Inland geförderten Kohlenwasserstoffe, K' die mit dem Übergang zu immer ungünstigeren Lagerstättenverhältnissen und immer aufwendigeren Sekundär- und Tertiärförderverfahren ansteigenden Angebotskosten, A die langfristige Angebotskurve, die bei Erhebung eines bestimmten (konstanten) Förderzinses in Höhe von X % vom Marktwert zustande kommt. Bei einer solchen Lösung wird die inländische Förderung von V1 auf V2 zurückgedrängt und c. p. die Importabhängigkeit entsprechend erhöht.

Eine solche Entwicklung könnte durch eine Abgabenregelung vermieden werden, die auf die Bemessungsgrundlage „Marktwert minus Förder- und Aufarbeitungskosten“ abstellt. Abbildung 2 verdeutlicht, daß mit dieser Vorgehensweise sichergestellt werden kann, daß die Förderung bis zum optimalen Punkt (Grenzkosten = Preis) ausgedehnt wird.

Die konkrete Höhe des Förderzinses ist erst unter Berücksichtigung vergleichbarer internationaler Belastungen und der Risiken sowie Gewinnaussichten alternativer Kapitalanlagen zu bestimmen. Hierzu bedarf es noch sorgfältiger Untersuchungen, bei denen auch in Rechnung gestellt werden muß, daß in wichtigen europäischen Nachbarländern keine Verrechnungsmöglichkeiten von Fördergewinnen mit sonstigen Spatergebnissen möglich sind, gleichzeitig aber auch für Felder mit ähnlich ungünstigen Bedingungen wie in der Bundesrepublik Sonderregelungen zugestanden werden.

Grundsätzlich besteht schließlich bei jeder Abschöpfung das Problem, daß die vereinnahmten Beträge konsumtiv verausgabt werden und damit für investive Zwecke der Energiewirtschaft verlorengehen. Um die Förderzinseinnahmen nicht in den allgemeinen (Länder-)Haushalten versanden zu lassen, sondern die Investitionskraft der Energiewirtschaft insgesamt zu stärken und nicht zu schwächen, empfiehlt sich daher eine Zweckbindung für energiepolitische Zielsetzungen der Bundesrepublik insgesamt.

