

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

**Band:** 72 (1981)

**Heft:** 2

**Artikel:** Erdöl

**Autor:** Holzer, E.

**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-905061>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

**Download PDF:** 30.01.2025

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Erdöl

Von E. Holzer

## 1. Einleitung

Die Weltenergiekonferenz 1980 hat zur Erfassung der Erdölreserven eine Umfrage unter den Mitgliedsländern, also einschliesslich des Ostblocks, durchgeführt und die Ergebnisse von einem Fachmann kritisch prüfen lassen. Dabei wurden auch andere Studien neueren Datums mit einbezogen.

## 2. Erdölreserven

Das Resultat weicht erstaunlich wenig von den im Jahre 1977 in einem Delphi-Verfahren ermittelten Zahlen ab. Die sicher gewinnbaren Reserven, also das Erdöl, das in einer bestimmten Region unter den derzeitigen und absehbaren örtlichen ökonomischen Bedingungen mit bekannter und verfügbarer Technologie förderbar ist, betragen zu Beginn des Jahres 1979 rund 89 Mia Tonnen (Fig. 1). Die zusätzlich gewinnbaren Ressourcen, als Erdöl von zumindest vorhersehbarem ökonomischem Interesse, belaufen sich auf weitere 212 Mia Tonnen. Gesamthaft betragen die gewinnbaren Erdölvorräte der Erde somit rund 300 Mia Tonnen und liegen um 60 Mia Tonnen über den Berechnungen des Jahres 1977 von insgesamt 240 Mia Tonnen. Allerdings kamen im Jahr noch 20 bis 30 Mia Tonnen in den Polargegenden und in Meerestiefen von über 200 Metern dazu, die neu unter die zusätzlich gewinnbaren Ressourcen fallen. Die Limite des Jahres 1977, nämlich förderbar bis zu Kosten von 20 Dollar pro Fass, gilt heute nicht mehr. Eine Studie, die der Konferenz vorgelegt wurde, weist jedoch nach, dass die Differenz der zusätzlich gewinnbaren Reserven zwischen einer Preislimite von 20 Dollar und 45 Dollar pro Fass nicht allzu gross ist. Denn mit der Verteuerung des Rohöls sind auch die generellen Lebenshaltungs- und Investitionskosten angestiegen, und die Kosten für die Erschliessung und Förderung des Erdöls (z. B. chemische Beiprodukte, die zur Verbesserung des Entölungsgrades der Lagerstätten eingesetzt werden) sind der Preissteigerung des Rohöls gefolgt.

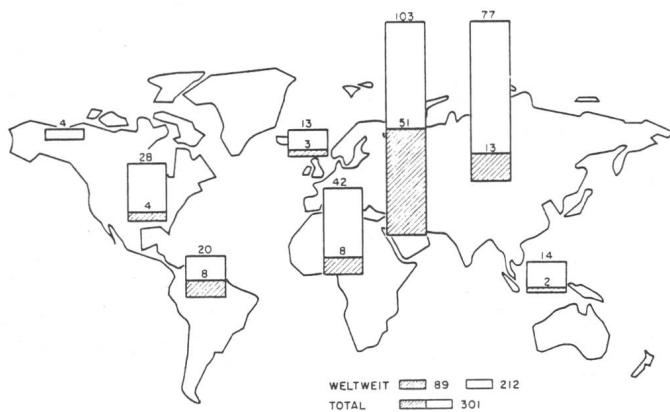




Fig. 1 Sicher und zusätzlich gewinnbare Erdölvorräte der Welt (in Mia Tonnen Erdöläquivalent [TOE])

-  Sicher gewinnbare Reserven
-  Zusätzlich gewinnbare Ressourcen

## 3. Erdölexploration – Forschung

Die Tatsache, dass die sicher gewinnbaren Reserven seit dem Jahre 1977 praktisch gleich geblieben sind, bedeutet nichts anderes, als dass die laufende Produktion durch die Bestätigung neuer entsprechender Reserven ersetzt werden konnte. Auf der ganzen Welt gibt es ungefähr 600 Sedimentbecken. In 160 von ihnen hat die Exploration zur Entdeckung der heute bekannten Lagerstätten geführt. Weitere 250 Becken sind nur teilweise oder wenig exploriert, und ungefähr 200 Becken sind praktisch noch gar nicht erforscht worden. Man schätzt, dass sich letztlich in etwa 60 % aller Becken ökonomische Vorkommen finden lassen. Allerdings befindet sich die überwiegende Zahl der bisher unexplorierten Becken in besonders unwirtschaftlichen oder schwer zugänglichen Gebieten, in tiefen Gewässern, arktischen Regionen oder verkehrsfernen Kontinentalgebieten. Flächenmässig liegen von diesen Höffigkeitsgebieten rund 51 Mio km<sup>2</sup> «Onshore» und 23 Mio km<sup>2</sup> «Offshore», wobei als «Offshore-Gebiete» der ganze Festlandssockel bis hin zur Begrenzung durch den Kontinentalabfall bei 150 bis 400 Metern Wassertiefe erfasst wird.

Wie einseitig sich die Erdölforschung auf bestimmte Gebiete – namentlich auf die USA – beschränkt, zeigt das Verhältnis der bis Ende 1977 abgeteuften Bohrungen; es sind dies in den USA 2,6 Mio Bohrungen und in der restlichen Welt weniger als 0,9 Mio Bohrungen. Auch Ende 1978 waren von den 3578 in Betrieb stehenden Bohranlagen 69 % in Nordamerika im Einsatz, 11 % in Lateinamerika und nur 5 % im Mittleren Osten, obwohl dort die gewinnbaren Reserven am grössten sind.

## 4. Sekundär- und Tertiärförderung

Es kann angenommen werden, dass der mittlere Entölungsgrad von Lagerstätten, der mit den heutigen Primärfördermethoden bei «nur» 25 % liegt, mit Methoden der Sekundärförderung auf 40 % und in Einzelfällen mit Tertiärmassnahmen bis gegen 50 % gesteigert werden kann. Eine Erhöhung des Entölungsgrades in den heute als gesichert geltenden Feldern um 1 % bedeutet eine höhere Ausbeute von 9 Mia Tonnen. Die Erforschung dieser Technologien, mit denen die Fliessfähigkeit des Erdöls im Gestein erhöht werden soll, sei es durch «In-situ»-Verbrennung oder Wasserdampfpluten als Massnahmen für hochviskose Öle oder durch CO<sub>2</sub>-Fluten bzw. den Einsatz von oberflächenaktiven Chemikalien für Erdöl mit verhältnismässig geringer Viskosität, hat eine deutliche Steigerung erfahren, ohne dass dadurch eine erhebliche Steigerung der Erdölproduktion schon vor Beginn der neunziger Jahre erwartet werden darf.

## 5. Produktionskapazität (Fig. 2)

Mit den zur Verfügung stehenden Fördermethoden wäre es technisch möglich, die weltweite Erdölproduktionskapazität von heute etwas über 3 Mia auf 4,5 Mia Tonnen zu steigern. Die vergangenen Jahre haben aber deutlich aufgezeigt, dass nicht die technischen Möglichkeiten, sondern politische Überlegungen der Produzentenländer und darauf

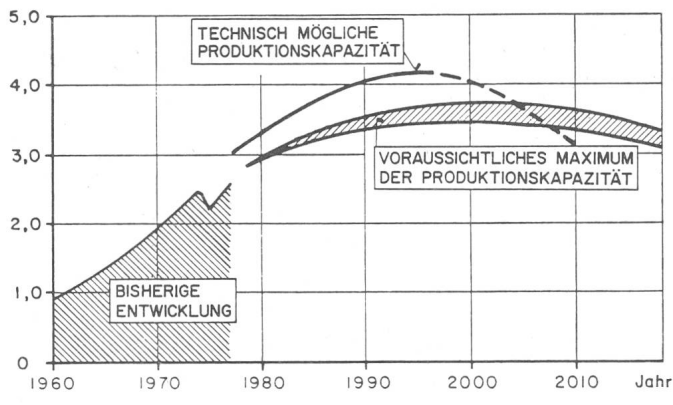


Fig. 2 Voraussichtliche Entwicklung der weltweiten Erdölproduktionskapazität (in Mia Tonnen Erdöläquivalent [TOE])

folgende wirtschaftliche Konsequenzen die Produktionskapazität bestimmen. Es kann deshalb nicht damit gerechnet werden, dass die weltweite Erdölproduktionskapazität über 3 bis 3,5 Mia Tonnen ansteigen wird. Bei der Begrenzung der Produktion spielt die Politik der Opec-Länder, die über einen bedeutenden Anteil der Förderung verfügen, eine wichtige Rolle. Durch die Tiefhaltung der Erdölproduktion erfahren die gewinnbaren Erdölreserven in bezug auf ihre Lebensdauer eine Streckung, so dass der Höhepunkt der Erdölförderung nicht mehr Anfang der neunziger Jahre, sondern im Bereich der Jahrtausendwende angenommen werden kann.

### 6. Nichtkonventionelle Öle

Im Unterschied zum konventionellen Erdöl sind die Angaben über die Vorräte von nichtkonventionellen Ölen viel weniger präzise. Das hängt nicht zuletzt damit zusammen, dass die Förderkosten von unkonventionellen Ölen hoch sind und die Forschung erst mit der Verteuerung des Rohöls intensiviert wurde. Die *sicher gewinnbaren oder nachgewiesenen Reserven* an Ölschiefer liegen bei rund 46 Mia Tonnen, diejenigen der *bituminösen Sande* bei 40 Mia Tonnen (Fig. 3). Die zusätzlichen Ressourcen, also Mengen, die aller Voraussicht nach wirtschaftliches Interesse erlangen werden, können für die Ölschiefer mit 292 Mia Tonnen und

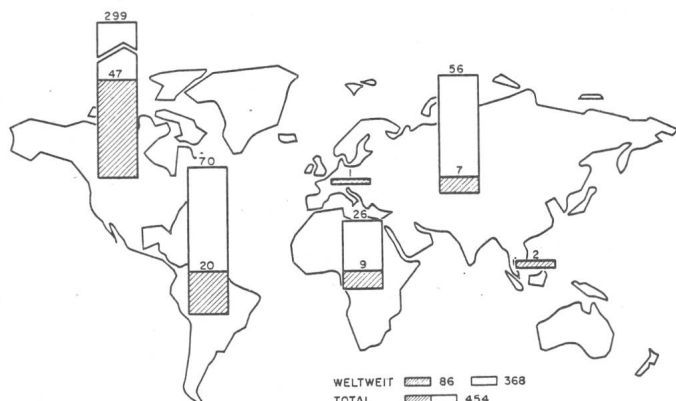


Fig. 3 Die Vorräte an Ölschiefern und bituminösen Sanden (in Mia Tonnen Erdöläquivalent [TOE])

- Sicher gewinnbare Reserven
- Zusätzliche Ressourcen

für die Ölsande mit 76 Mia Tonnen angegeben werden, wobei diese Zahlen mit einigen Vorbehalten aufzufassen sind. Die Einordnung in Reserven bzw. Ressourcen ist von Fall zu Fall subjektiv, und häufig war es den Befragten wegen des ungenügenden Lagerstättenaufschlusses überhaupt nicht möglich, eine genaue Kategorisierung vorzunehmen.

Die reichsten Vorkommen von Ölschiefer finden sich in den USA (Colorado, Utah, Wyoming), wo die Mächtigkeit zum Teil 300 Meter erreicht. Der Ölgehalt kann über 100 Liter pro Tonne Gestein betragen, liegt im Durchschnitt aber tiefer. Nach heutiger Erkenntnis dürfte die Grenze der Abbauwürdigkeit im Bereich von 40 Litern pro Tonne Gestein liegen, wobei natürlich dieser Grenzwert mit zunehmender Tiefenlage ansteigt. Sehr gut sind die Ölsande in Alberta (Kanada) bekannt, mit durchschnittlichen Produktionskosten zwischen 15 und 25 Dollar pro Fass und einer maximalen Ölfüllung von bis zu 18 Volumenprozenten. Zurzeit werden aus diesen Sanden etwa 8 Mio Tonnen Öl pro Jahr gewonnen. Venezuela schätzt seine nachgewiesenen gewinnbaren Reserven aus bituminösen Sanden auf 20 Mia Tonnen und die zusätzlichen Ressourcen auf 50 Mia Tonnen. In der zweiten Hälfte der achtziger Jahre wird auch hier eine Produktionsaufnahme erwartet. Eine bemerkenswerte Schieferölgewinnung mit etwa 37 Mio Tonnen ist ferner in der UdSSR zu verzeichnen. Damit würde an unkonventionellem Öl die Sowjetunion ein Fördervolumen von 6 % der gesamten Ölproduktion erreichen und weit über dem Welt-durchschnitt liegen mit Ausnahme von China, wo die Gewinnung aus Ölschiefern in der Mandchurei ebenfalls schon die 10-Mio-Tonnen-Grenze überschritten hat.

Die grosstechnischen Förderanlagen, die in den achtziger Jahren in Betrieb kommen werden, erfordern ein enormes Investitionskapital. Zudem ist der Abbau sowohl der Sande wie der Schiefer, soweit er bergmännisch erfolgen muss, nicht nur kapital-, sondern, im Unterschied zum konventionellen Erdöl, auch sehr arbeitsintensiv. In beiden Fällen ist zur Produktion zudem ein um das Zwei- bis Vierfache höherer Wasserbedarf notwendig; es stellen sich also zusätzliche Umweltprobleme.

Damit wird aber auch deutlich, dass ein grösserer Beitrag an die Versorgung der Welt mit Ölprodukten von diesen nichtkonventionellen Ölträgern erst gegen Ende der neunziger Jahre erwartet werden darf.

Die gleiche Aussage gilt auch für die übrigen unkonventionellen Ressourcen z.B. mit Kohle oder Biomasse als Ausgangsprodukte. Die technischen Verfahren sind hier zum Teil bekannt und erprobt, die kostengünstige Gewinnung des Ausgangsmaterials spielt hier aber eine entscheidende Rolle. Die Kohlenverflüssigung ist bei einem Rohölpreis von 25 bis 35 Dollar pro Fass konkurrenzfähig, falls die Kohle in der Nähe im Tagebau gewonnen werden kann. Der Preis steigt auf 35 bis 45 Dollar, sofern die Kohle unter Tage abgebaut werden muss. Die Investitionskosten für eine Kohleverflüssigungsanlage liegen mit 3 Mia Dollar für eine Produktionskapazität von 50 000 Fass im Tag enorm hoch.

### 7. Schlussfolgerungen

Die Prognose, dass die vorhandenen Erdölreserven bezogen auf die jeweilige Förderung «nur» einen Zeitraum von ca. 30 Jahren decken, ist fast so alt wie die Erdölindustrie. Durch die Intensivierung der Forschung und die Entwick-

lung neuer Gewinnungstechniken konnte jedenfalls bisher weltweit die Reserverweiterung mit der steigenden Nachfrage Schritt halten.

Unser kurzfristiges Problem ist nicht ein solches der Reserven, sondern der Produktion. Sicher ist, dass das Erdöl nicht mehr in der Lage ist, den steigenden Energiebedarf, wie bis anhin, allein zu decken. Aus politischen Überlegungen und daraus folgenden wirtschaftlichen Konsequenzen kann nicht damit gerechnet werden, dass die Produktion über das heutige Niveau hinaus ansteigt. In bezug auf «Rückzug aus dem OPEC-Öl» ist damit noch nichts getan.

Reserven in nichtkonventionellen Ölen sind grösser als im konventionellen Erdöl, aber die Schätzungen sind doch mit einigem Vorbehalt zu geniessen. Es wurde geschätzt, dass die jährliche Produktion aus Ölschiefern und bituminösem Sand in 20 Jahren 100 bis 500 Millionen Tonnen betragen könnte.

#### Adresse des Autors

E. Holzer, Präsident der Erdöl-Vereinigung, Generaldirektor der BP (Schweiz) AG, Kalkbreitestrasse 51, 8023 Zürich 3.

## Kohle

Von W. Bosshardt

### 1. Einleitung

Die Entwicklung der weltweiten Energiesituation in den letzten Jahren hat zu einem verstärkten Rückgriff aller vom Erdölimport abhängigen Staaten auf bisher nur unzureichend genutzte Ersatzenergien geführt. Dabei spielt die verstärkte Nutzung der Kohle, die weltweit den grössten Anteil an den fossilen Energiereserven stellt, eine wichtige Rolle.

### 2. Kohlereserven

Die Weltenergiekonferenz hat in ihrer Umfrage die Einteilung der Kohlevorräte verfeinert und erstmals auch einen Versuch unternommen, die vorhandenen Reserven nach Kostenkategorien einzuteilen (Fig. 1). Die Kategorie der *sicher / gewinnbaren Reserven* von total 693 Mia Tonnen Steinkohleeinheiten (SKE) umfasst Vorkommen bis maximal 2000 m Tiefe und einer Flözdicke von mehr als 30 cm Mächtigkeit, die unter den gegenwärtigen ökonomischen Bedingungen mit der heutigen Technologie gewonnen werden können. Von den sicher gewinnbaren Vorräten entfallen

488 Mia Tonnen SKE auf Steinkohle und 205 Mia Tonnen SKE auf Braunkohle. In die Kategorie der *nachgewiesenen Reserven* von insgesamt 1081 Mia Tonnen SKE fallen die sicher gewinnbaren Reserven und weitere Reserven, deren Abbaufähigkeit unter den erwarteten örtlichen ökonomischen Bedingungen festgestellt wurde. Die Kategorie der *zusätzlichen Ressourcen* von insgesamt 10 102 Mia Tonnen SKE umfasst alle weiteren Ressourcen von mindestens vorausichtlichem ökonomischem Interesse. Ein grosser Teil dieser Ressourcen umfasst aber gefolgte und hypothetische Lagerstätten, deren Abbaufähigkeit nicht nachgewiesen ist. Das kann aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass die gewinnbaren Kohlevorräte unserer Erde ein Mehrfaches aller anderen fossilen Energieträger (Erdöl und Erdgas) betragen. Im Vergleich mit diesen sind sie auch viel breiter gestreut und haben den Vorteil, dass bedeutende Vorkommen im direkten Zugriff der Industrieländer liegen, wodurch eine langfristige Versorgungssicherheit gegeben ist.

Die gegenwärtigen Produktionskosten der Kohle besitzen ein sehr breites Streuungsband, je nach Art der Lagerstätte und deren Abbau im Tagebau oder Untertagebau. Die Kosten für die Förderung von Steinkohle liegen in Nordamerika, Südafrika, Indien und Australien überwiegend zwischen 15 und 60 Dollar pro Tonne. In Europa übersteigen die Kosten diese Marge und dürften überwiegend über 60 Dollar pro Tonne liegen. Die Förderkosten von Braunkohle, die fast ausschliesslich im Tagebau gewonnen wird, übersteigen in den wichtigsten Ländern die 15-Dollar-Tonnen-Grenze nicht.

### 3. Die WOCOL-Studie

Um die Möglichkeiten eines gesteigerten Beitrages der Kohle aufzuzeigen und die dafür notwendigen Voraussetzungen abzuklären, haben 80 Experten aus 16 Ländern in intensiver Arbeit eine Untersuchung durchgeführt, die unter dem Titel «World Coal Study» (WOCOL-Studie) veröffentlicht worden ist. Die Resultate dieser Studie, welche in der Figur 2 wiedergegeben sind, lauten:

– Die Kohle, welche gegenwärtig rund 25 % des weltweiten Primärenergiebedarfs deckt, kann einen wichtigen Teil des in den nächsten 20 Jahren benötigten zusätzlichen

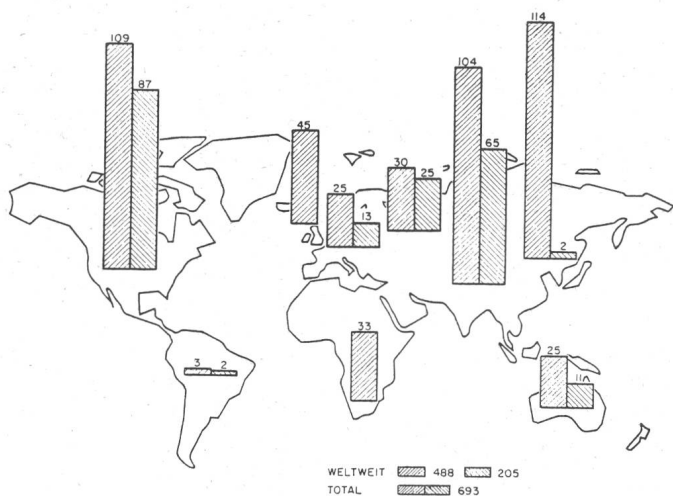


Fig. 1 Sicher gewinnbare Kohlereserven der Welt (in Mia Tonnen Steinkohleeinheiten [SKE])

Sicher gewinnbare Reserven

Steinkohle

Braunkohle