



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

Arbeitsgruppe Energierohstoffe

BMWi, Abteilung III

Kurzbericht

Verfügbarkeit und Versorgung mit Energierohstoffen

29. März 2006

Zusammenfassung

Die Reichweite der nichterneuerbaren Energierohstoffe ist naturgemäß begrenzt. Bezüglich der längerfristigen Verfügbarkeit lässt sich allerdings kein einheitliches Fazit für alle Energierohstoffe ziehen. Deshalb ist eine differenzierte Betrachtungsweise erforderlich. Fest steht, dass auf lange Sicht der Anteil der fossilen Energierohstoffe an der Energieerzeugung zurückgehen wird. Bereits in absehbarer Zukunft wird sich folglich der Energie-Mix aus nichterneuerbaren und erneuerbaren Energieträgern tendenziell allmählich verändern.

Steinkohle ist der Energierohstoff mit den weltweit größten Lagerstättenpotentialen und Vorratsmengen, die noch für viele Jahrhunderte die Versorgung sicherstellen können. Angesichts der sich schon heute abzeichnenden Verknappung von Erdöl und des zunehmenden Energiebedarfs von Schwellenländern wie China und Indien ist davon auszugehen, dass die Bedeutung der Steinkohle als Energierohstoff zunehmen wird.

Braunkohle ist ebenso wie die Steinkohle für viele Jahrhunderte verfügbar. Für Deutschland ist sie ein wichtiger heimischer Energierohstoff, der keine staatlichen Subventionen oder Einspeisevergütungen zur wirtschaftlichen, wettbewerbsfähigen Stromversorgung benötigt. Der Einsatz der Braunkohle ist auf die Stromerzeugung am Ort der bergbaulichen Gewinnung begrenzt.

Erdöl kann voraussichtlich nur noch über wenige Jahrzehnte den weiterhin steigenden weltweiten Bedarf vollständig decken. Wann das weltweite Maximum der Rohölförderung überschritten sein wird, ist in Expertenkreisen umstritten, da die weitere Entwicklung von zahlreichen Unwägbarkeiten bestimmt sein wird.

Erdgas wird noch viele Jahrzehnte als Energierohstoff zur Verfügung stehen. Durch die Notwendigkeit des Pipeline-Transports bleibt in der mittelbaren Zukunft eine enge Bindung der Verbraucherländer an wenige Hauptlieferländer bestehen. Die Bedeutung und die Möglichkeiten des Transports von verflüssigtem Erdgas (LNG) nehmen allerdings stetig zu und werden damit zukünftig die Erdgaslagerstättenpotentiale weiterer Lieferländer erschließen können.

Uran steht als Energierohstoff noch für Jahrhunderte zur Verfügung, insbesondere in Verbindung mit technologischen Weiterentwicklungen bei der friedlichen Kernenergienutzung. Uran wird derzeit überwiegend aus politisch stabilen Ländern importiert. Aufgrund seiner hohen Energiedichte und seiner sehr guten Lagerfähigkeit kann Uran de facto als heimischer Energierohstoff betrachtet werden. Bei der Erzeugung von Energie aus Uran wird kein CO₂ freigesetzt.

Neue Technologieentwicklungen wie Maßnahmen zur Steigerung der Ausbeute, die Erschließung des Kohlenwasserstoffpotentials in Tiefwasserbereichen und Arktischen Gewässern sowie die Gewinnung aus Schwerstölen, Ölsanden und -schiefern können zu einer Verlängerung der Reichweite von Erdöl und Erdgas führen (siehe Anhang).

Einführung

Die deutsche Energieversorgung ist eingebunden in die globalen Rohstoffmärkte sowie in den europäischen Energie-Binnenmarkt. Das globale Energieangebot wird vor allem bestimmt von der langfristigen Verfügbarkeit an fossilen und spaltbaren Energierohstoffen sowie von wachsenden Beiträgen erneuerbarer Energien. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas an der globalen Energieversorgung liegt gegenwärtig bei über 80 %. Weitere Beiträge liefern Kernenergie (6 %), Wasserkraft (2 %) und - überwiegend in den Entwicklungsländern - nicht-kommerzielle Biomasse sowie sonstige erneuerbare Energien (11 %).

Auch erneuerbare Energien besitzen eine rohstoffwirtschaftliche Komponente (z.B. Siliziummetall oder Sondermetalle für Solarzellen oder Stahl und Beton für Windräder), die jedoch hinsichtlich der langfristigen Rohstoffverfügbarkeit als unproblematisch betrachtet werden kann. Erneuerbare Energien aus Biomasse können im weiteren Sinne als nachwachsende Energierohstoffe betrachtet werden. Der vorliegende Kurzbericht beschränkt sich auf die Energierohstoffe Erdöl, Kohle, Erdgas und Uran, die prinzipiell erschöpfbar sind und daher nur begrenzte Zeiträume zur Verfügung stehen, in absehbarer Zeit aber immer noch die zentrale Rolle bei der Energieversorgung einnehmen werden.

Nach Erläuterungen zu den Begriffen Reserven, Ressourcen und Reichweite wird jeder einzelne Energierohstoff in Form einer Synopse wichtiger rohstoffwirtschaftlicher Daten dargestellt. Dabei wurde Wert auf eine Vergleichbarkeit der Darstellung gelegt, auch wenn dies nicht immer in letzter Konsequenz möglich ist. Längerfristige Prognosen über die Entwicklung von Verbrauch und Preisen sind nicht vorgenommen worden, sie wären sehr spekulativ und würden den Rahmen dieser rohstoffwirtschaftlichen Betrachtung sprengen.

Erläuterungen

Die potentielle Nutzungsdauer von Rohstoffen wird bestimmt durch die Größe des jeweiligen Ressourcenpotentials sowie die Intensität und Produktivität der Nutzung. Wichtig ist dabei insbesondere die Unterscheidung der Begriffe „**Reserven**“ und „**Ressourcen**“:

- Reserven umfassen die sicher nachgewiesenen und mit bekannter Technologie wirtschaftlich gewinnbaren Vorkommen in der Erdkruste.
- Ressourcen sind Vorkommen, die noch nicht wirtschaftlich zu fördern sind oder die noch nicht sicher ausgewiesen sind, aber aufgrund geologischer Indikatoren erwartet werden. Preissteigerungen an den Weltrohstoffmärkten und neue Explorationsergebnisse können Ressourcen in Reserven überführen.

Die **Reichweite** von Energieträgern kann entweder statisch oder dynamisch betrachtet werden. Da die Vielzahl der Faktoren, die in eine dynamische Betrachtung einfließen, mit sehr großen Unsicherheiten behaftet ist, wird in der rohstoffwirtschaftlichen und rohstoffpolitischen Diskus-

sion in der Regel der Begriff der *statischen Reichweite* verwendet. Sie beschreibt den augenblicklichen Kenntnisstand und ist lediglich eine Momentaufnahme eines sich dynamisch entwickelnden Systems. Die statische Reichweite wird in Jahren angegeben und stellt die Reserven und Ressourcen in Zusammenhang mit ihrer Nutzung. Zu ihrer Berechnung wird die Mengenangabe der Reserven bzw. Ressourcen des betrachteten Energierohstoffes durch den aktuellen weltweiten Jahresverbrauch dividiert. Die statische Reichweite ist damit keine Prognose, sondern lediglich eine hypothetische, rechnerische Kenngröße, da

- sich der Jahresverbrauch durch Faktoren wie dem zunehmenden Energiebedarf von Schwellenländern wie zum Beispiel China und Indien signifikant ändern kann;
- eine dem Jahresverbrauch entsprechende Produktionsrate nicht über die gesamte Nutzungsdauer eines Energierohstoffes aufrechterhalten werden kann. Dies gilt im besonderen Maße für Erdöl. Aus der Angabe einer Reichweite kann somit nicht automatisch geschlossen werden, dass der betrachtete Energierohstoff innerhalb des gesamten Zeitraums in ausreichender Menge verfügbar ist;
- Rohstoffpreisänderungen an den Weltmärkten die Grenzen zwischen Reserven und Ressourcen substantiell verschieben können;
- die fortschreitende Exploration und technologische Fortschritte bei Produktionsverfahren die Ressourcen und Reserven aber auch substantiell vergrößern können. Hintergrundinformationen dazu enthält der beigefügte Anhang.

In den folgenden Zusammenstellungen werden bei den Importen die fünf wichtigsten Herkunftsländer im Jahr 2004 angegeben. Auch die Angaben für Produktion und Verbrauch beziehen sich auf das Jahr 2004.

Steinkohle

1. Reserven, weltweit		785 Mrd. t ¹⁾
Ressourcen, weltweit:		4.060 Mrd. t ¹⁾
Reserven, Deutschland:	0,183 Mrd. t ²⁾	23 Mrd. t ³⁾
Ressourcen, Deutschland:	4,7 Mrd. t ¹⁾	186 Mrd. t ⁴⁾
2. Anteil der Importe am Verbrauch:		57 %
Herkunftsländer:		
Polen (24 %)		
Südafrika (23 %)		
Russland (15 %)		
Kolumbien (10 %)		
Australien (10 %)		
3. Produktion pro Jahr, weltweit:		4.629 Mio. t
Produktion pro Jahr, Deutschland:		29 Mio. t
Verbrauch, weltweit:		4.646 Mio. t
Verbrauch, Deutschland:		68 Mio. t
4. Reichweite weltweit bei statischer Betrachtung		
Reserven:		169 Jahre
Ressourcen:		874 Jahre
5. Preisentwicklung für Kraftwerkskohle (2000 bis 2005): 55 % Zunahme von rd. 42 €/t SKE auf rd. 65 €/t SKE ⁵⁾		
6. Produzierende Unternehmen in Deutschland:		
RAG AG (99,3 % der deutschen Förderung)		
Deutsche Beteiligungen im Ausland:		
ThyssenKrupp AG (Kanada: Cline Mining Corp)		

¹⁾ Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

²⁾ Vorräte, die nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe auf Grundlage der aktuellen kohlepolitischen Beschlüsse bis 2012 als wirtschaftlich gewinnbar bezeichnet werden können.

³⁾ Quelle: Gesamtverband des Deutschen Steinkohlenbergbaus. Zu den gegenwärtigen Weltmarktpreisen wäre diese Menge nur dann abbauwürdig, wenn die Förderung weiterhin subventioniert werden würde.

⁴⁾ Quelle: Gesamtverband des Deutschen Steinkohlenbergbaus

⁵⁾ Deutsche Einfuhren von Kraftwerkskohle aus Drittländern (Angaben Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle)

Braunkohle

1. Reserven, weltweit:	204 Mrd. t
Ressourcen, weltweit:	923 Mrd. t
Reserven, Deutschland:	43 Mrd. t ¹⁾
Ressourcen, Deutschland:	76 Mrd. t
2. Keine nennenswerten Importe	
3. Produktion pro Jahr, weltweit:	898 Mio. t
Produktion pro Jahr, Deutschland:	182 Mio. t
Verbrauch, weltweit:	898 Mio. t
Verbrauch, Deutschland:	182 Mio. t
4. Reichweite weltweit bei statischer Betrachtung	
Reserven:	227 Jahre
Ressourcen:	1.028 Jahre
5. Preisentwicklung (2000 bis 2005): Keine Angaben möglich, da Braunkohle international nicht gehandelt wird (lagerstättennahe Verstromung)	
6. Produzierende Unternehmen in Deutschland:	
RWE Power AG	
Vattenfall Europe Mining AG	
MIBRAG mbH	
BKB AG	
ROMONTA GmbH	
Deutsche Beteiligungen im Ausland:	
RWE Power AG (Ungarn: MATRA)	

¹⁾ 6,6 Mrd. t können aus den gegenwärtig genehmigten und erschlossenen Tagebauen gefördert werden.

Erdöl

- | | |
|---|------------|
| 1. Reserven, weltweit (konventionell): | 160 Mrd. t |
| - Schwerstöl, Ölsande, Ölschiefer (nicht-konvent.): | 66 Mrd. t |
| Ressourcen, weltweit (konventionell): | 82 Mrd. t |
| - Schwerstöl, Ölsande, Ölschiefer (nicht-konvent.): | 250 Mrd. t |
| Reserven, Deutschland: | 51 Mio. t |
| Ressourcen, Deutschland: | 20 Mio. t |
2. Anteil der Importe am Verbrauch: 97 %
- Herkunftsländer:
- Russland (33,7 %)
 - Norwegen (19,8 %)
 - Großbritannien (11,8 %)
 - Libyen (11,6 %)
 - Kasachstan (6,8 %)
- | | |
|-----------------------------------|---------------|
| 3. Produktion pro Jahr, weltweit: | 3847,4 Mio. t |
| Produktion pro Jahr, Deutschland: | 3,5 Mio. t |
| Verbrauch pro Jahr, weltweit: | 3789,2 Mio. t |
| Verbrauch pro Jahr, Deutschland: | 113,2 Mio. t |
4. Reichweite weltweit bei statischer Betrachtung
- | | |
|---|----------|
| Reserven (konventionell): | 42 Jahre |
| - Schwerstöl, Ölsande, Ölschiefer (nicht-konvent.): | 17 Jahre |
| Ressourcen (konventionell): | 21 Jahre |
| - Schwerstöl, Ölsande, Ölschiefer (nicht-konvent.): | 66 Jahre |
5. Preisentwicklung (2000 bis 2005): Zunahme um 88 % von rd. 29 \$/bbl auf rd. 54 \$/bbl
6. Produzierende Unternehmen in Deutschland:
- BEB Erdgas und Erdöl GmbH
 - Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH
 - Mobil Erdgas-Erdöl GmbH
 - RWE Dea AG
 - Wintershall AG
- Deutsche Beteiligungen im Ausland:
- EEG – Erdgas Erdöl GmbH (Kasachstan)
 - RWE Dea AG (Norwegen, Großbritannien, Ägypten, Kasachstan)
 - Wintershall AG (Russland, Rumänien, Libyen, Argentinien, Brasilien)

Erdgas

- | | |
|--------------------------|-----------------------------|
| 1. Reserven, weltweit: | 176.000 Mrd. m ³ |
| Ressourcen, weltweit: | 207.000 Mrd. m ³ |
| Reserven, Deutschland: | 270 Mrd. m ³ |
| Ressourcen, Deutschland: | 200 Mrd. m ³ |
2. Anteil der Importe am Verbrauch: 80 %
- Herkunftsländer:
- Russland (39,1 %)
 - Norwegen (26,3 %)
 - Niederlande (22,9 %)
 - Dänemark (3,3 %)
- | | |
|-----------------------------------|--------------------------|
| 3. Produktion pro Jahr, weltweit: | 2794 Mrd. m ³ |
| Produktion pro Jahr, Deutschland: | 20 Mrd. m ³ |
| Verbrauch pro Jahr, weltweit: | 2790 Mrd. m ³ |
| Verbrauch pro Jahr, Deutschland: | 100 Mrd. m ³ |
4. Reichweite weltweit bei statischer Betrachtung
- | | |
|-------------|----------|
| Reserven: | 63 Jahre |
| Ressourcen: | 74 Jahre |
5. Preisentwicklung (2000 bis 2005): 50 % Zunahme von rd. 1,07 ct/kWh auf rd. 1,61 ct/kWh¹⁾
6. Produzierende Unternehmen in Deutschland:
- BEB Erdgas und Erdöl GmbH
 - EEG – Erdgas Erdöl GmbH, Mobil Erdgas-Erdöl
 - Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH
 - Mobil Erdgas-Erdöl GmbH
 - RWE Dea AG
 - Wintershall AG
- Deutsche Beteiligungen im Ausland:
- EEG – Erdgas Erdöl GmbH (Kasachstan)
 - RWE Dea AG (Nordsee, Libyen, Mittelmeer)
 - Wintershall AG (Niederlande, Rumänien, Argentinien)

¹⁾ Grenzübergangspreis

Uran

- | | |
|--------------------------|-----------------------------|
| 1. Reserven, weltweit: | 4,74 Mio. t U ¹⁾ |
| Ressourcen, weltweit: | ca. 10 Mio. t U |
| Reserven, Deutschland: | Keine |
| Ressourcen, Deutschland: | n.n. ²⁾ |
2. Anteil der Importe am Verbrauch: 100 %
- Herkunftsländer:
- Kanada (28,5 %)
 - Australien (23,1 %)
 - Kasachstan (9,1 %)
 - Niger (8,1 %)
 - Russland (7,9 %)
- | | |
|-----------------------------------|------------------------------|
| 3. Produktion pro Jahr, weltweit: | ca. 40.000 t U |
| Produktion pro Jahr, Deutschland: | Keine |
| Verbrauch pro Jahr, weltweit: | ca. 70.000 t U ³⁾ |
| Verbrauch pro Jahr, Deutschland: | ca. 3.800 t U |
4. Reichweite weltweit bei statischer Betrachtung
- | | |
|-------------|-----------|
| Reserven: | 68 Jahre |
| Ressourcen: | 143 Jahre |
5. Preisentwicklung (2000 bis 2005): 400 % Zunahme von rd. 19 \$/kg U₃O auf rd. 85 \$/kg U₃O
6. Produzierende Unternehmen in Deutschland: Keine Uranförderunternehmen
- URENCO, Gronau (Urananreicherung)
 - ANF, Lingen (Fertigung von Brennelementen)
- Deutsche Beteiligungen im Ausland:
- keine (nach Verkauf der letzten deutschen Uranerzbergbaubeteiligungen im Jahr 1999 an die kanadische CAMECO).

¹⁾ Kostenkategorie bis 130 \$/ kg U₃O

²⁾ Nach Angaben der Wismut GmbH: 130.000 t. – Nach OECD/NEA „Red Book“ (im Druck): 7.000 t.

³⁾ Die Diskrepanz zwischen weltweiter Förderung und globalem Verbrauch (ca. 30.000 t/a) wird derzeit durch Lagerbestände und durch Recycling von Waffenmaterial kompensiert.

Anhang

Neue Technologieentwicklungen und ihre Anwendung in der Kohlenwasserstoffindustrie

Unter den betrachteten Energierohstoffen nimmt Erdöl eine Sonderstellung ein. Auf der einen Seite ist es der wichtigste Energierohstoff der Weltwirtschaft, auf der anderen Seite ist seine Reichweite im Verhältnis zu anderen Energierohstoffen vergleichsweise kurz. Die Einschätzung der Reichweite ist bei Erdöl in besonderem Maße geprägt vom Stand der Exploration, von technologischen Fortschritten bei der Gewinnung aus Lagerstätten und dem Potential nichtkonventioneller Vorkommen wie Schwerstöl, Ölsande und Ölschiefer.

Eine statische Betrachtung der Reichweite ist bei Erdöl besonders problematisch, daher sprechen Experten – insbesondere auch der BGR in Hannover – nur noch von „*ausreichender Verfügbarkeit*“ von Erdöl bis zum Erreichen der weltweit maximal möglichen Erdölproduktion (sog. *Peak Oil*, *Peak Production* oder *Depletion Mid-Point*). Wann dieser Zeitpunkt erreicht sein wird, wird von Fachleuten unterschiedlich gesehen; die BGR geht in ihrer *Energierohstoffstudien 2002 und 2004* davon aus, dass dieser Zeitpunkt zwischen 2015 und 2020 erreicht wird. Andere Studien legen diesen Zeitpunkt auf 2035.

Die unterschiedlichen Einschätzungen sind dadurch bedingt, dass Daten aus den OPEC-Golfstaaten nur unzureichend bekannt sind, die möglichen technologischen Fortschritte bei Exploration und Produktion unterschiedlich bewertet werden und die Rohölnachfrage bei steigenden Preisen abnehmen kann. Um die Vielfalt der Einflussfaktoren zu beleuchten, wird im Folgenden ein Überblick über einige Forschungsvorhaben und Technologieentwicklungen zur Verbesserung der Reservensituation und über die Potentiale nichtkonventioneller Erdöllagerstätten gegeben.

1. Maßnahmen zur Steigerung der Ausbeute (improved oil recovery)

Weltweit werden durchschnittlich nur etwa 30 bis 35 % der in den Erdöllagerstätten vorhandenen Erdölmengen gewonnen, der Rest verbleibt in den Reservoirgesteinen. Im norwegischen Kontinentalschelf werden überdurchschnittliche Ausbeutefaktoren von ca. 45 % erreicht, in Saudi Arabien sogar bis zu 60 %. Gründe für die hohe Ausbeute sind außergewöhnliche Lagerstättenbedingungen (in Saudi Arabien), der Einsatz modernster Technologien wie Horizontalbohrungen, künstliche Risserzeugung (sog. *Fracs*) im Reservoir oder auch Exploration und Produktionsvorbereitung mithilfe von modernsten 3D/4D-Seismik-Verfahren.

Bei dem im deutschen Wattenmeer befindlichen Erdölfeld Mittelplate (RWE Dea + Wintershall AG) wurde mit sogenannten „*Extended reach*“ Bohrungen eine Lateraldistanz von etwa 7 bis 8 km durch Horizontalbohrungen überwunden. Eine bohrtechnisch innovative Spitzenleistung war, dass diese Bohrungen einen Salzstock durchörtert haben.

Die genannten hohen Ausbeuteraten im norwegischen Nordseebereich konnten insbesondere deshalb erzielt werden, weil hier die Exploration erst vor wenigen Jahrzehnten begann; in bereits lange explorierten „maturen“ Sedimentbecken kann ein Einsatz dieser modernen Technologien nur noch bedingt zu Verbesserungen der Ausbeutefaktoren führen.

Infolge der klimapolitisch angestrebten Reduktion von CO₂-Emissionen wird im Rahmen von F+E-Vorhaben untersucht, wie durch Injektion (und damit gleichzeitiger Verbringung) von CO₂ in Erdöl- und Erdgasfelder zugleich die Kohlenwasserstoffausbeute erhöht und CO₂ dauerhaft in geologische Strukturen eingelagert werden kann. In Deutschland untersuchen die BGR und die TU Clausthal gemeinsam mit der Wintershall AG, mit E.ON Ruhrgas, mit EEG Berlin und mit Vattenfall diese Option modellhaft für zwei Erdgasfelder.

2. Kohlenwasserstoffpotentiale in Tiefwasserbereichen

Das Erdöl- und Erdgaspotenzial in Tiefwasserregionen beschränkt sich auf die Kontinentalabhänge und auf die dem Festlandssockel unmittelbar vorgelagerten Tiefwassergebiete. Es gibt kein Kohlenwasserstoff-Potenzial in den übrigen über 90 % der Weltmeere, da dort die geologischen Gegebenheiten für eine Erdöl- oder Erdgasbildung nicht gegeben waren, vor allem aufgrund der fehlenden bzw. zu geringen Sedimentmächtigkeiten.

In jüngster Zeit sind bereits etwa 5 Gt Erdölreserven vor allem an den Rändern des Atlantiks (Golf von Mexiko, Brasilien, Westafrika) sowie erhebliche Mengen an Erdgasreserven vor allem im Pazifischen Raum entdeckt worden. Zusätzliche Erdölpotenziale werden vorwiegend an den Rändern des Atlantik erwartet.

Durch den hohen Technologie- und Investitionsbedarf bei der Erschließung der Tiefwasserpotenziale von auf dem Meeresboden verankerten oder schwimmenden Bohr- und Förderplattformen werden derzeit nur sehr große Lagerstätten dieser Art erschlossen. Hohe Kosten entstehen u.a. für die Überwindung der mehrere tausend Meter mächtigen Wassersäule bei der Exploration und Produktion, durch die erforderliche Aufbereitung durch Reinigung der gewonnenen Kohlenwasserstoffe. Kleinere „Satelliten-Lagerstätten“ in der Umgebung dieser Erdöl- und Erdgasfelder bleiben zurzeit noch unberücksichtigt, werden aber bei steigenden Preisen wirtschaftlich immer attraktiver werden.

3. Kohlenwasserstoffpotentiale in Arktischen Gewässern

Die Barentssee wird bereits intensiv exploriert. Mit der ersten Produktion des norwegischen Gasfeldes *Snøhvit* ab 2006/2007 markiert den Beginn europäischer Unternehmungen bei der Kohlenwasserstoffgewinnung in arktischen Gewässern. Hier werden noch erhebliche Öl- und Gaspotenziale erwartet. RWE Dea ist mit etwa 2 % an der Erdgaslagerstätte *Snøhvit* beteiligt; das Gesamtinvestitionsvolumen für das Gewinnungsprojekt beträgt mehr als 6 Mrd. € In arktischer Umgebung soll Erdgas über entsprechende Installationen am Meeresboden gefördert

werden. Die Produkte sollen über eine 145 km lange Pipeline zur Küste transportiert und dort weiterverarbeitet werden. Im Gas enthaltenes CO₂ wird separiert und wieder verpresst.

Probleme für die Erschließung sind

- die zeitweise Vereisung (Transportproblematik),
- in bestimmten Regionen auch die starke Eisdrift (Gefahren für die Stabilität der Unterwasserinstallationen),
- die biologisch und klimatisch sensible Umgebung und
- die Entfernung zum Verbrauchermarkt bzw. zur Infrastrukturanbindung.

4. Vorkommen und Gewinnung von Schwerstölen

Schwerstöl-Vorkommen sind aus insgesamt 21 Ländern bekannt. Die wichtigsten befinden sich in Venezuela, in der GUS, in Kanada und in Madagaskar.

Das größte Vorkommen befindet sich im Orinoco-Gürtel in Venezuela: 7,5 bis 10 Gt Reserven sind hier in einem Gebiet von etwa 54.000 km² bekannt. Infolge der Reservoirtemperaturen von über 55°C ist eine Gewinnung ohne thermische Unterstützungsmaßnahmen möglich („*cold production*“), jedoch können dabei nur 10 bis 12 % des Lagerstätteninhaltes gewonnen werden. Heißdampfverfahren befinden sich derzeit im Teststadium: Hierdurch wird eine Ausbeutesteigerung auf über 40 % erwartet. Im Jahre 2002 wurden in Venezuela 28,8 Mio. t Schwerstöle produziert. Bis zum Jahr 2025 wird eine Steigerung auf 70 Mio. t prognostiziert.

Das zutage geförderte Schwerstöl muss vor seiner Vermarktung noch veredelt werden: Dabei wird entweder handelsübliches Leichtöl oder ein Schwerstöl-Wasser-Gemisch namens ORIMULSION® für den Einsatz in Kraftwerken hergestellt.

5. Kohlenwasserstoffgewinnung aus Ölsanden

Ölsande sind natürlich vorkommende Mixturen aus Bitumen, Wasser, Sand und Tonmineralen. Der Bitumenanteil beträgt im Mittel etwa 12 %. Weltweit sind in über 70 Ländern ca. 580 Mrd. t Bitumen in Form von Ölsanden bekannt. Etwa 39,3 Mrd. t davon werden mittlerweile als wirtschaftlich gewinnbare Reserven klassifiziert.

Der überwiegende Anteil dieser Reserven – rund 27,8 Mrd. t – ist in Alberta/Kanada ausgewiesen. Etwa 20 % davon können mit 90 %-iger Ausbeute im Tagebau gewonnen werden, der Rest wird durch *in-situ-Verfahren* gewonnen. Bei diesem Prozess wird Heißdampf zur Freisetzung eingesetzt. Die Ausbeuteraten betragen derzeit 15 bis 20 % (bei zyklischen Dampfeinsätzen in Vertikalbohrungen), sollen aber durch kontinuierliche Injektion in parallelen Horizontalbohrungen auf bis zu 60 % gesteigert werden.

Das gewonnene Bitumen muss vor der Vermarktung veredelt werden. Die dafür benötigten Mengen an Kondensat sind möglicherweise bereits ab 2006 nicht mehr ausreichend verfügbar. Problematisch sind beim *in-situ-Abbauverfahren* außerdem die benötigten großen Mengen an Wasser und Erdgas (für die Dampferzeugung), der Landverbrauch sowie die Emissio-

nen. Gleichwohl ist beabsichtigt, die jährliche Produktion von über 55 Mio. t (2003) auf etwa 200 Mio. t im Jahre 2016 zu erhöhen.

6. Energiegewinnung aus Ölschiefern

Ölschiefer enthalten hohe Energiepotenziale: Weltweit werden rd. 184 Gt Ressourcen diesem Gesteinstyp zugeordnet. Ölschiefer enthalten kein Öl, sie sind ein *Muttergestein*, aus dem Erdöl erzeugt werden kann. Nur Gesteine, die mehr als 40 Liter Öl pro Tonne Gestein bei Verschwelung bilden – dies entspricht einem Gehalt an organischem Kohlenstoff von etwa 8 % – sind von ökonomischem Interesse.

Sehr umfangreiche Vorräte existieren in den USA (Green River shale), ebenso gibt es große Lagerstätten in Australien (Stuart oil shale) und Jordanien (El-Lajjun). In Europa sind der Kukkersit in Estland und die sogenannten kambro-ordovizischen Alaunschiefer in Skandinavien nennenswert.

Der einzige Abbau von Ölschiefer in größerem Stil erfolgt derzeit in Estland, wo seit 1950 ca. 15 Mt Kukkersit pro abgebaut Jahr und zur Verstromung in Kraftwerken eingesetzt werden.

Ökonomische und vor allem ökologische Rahmenbedingungen (Energieeinsatz, Wasserverbrauch, gasförmige und Partikelemissionen, Blähverhalten der Tone) sprechen derzeit gegen eine Verschwelung von Ölschiefern im großen Maßstab. Dennoch gelten Ölschiefer langfristig als eine wichtige strategische Ressource.

Quellen

- Uranium 2001: Resources, Production and Demand* (“Red Book”).– Joint report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency, 348 pp, Paris 2002.
- Uranium 2005: Resources, Production and Demand* (“Red Book”).– Joint report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency, in press.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002*.– Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien Band 28, 426 S., Hannover 2003.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004*.– Kurzstudie, 68 S. Hannover 2004.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): *Bundesrepublik Deutschland – Rohstoffsituation 2004*.– Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien Band 33, 203 S., Hannover 2005
- International Energy Agency: *Resources to Reserves. Oil & Gas Technologies for the Energy Markets of the Future*.– 124 pp, Paris 2005.

