

1 Aspekte der Energie- und Rohstoffversorgung

Energie und Rohstoffe, ihre Verfügbarkeit und Preisstruktur haben zu jeder Zeit die technologische Basis und damit den Auf- und Ausbau der industriellen Chemie entscheidend mitgestaltet. Es bedurfte aber erst der Ölrisiken, um diese Zusammenhänge und ihre Bedeutung für die Weltwirtschaft wieder in das Bewusstsein der breiten Öffentlichkeit zurückzurufen.

Kohle, Erdgas und Erdöl, in Millionen von Jahren mithilfe der Sonnenenergie entstanden, müssen derzeit nicht nur den Energiebedarf, sondern auch den Rohstoffbedarf weitgehend abdecken.

In keinem Bereich industrieller Produktion liegt eine so vollkommene Verflechtung von Energie- und Rohstoffträgern vor wie in der chemischen Industrie. Jede Änderung in der Zugänglichkeit muss daher die Chemie besonders treffen, da sie zum einen zu den größten industriellen Energieverbrauchern gehört und zum anderen die nichtregenerativen fossilen Naturprodukte als Rohstoffe für die Veredlung zu der Palette von Syntheseprodukten verbraucht, der wir im Alltag begegnen.

Der ständig steigende Bedarf und die Endlichkeit der Rohstoffreserven zeigen immer deutlicher auf, wie dringlich es ist, die Energie- und Rohstoffversorgung für die Zukunft abzusichern.

Alle kurz- und mittelfristigen Bemühungen werden sich auf das Problem konzentrieren müssen, wie die Flexibilität der Rohstoffversorgung für die Chemie einerseits und den Energiesektor andererseits bei einem gegebenen Angebot vergrößert werden kann. Langfristig wird die Entkopplung der Doppelfunktion fossiler Brennstoffe unausweichlich werden, um die attraktive Rohstoffbasis für die Chemie möglichst lange zu erhalten.

Zur Beurteilung der heutigen Situation und zum Verständnis des zukünftigen Bedarfs an Primärenergieträgern und Rohstoffen sollen daher beide Aspekte anhand der einzelnen Energieträger untersucht werden.

Fossile Brennstoffe – Erdgas, Erdöl, Kohle – haben zwei Funktionen:

1. Energieträger
2. Rohstoffe für chemische Produkte

Fossile Rohstoffe sind endlich, da sie nur in erdgeschichtlichen Zeiträumen gebildet werden

Langfristige Ziele zur Absicherung des industriellen Rohstoff- und Energiebedarfs:

1. Streckung der fossilen Rohstoffe
2. Substitution der fossilen Rohstoffe auf dem Energiesektor

1.1 Gegenwärtiger und absehbarer Energiebedarf

Primärenergieverbrauch (in Mrd t SKE)

	1964	1974	1984	1994	2002
Welt	5,08	8,29	10,15	11,5	13,4
USA	1,54	1,90	2,40	2,95	3,28
WE	0,97	1,32	1,43	1,62	2,04
BRD	0,26	0,34	0,38	0,48*	4,71

*) einschließlich der neuen Bundesländer

SKE = Steinkohleneinheit

$$1 \text{ t SKE} = 29,3 \cdot 10^6 \text{ kJ}$$

$$= 0,7 \text{ t Öläquivalent}$$

OECD-Länder umfassen 29 Mitgliedstaaten, darunter in Europa: England, Norwegen und BRD

Energieverbrauch der Chemischen Industrie:

6 % vom Gesamtverbrauch, d. h. zweitgrößter industrieller Verbraucher

Primärenergieanteile weltweit (in %)

	1964	1974	1984	1999
Erdöl	41	48	42	36
Kohle	37	25	27	23
Erdgas	15	18	19	22
Kernenergie	1	3	5	7
Wasserkraft/	6	6	7	12
Sonstige				

(Sonstige = Erneuerbare Energien)

Ursachen der bevorzugten Verwendung von Erdöl und Erdgas als Energieträger:

1. rationelle Gewinnung
2. vielseitige Verwendbarkeit
3. geringe Transport- und Verteilungskosten

In den letzten fast vierzig Jahren hat sich der Weltenergiebedarf nahezu verdreifacht und erreichte 2002 eine Höhe von 13,4 Mrd t SKE entsprechend 9,38 Mrd t Öläquivalent. Die durchschnittlichen jährlichen Steigerungsraten in den Jahren vor 1974 lagen noch bei etwa 5 % und verminderten sich ab Ende der achtziger Jahre, wie die Zahlen der nebenstehenden Tabelle ausweisen. In den neunziger Jahren hat sich dann der Primärenergieverbrauch wegen des Rückganges der Energienachfrage durch die wirtschaftliche Rezession nach dem Umbruch im ehemaligen Ostblock zunächst kaum verändert, ist aber dann weiter angestiegen.

Es wird sich allerdings nach einer jüngsten Prognose des Weltenergierrates (WEC) wegen des erwarteten starken Anstiegs der Weltbevölkerung und des zunehmenden Lebensstandards um 2010 der weltweite Energiebedarf auf möglicherweise 19,5 Mrd t SKE erhöhen.

Der Verbrauch an Primärenergie in den OECD-Ländern (Organization for Economic Cooperation and Development) teilte sich 1994 wie folgt auf:

- 31 % für Transport und Verkehr
- 33 % für Industrie
- 36 % für Haushalt, Landwirtschaft und übrige Sektoren

Am Gesamtenergieverbrauch ist die Chemische Industrie mit 6 % beteiligt und damit nach der Eisenschaffenden Industrie der zweitgrößte industrielle Energieverbraucher.

Im Zeitraum von 1950 bis 1999 hat sich der Anteil der einzelnen Energieträger am weltweiten Primärenergieverbrauch drastisch geändert. So ging der Anteil der Kohle (Steinkohle und Braunkohle) von ca. 60 % im Jahr 1950 auf die in der nebenstehenden Tabelle genannten Werte zurück. In einigen Ländern des ehemaligen Ostblocks und in China ist die Kohle derzeit noch mit 40 % an der Energieversorgung beteiligt. Der Anteil des Erdöls betrug 1950 erst 25 % am Weltenergieverbrauch und erreichte mit nahezu 50 % ein Maximum zu Beginn der siebziger Jahre. Heute hat sich dieser Wert auf etwas unter 40 % eingestellt.

Die Ursachen dieser Energieträgerstruktur liegen begründet in der Überlegenheit von Erdöl und Erdgas bezüglich ihrer rationalen und damit wirtschaftlichen Gewinnung, der vielseitigen Verwendbarkeit sowie der geringeren Transport- und Verteilungskosten.

Für die Energiesituation in den folgenden Jahrzehnten wird eine leichte Abnahme des relativen Anteils für Erdöl und Kohle bei deutlich zunehmendem Erdgas-, aber nur begrenzt steigendem Kernenergie-Anteil vorhergesagt. Eine mit dem schließlichen Übergang zu kohlenstofffreien und zukünftig unerschöpflichen Energiesystemen wünschenswerte, aber multifaktoriell beeinflussbare Entwicklung.

Allerdings werden selbst in den Prognosen für die kommenden Jahrzehnte Erdöl und Erdgas die Hauptträger der Energieversorgung bleiben, da technologische Umorientierungen wegen ihrer Vielschichtigkeit größere Zeiträume erfordern. Eine ungewisse Situation liegt allerdings bei der Kernenergie vor. Ein beträchtliches Entwicklungspotenzial ist z. B. bei Brennstoffzellen und Photovoltaik zu sehen.

Umstrukturierung des Energieverbrauchs jedoch kurzfristig nicht möglich
Erdöl bleibt zunächst Hauptenergieträger

1.2 Verfügbarkeit einzelner Energieträger

1.2.1 Erdöl

Die sicher gewinnbaren und die wahrscheinlichen, d. h. zusätzlich gewinnbaren (Ressourcen) Erdölreserven der Welt nehmen nach neueren Daten wegen der verbesserten Explorations- und Produktionstechnik weiterhin zu und davon verteilen sich die sicheren Reserven (2002) zu etwa 65 % auf den Mittleren Osten, 9 % auf Südamerika, 5 % auf Nordamerika, 2 % auf Westeuropa und der restliche Anteil auf die übrigen Gebiete. Mit etwa 23 % an den sicheren Erdölreserven (2003) hat Saudi-Arabien den größten Anteil vor Irak, Kuwait und weiteren Staaten, vor allem im Nahen Osten. Die OPEC-Länder (**Organization of Petroleum Exporting Countries**) lieferten 1996 etwa 39 Gew.-% der weltweiten Fördermenge. Die größten Förderländer waren 2002 Saudi-Arabien, USA, GUS und Iran mit 12, 9, 11 bzw. 5 Gew.-% an der weltweiten Gesamtförderung von 3,6 Mrd t (Öl).

Daneben gibt es in den Ölschiefern und Teer- bzw. Ölsanden weitere Ölvorräte, die das Zehnfache der vorgenannten weltweiten Mineralölreserven ausmachen und damit die noch vor wenigen Jahren vermutete nur gleiche Größenordnung dieser Vorräte weit übertreffen.

Ölschiefer und Ölsande bieten daher einen großen Anreiz zu ihrer Verwertung. Dazu wurden vor allem Extraktions- und Pyrolyseverfahren entwickelt, die unter günstigen lokalen Bedingungen schon heute die Wirtschaftlichkeitsgrenze erreicht haben. Kommerzielle Großanlagen werden in Kanada

Reserven an Erdöl (in Mrd t SKE)

	1986	1989	1995	2002
sicher	136	182	194	204
gesamt	600	740	303	317

(1 t SKE = 0,7 t Öläquivalent)

Reserven an „synthetischem“ Erdöl aus Ölschiefern/Ölsanden (in Mrd t SKE)

	1989	1992	1997	1998
sicher	190	190	126	120
gesamt	1700	1515	643	480

Kerogen als polymere wachsartige Substanz in mineralischem Gestein, erst nach thermischer Behandlung >500 °C oder nach Hydrierung in „synthetisches“ Öl überführbar

Verbrauch an Erdöl (in Mrd t SKE)

	1988	1990	1998	2002
Welt	4,32	4,43	4,79	5,03
USA	1,12	1,11	1,18	1,28
WE	0,84	0,85	0,95	1,09
GUS	0,64	0,59	0,36	0,35
Japan	0,31	0,35	0,36	0,35
BRD	0,16	0,15	0,20	0,18

Erdölförderhilfen

Förder- phase	Förder- mittel	Ausnut- zungsg- rad (in %)
primär	Eigendruck	10–20
sekundär	Flutwasser-/gas	>30
tertiär	chem. Fluten (Polymere, Tenside)	>50

Reserven an Erdgas (in Mrd t SKE)

	1985	1989	1998	2003
sicher	116	146	175	177
gesamt	278	450	429	n. v.

(1 t SKE = 882 m³ Erdgas)

n. v. = nicht veröffentlicht

Bei gleichbleibendem Verbrauch
Erschöpfung der heute bekannten, sicheren
Reserven in etwa 62 Jahren (Stand 2002)

mit einer deutlichen jährlichen Steigerungsrate (z. B. 1994 +17% gegenüber 1993) und neuen, für die Jahre nach 2000 angekündigten Shell- und Mobilprojekten und der GUS betrieben, zahlreiche Demonstrations- bzw. Versuchsanlagen z. B. in den USA wurden allerdings inzwischen stillgelegt, aber neue, z. B. in Australien wieder in Planung genommen. In China wird ebenfalls Öl aus kerogenhaltigem Gestein extrahiert. Eine weitere Großanlage mit einer Kapazität von 0,12 Mio jato Erdöl ist fertiggestellt.

Die Reichweite der sicheren Erdölreserven errechnet sich bei gleichbleibendem Verbrauch (d. h. statistische Reichweite) auf etwa 42 Jahre (1998). Nimmt man die zusätzlichen sowie die Vorräte an Ölschiefern/Ölsanden hinzu, so wird der abdeckbare Zeitraum deutlich größer als 100 Jahre.

Eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Lagerstätten, die durch die gegenwärtigen Techniken nur zu 30% ausgebeutet werden, eine verstärkte Explorationstätigkeit, die Verwertung von schwer auszubeutenden Vorkommen, Erschließung von Feldern unter dem Meeresboden sowie eine Umstrukturierung des Energie- und Rohstoffverbrauchs machen aber eine weit über diesen Zeitraum reichende Verfügbarkeit des Erdöls wahrscheinlich.

1.2.2 Erdgas

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven der Welt sind etwas größer als die Mineralölreserven und wurden 1998 auf 429 Mrd t SKE oder ca. 431000 Mrd m³ geschätzt. Davon gelten 175 Mrd t SKE als sichere Vorräte.

Diese Letztgenannten verteilten sich 2002 etwa zu 36% auf den Nahen Osten, 35% auf GUS, 8% auf Afrika und 5% auf Nordamerika. Alle übrigen Erdgasförderländer hatten zusammen einen Reserveanteil von 16%.

Danach könnten die sicher gewinnbaren weltweiten Erdgasvorräte auf Basis der Fördermenge von 2002 (2,9 Mrd t SKE) fast 62 Jahre reichen. Größte Erdgasförderländer waren 2002 Nordamerika und Europa, Eurasien mit 30% bzw. 39% der weltweiten Erdgasförderung. Größte Erdgasverbraucher waren 2002 Nordamerika und Europa, Eurasien mit einem Anteil von 31% bzw. 41% des weltweiten Gesamtverbrauchs von 2,9 Mrd t SKE.

Im Laufe der beiden letzten Jahrzehnte ist der Erdgasverbrauch vergleichsweise gestiegen. Bisher konnte das Erdgas nur dort genutzt werden, wo die entsprechende industrielle

Infrastruktur gegeben war bzw. die Entfernung zum Verbraucher durch Pipelines überbrückt werden konnte. Inzwischen können auch große Entfernungen vom Gewinnungsort zu wichtigen Verbrauchsgebieten durch Verflüssigung des Erdgases (LNG = Liquified Natural Gas) und Transport in Spezialschiffen, wie z. B. in Japan, das sich nahezu vollständig mit LNG durch Import versorgt, überwunden werden. Zukünftig ist Erdgas möglicherweise auch durch Umwandlung in Methanol über Synthesegase mit zusätzlichem Kostenaufwand verfügbar.

Die Importabhängigkeit ist damit ähnlich wie beim Erdöl für die erdgasmaren Länder lösbar geworden. Erst mit dem Auf- und Ausbau der Synthesegaschemie auf Basis von Braunkohle kann sich das Bild grundsätzlich ändern. Dies erscheint jedoch erst in weiterer Zukunft in größerem Umfang möglich.

Schnelle Ausweitung des Erdgasverbrauchs möglich durch Transport über weite Entfernungen mittels:

1. Pipelines
2. Spezialschiffen
3. Umformung in Methanol

Substitution des Erdgases durch synthetisches Naturgas (SNG) erst in nächsten Jahrzehnten (vgl. „SNG-Herstellung“ Abschn. 2.1.2)

1.2.3 Kohle

Von den Vorräten her gesehen ist die Kohle die am weitesten verbreitete und bedeutendste Quelle fossiler Energie, wenngleich dabei beachtet werden muss, dass die Schätzungen der Kohlereserven von der geologischen Verfügbarkeit ausgehen, ohne die Abbauwürdigkeit zu berücksichtigen. Die sicheren und wahrscheinlichen Steinkohlevorräte der Welt wurden 1999 auf 5508 Mrd t SKE geschätzt, wobei die sicheren Vorräte mit 487 Mrd t SKE beziffert werden. Von den sicheren Vorräten entfallen auf USA, China, Westeuropa, Afrika und GUS etwa 38, 14, 7, 7 bzw. 5 Gew.-%. 2002 wurden weltweit etwa 2,4 Mrd t Steinkohle gefördert, davon entstammen etwa 17% bzw. 24 % aus China und USA.

Bei Braunkohle schätzte man die Weltvorräte 1999 auf 1160 Mrd t SKE, wovon 71 Mrd t SKE als sichere Reserven zu rechnen sind.

Der weltweite Abbau an Braunkohle betrug 1998 etwa 949 Mio t, davon lieferten die größten Förderländer Westeuropa, BRD, GUS und USA den überwiegenden Anteil.

Mit den riesigen abbaubaren Stein- und Braunkohlegesamtvorräten könnte der Energiebedarf der Welt also über sehr lange Zeiträume, nach Ergebnissen verschiedener Institute bei ähnlicher gegenwärtiger Wachstumsrate noch für einige tausend Jahre gedeckt werden.

Reserven an Steinkohle (in Mrd t SKE)

	1985	1989	1992	1999
sicher	690	503	720	487
gesamt	6700	7200	8330	5508

„Steinkohle“ umfasst auch Teerkohle und Anthrazit

Reserven an Braunkohle (in Mrd t SKE)

	1985	1989	1999
sicher	167	106	71
gesamt	700	830	1160

Weltweit gestreute und langfristige Ressourcen favorisieren die Kohle

1.2.4 Kernbrennstoffe

Kernbrennstoffe sind Spaltstoffe oder spaltstoffhaltige Materialien, vor allem Uran und Plutonium als Metalle oder Verbindungen

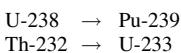
Struktur der Stromerzeugung (in %)

	WE			Welt		
	1974	1984	1998	1975	1985	1999
Erdgas/-öl	36	22	21	35	23	26
Kohle	34	41	30	37	40	36
Kernenergie	6	16	35	5	15	17
Wasserkraft	24	21	14	23	22	21
+ Sonstige						

Uranförderung (in Mio t)

	1991	1994	1998
Welt	41,9	31,6	35,0
Kanada	8,2	9,6	10,9
Australien	3,8	2,2	4,9

Wirkungsweise schneller Brüter
(Neutroneneinfang):



Die Kernenergie wäre aufgrund ihres Entwicklungsstandes eine realistische Lösung des Energieversorgungsproblems für die nächsten Jahrzehnte; ihre Wirtschaftlichkeit ist nachgewiesen, wenn es nicht politische Konzepte zum Aus der Kernenergie gäbe.

Die nuclearen Brennstoffe bieten in wichtigen Bereichen, vor allem in der Stromerzeugung, eine umweltschonende Alternative zu den fossilen Energiequellen. Wenn auch in den letzten Jahrzehnten diese fossilen Energieträger ihre dominierende Stellung zur Stromerzeugung weltweit noch gehalten haben, so haben sich in den Ländern unterschiedliche Anteile der Kernenergie entwickelt. So waren 2000 weltweit 435 Kernkraftwerksblöcke in Betrieb (38 zusätzlich im Bau). Die meisten Kernkraftwerke liefen davon in USA (104), gefolgt von Frankreich (59) und Japan (53). Den größten Anteil an der Stromerzeugung hatte die Kernenergie weltweit 1998 in Frankreich mit 76 %.

Die Vorräte an Uran sind groß und über weite Bereiche der Erde verteilt. Die Uranförderung hat weltweit abgenommen (vgl. nebenstehende Tabelle), ist aber in den einzelnen Ländern unterschiedlich gelaufen. Kanada hat seine Spitzenposition weiter ausgebaut, gefolgt von Australien mit deutlicher Steigerung. Die westeuropäische Uranförderung ist fast vollständig eingestellt bis auf einen geringen Anteil in Frankreich.

Bei der Verwendung des Urans in den heute noch üblichen Leichtwasserreaktoren wird nur das zu etwa 0,7 % im Natur-Uran enthaltene U-235 ausgenutzt. Die in Form von Strahlung und Spaltprodukten wie z. B. α -, β -Teilchen oder Neutronen frei werdende Energie wird in Wärme umgewandelt, die dann z. B. über Wasserdampfherstellung zum Antrieb von Dampfturbinen zur Stromerzeugung dient.

Durch Brutreaktoren (Brüter) lässt sich zusätzlich zu dem natürlichen Anteil mehr spaltbares Material erzeugen. Die Wirkungsweise der schnellen Brüter besteht darin, dass aus dem mit thermischen Neutronen nicht spaltbaren Nuclid U-238 (= Hauptbestandteil des Natur-Urans; Häufigkeit 99,3 %) durch Neutroneneinfang spaltbares Pu-239 bzw. aus Th-232 das spaltbare U-233 erzeugt wird.

1995 waren Japan und Frankreich die einzigen Länder, die schon Brutreaktoren betrieben und weiterentwickelten.

Beim gegenwärtigen Stand der Reaktortechnologie wird der wachsende Energiebedarf für mindestens 60–70 Jahre gedeckt werden können. Der dominierende Reaktortyp ist heute und sicherlich auch für die nächsten 20 Jahre der Leichtwasserreaktor (Siede- oder Druckwasserreaktor), der bei Temperaturen bis etwa 300 °C arbeitet. Auch Hochtemperaturreaktoren mit Kühlmitteltemperaturen bis nahe 1000 °C (Helium) stehen bereits an der Schwelle der technischen Realisierung; ihr Vorteil wird darin gesehen, dass sie neben elektrischem Strom auch Prozesswärme bei höheren Temperaturen liefern können (vgl. Abschn. 2.1.1 und 2.2.2).

Ein weiteres, großes Ziel im Bereich der Kernenergie ist die Kernfusion (Kernverschmelzung), d. h. die Nutzung der Energie aus der Verschmelzung zweier Atomkerne. Dieses Prinzip, das auch der Entstehung der Sonnenenergie zugrunde liegt, wird von einigen Industrienationen bearbeitet. Auch in der Bundesrepublik Deutschland wurde 2000 ein weiteres Kernfusionsprojekt (Stellarator) gestartet.

Eine wichtige Voraussetzung für den erfolgreichen Einsatz der Kernenergie ist aber nicht nur, dass sichere und zuverlässige Kernkraftwerke errichtet werden, sondern dass der gesamte Brennstoffkreislauf lückenlos geschlossen wird, beginnend bei der Versorgung mit Natur-Uran und der Bereitstellung entsprechender Anreicherungskapazitäten und endend bei der Entsorgung von radioaktiven Spaltprodukten, d. h. auch derendlagerung hochradioaktiver Abfälle aus den Kernkraftwerken und dem Recycling von unverbrauchten und erbrüteten Kernbrennstoffen.

Die Entsorgung der Kernkraftwerke kann zu einem zeitbestimmenden Faktor bei der Realisierung der Energieprogramme werden.

Reaktorgenerationen:

Leichtwasserreaktoren
Hochtemperaturreaktoren
Brutreaktoren

Vorteil der Hochtemperaturreaktoren:

Prozesswärme ist für stark endotherme chemische Reaktionen auf hohem Temperaturniveau (900–1000 °C) nutzbar

Kernfusion als thermonucleare Reaktion führt zur Bildung eines neuen Kerns mit Energiegewinn

Notwendige Voraussetzungen für den Einsatz von Kernenergie:

1. gesicherte Versorgung mit Kernbrennstoffen
2. technisch sichere Kernkraftwerke
3. gesicherte Entsorgung von Spaltprodukten

1.3 Perspektiven künftiger Energieversorgung

Wie in den vorhergehenden Abschnitten dargestellt, bleiben Öl, Gas und Kohle noch auf lange Sicht die wichtigsten Primärenergieträger. Wenn sich auch gegenwärtig aus der Verfügbarkeit dieser Energieträger kaum Restriktionen ergeben, sollte sich bei der Bedeutung von Erdöl und Erdgas als Rohstoffen für die Chemische Industrie ihr Anteil in der Energieverbrauchsstruktur möglichst bald vermindern.

An dieser Situation kann auch die Ausbeutung der Ölschiefer und Ölsande langfristig betrachtet kaum etwas ändern.

Erdöl und Erdgas werden bei heutiger Verbrauchsstruktur als erste Energieträger erschöpft sein

Der Wettbewerb zwischen ihrer energetischen und chemischen Nutzung zwingt zu einer Strukturänderung der Energiepalette

Substitution fossiler Brennstoffe zur Energieerzeugung möglich durch Einsatz von:

1. Nuclearenergie (mittelfristig)
2. Solarenergie (langfristig)
3. Geothermalenergie (partiell)
4. Kernfusionsenergie (langfristig)

Substitution des Erdöls zur Energieerzeugung möglich durch Einsatz von:

1. Kohle
2. Nuclearenergie
3. Kombination von Kohle und Nuclear-energie
4. Wasserstoff

Die Substitution des Erdöls und Erdgases durch andere Energiequellen ist der sinnvollste Weg aus diesem Dilemma, damit diese wertvollen fossilen Naturprodukte der chemischen Weiterverarbeitung weitestgehend vorbehalten bleiben.

Zur Entlastung des fossilen Energieverbrauchs hat bereits mittelfristig die Nutzung der Nuclearenergie entscheidend beigetragen. Nahezu unerschöpfliche Energiereserven bietet die Solarenergie, auf deren potenzielle Möglichkeiten zur technischen Nutzung hier nur hingewiesen werden soll. In Steinkohleeinheiten ausgedrückt, entspricht die auf der Erde jährlich eingestrahlte Sonnenenergie etwa dem 30fachen der Kohlereserven der Welt. Rein rechnerisch könnte der derzeitige Primärenergieverbrauch der Welt bereits durch 0,005 % der eingestrahlten Sonnenenergie gedeckt werden. Die Entwicklung von Sonnenkollektoren und Solarzellensystemen bleibt daher eine vorrangige Aufgabe. Gleichzeitig muss aber auch das Problem der Energiespeicherung und des Energietransportes gelöst werden.

Der großtechnischen Nutzung der sogenannten Endlosenergien oder erneuerbaren Energien, zu denen neben Solarenergie, Windkraft und Wasserkraft auch Geothermalenergie und Kernfusion zu rechnen sind, kommt aber erst in ferner Zukunft wachsende Bedeutung zu. Bis dahin werden wir auf die optimale Nutzung der fossilen Rohstoffe, insbesondere des Erdöls, angewiesen sein. Um es so weit wie möglich zu strecken, werden Kernenergie und Kohle in naher Zukunft die Säulen unserer Energieversorgung bilden müssen. Die Kernenergie wird in steigendem Umfang die Elektrizitätsversorgung zu übernehmen haben, während Kohle vermehrt in anderen Bereichen zur Substitution von Mineralölprodukten beitragen soll.

Bevor die Energieversorgung sich von den fossilen Energiequellen löst, was sicherlich erst im kommenden Jahrhundert möglich ist, könnte vielleicht eine Kombination von Kernenergie und Kohle im großtechnischen Maßstab zum Tragen kommen. Die Verwendung von nuclearer Prozesswärme zur Kohlevergasung könnte einen verstärkten Einsatz der Synthesegasprodukte ermöglichen (vgl. Abschn. 2.1.1).

Neben der Herstellung von Synthesegas durch Kohlevergasung kann die Nuclearenergie eventuell auch zur Herstellung von Wasserstoff aus Wasser durch Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse oder durch chemische Kreisprozesse eingesetzt werden. Entsprechendes gilt für die

Wasserelektrolyse mittels Solarenergie, die in zahlreichen Projekten in verschiedenen Ländern untersucht wird. Dies könnte zu einem breiten Einsatz von Wasserstoff als Energieträger (Wasserstofftechnologie) und in der Chemie zur Ablösung der Wasserstoffherstellung aus fossilen Rohstoffen führen (vgl. Abschn. 2.2.2).

Diese Phase wird dann mehr und mehr zu einem System überleiten, in dem die Energie ausschließlich aus regenerativen Quellen gewonnen wird und Kohle und Erdöl nur noch den Charakter von Rohstoffen haben.

Langfristiges Ziel:

ausschließliche Energieversorgung aus regenerativen Quellen und Rohstoffversorgung aus fossilen Quellen

1.4 Gegenwärtige und absehbare Rohstoffsituation

Die gegenwärtige Rohstoffsituation der industriellen Chemie ist durch die erfolgreiche und weitgehend abgeschlossene Umstellung von der Kohle- zur Erdöltechnologie gekennzeichnet. Diese Umstrukturierung gilt auch für den Wechsel von der Acetylen- zur Olefinbasis (vgl. Abschn. 3.1 und 4.1).

Charakteristische Veränderungen der Rohstoffbasis für die Chemische Industrie:

Basisprodukte bis 1950:

1. Vergasungsprodukte der Kohle (Kokereiprodukte, Synthesegas)
2. Acetylen aus Calciumcarbid

1.4.1 Petrochemische Primärprodukte

Von den Verfahren zur Darstellung organischer Grundchemikalien der fünfziger Jahre auf Kohlebasis ist neben der Herstellung von Kohlenmonoxid und Wasserstoff durch Vergasungsprozesse lediglich die Herstellung von Carbid (für den Schweißsektor und einige ausgewählte organische Zwischenprodukte), Benzol und einigen mehrkernigen Aromaten übriggeblieben. Diese machen aber nur einen kleinen Teil der petrochemischen Primärprodukte aus; denn gegenwärtig basieren etwa 96 % auf Erdöl bzw. Erdgas. Es besteht auch kein Zweifel darüber, dass die in den vergangenen Jahrzehnten erzielte Ausweitung der Produktion von Primärchemikalien zur Herstellung organischer Folgeprodukte überhaupt erst durch die Umstellung auf Erdöl möglich war. Die maximal förderbaren Kohlemengen hätten eine derart steile Entwicklung nicht zugelassen. Dies lässt schon erkennen, dass auch in Zukunft allenfalls eine partielle Substitution des Erdöls durch Kohle im Sinne einer gewissen Verbreiterung der Rohstoffbasis erreichbar ist, die Rohstoffabhängigkeit der Chemie vom Erdöl aber weitgehend bestehen bleiben wird.

Von den Rohstoffen, die der Chemie durch die Erdölraffinerien zur Verfügung gestellt werden, ist in Japan und West-

Basisprodukte nach 1950:

1. Produkte der Erdölverarbeitung
2. Erdgas
3. Vergasungsprodukte der Kohle sowie Acetylen aus Carbid und niederen Kohlenwasserstoffen

Ausweitung der organischen Primärchemikalien war nur durch Umstellung von Kohle auf Erdöl möglich

Rückkehr zur Kohle bei organischen Primärchemikalien kurz- und mittelfristig nicht realisierbar

Primärchemikalien sind petrochemische Basisprodukte für weitere Umsetzungen, wie z. B. Ethylen, Propen, Butadien, BTX-Aromaten

Primärchemikalien-Produktion (in Mio t)

	1995	1997	1999
USA	48,3	52,0	55,0
WE	44,1	45,2	47,0
Japan	22,4	24,4	23,9
BRD	11,1	11,9	12,9

Einsatzprodukte für Olefine und Aromaten:

Japan/WE: Naphtha (Rohbenzin)
USA: Flüssiggas (C_2-C_4) und
zunehmend Naphtha

Einsatzprodukte für Synthesegas
($CO + H_2$):

Methan und höhere Erdölfraktionen

Nachfragetrend zu leichteren Mineralölprodukten bedingt komplexere Erdölverarbeitung z. B. von Rückstandsölen

Umstrukturierung der Raffinerien durch zusätzliche Konversionsanlagen wie:

1. Thermocracker
2. Katcracker
3. Hydrocracker

Marktsituation 1973/93 für Mineralölprodukte USA, WE, Japan mit charakteristischem Bedarfsrückgang:

1. gesamt um 16–31 %
2. schweres Heizöl um 36–54 %

europa Naphtha (Rohbenzin) das bei weitem wichtigste Produkt. Auch in USA hat bei abnehmenden Erdgasvorräten Naphtha inzwischen einen steigenden Einsatz gefunden (vgl. Abschn. 3.3.1). Durch Spaltung werden hieraus die Olefine wie Ethylen, Propen, Butene und Butadien sowie die Aromaten Benzol, Toluol und Xylol gewonnen. Weltweit wurden 1997 etwa 660 Mio t Naphtha als petrochemischer Rohstoff verbraucht. Mit weitem Abstand folgen das schwere Heizöl und das Raffineriegas, die zusammen mit dem Erdgas zur Herstellung von Synthesegas herangezogen werden. Dieses wiederum stellt die Basis zur Herstellung von Ammoniak, Methanol, Essigsäure und Oxo-Produkten dar.

Auf die Zusammensetzung und die Ausbeute der einzelnen Raffinerieschnitte hat die angewandte Verarbeitungstechnologie einen wesentlichen Einfluss. Sie wurde nach den Erdölkrisen zunehmend weiterentwickelt, so dass heute eine komplexe Raffineriestruktur ein größeres Volumen an wertvolleren Produkten liefern kann. So wird durch thermische Crackprozesse, wie z. B. Visbreaking, Coking-Verfahren u. a., schweres Heizöl zu einem Teil in leichterstiedende Produkte umgewandelt. Weiterhin kann der Rückstand aus der atmosphärischen Destillation nach anschließender Vakuumdestillation in katalytischen Crackern oder Hydrocrackern konvertiert werden. Damit erhöht sich die Ausbeute leichterer Produkte erheblich, allerdings steigt auch der Energie-Eigenverbrauch bei diesen Weiterverarbeitungsprozessen.

Die Energieeinsparung bleibt daher sowohl bei Grundprozessen wie auch bei der Weiterverarbeitung des Erdöls und seiner Folgeprodukte eine prinzipielle Aufgabe.

In diesem Sinne ist ein weiterer Fortschritt nach Entwicklung von ELF Aquitaine und Technip in einer neuen Raffinerie in Leuna gelungen, in der 1999 eine „progressive Destillationstechnik“ zum Einsatz kam. Eine bessere Ausnutzung der Wärmeströme bei der Rohöldestillation führt zu einer gestaffelten Aufheizung bei leichteren und schwereren Fraktionen bei niedrigstmöglichen Druckbereichen.

Die Palette der Raffinerieprodukte, als Folge der unterschiedlichen Marktbedürfnisse in USA, Westeuropa und Japan, zeigt deutliche Unterschiede, aber als gemeinsamen Trend eine erhöhte Nachfrage nach leichteren Mineralölfraktionen:

Tabelle 1-1. Aufteilung der Raffinerieprodukte (in Gew.-%).

Produkte	USA			Westeuropa			Japan			BRD	
	1973	1983	1993	1973	1985	1993	1973	1983	1993	1994	1996
Raffinerie-/Flüssiggase	9	10	8	4	4	3	6	11	3	6	6
Motorenbenzin, Naphtha	44	49	47	24	26	29	21	24	20	30	29
Flugturbinentreibstoff	6	7	9	4	5	7	8	11	15	7	7
Heizöl leicht, Dieselöl	19	20	20	32	38	37	12	17	32	40	40
Heizöl schwer	16	9	8	33	22	21	50	33	23	11	11
Bitumen, Petrokok	6	5	8	3	5	3	3	4	7	6	7
Raffinerieprodukte gesamt (in Mio t)	825	730	690	730	527	577	260	220	179	120	116

Die Rohöldestillationskapazität der weltweit aktiven Raffinerien ist in der nebenstehenden Tabelle aufgeführt.

Diese vorgenannte Entwicklung zu leichter siedenden Mineralölprodukten wurde sowohl vom Kraftstoffsektor als auch durch die Chemische Industrie mitbestimmt. Wenn auch alle Raffinerieprodukte prinzipiell zur Herstellung der Primärchemikalien wie der Olefine und BTX-Aromaten einsetzbar sind, so ergeben sich doch beträchtliche Ausbeuteunterschiede. Mit sinkendem Siedepunkt des Einsatzproduktes für Crackverfahren erhöht sich nicht nur die Ausbeute an C₂–C₄-Olefinen, sondern es ändert sich auch die Olefinzusammensetzung; insbesondere steigt der Anteil am Hauptprodukt Ethylen als dem weitaus wichtigsten Chemiebaustein (vgl. nebenstehende Tabelle).

Unabhängig von diesem höheren Angebot der für die Chemische Industrie bevorzugten Raffinerieschnitte durch erweiterte Verarbeitungstechnologien, bleibt insgesamt die Einschränkung bzw. Entkopplung der Doppelfunktion des Erdöls als Energie- und Rohstofflieferant eine vordringliche Aufgabe.

Ein erster Schritt zur sparsameren Erdölverwendung könnte die Erhöhung des Wirkungsgrades bei seiner Umwandlung in Strom, Wärme und Antriebskraft sein.

So werden im industriellen Bereich gegenwärtig nur 55 % der Energie tatsächlich genutzt. Bei Haushalten und Kleinverbrauchern, die den größten und weiter anwachsenden Verbrauchsbereich darstellen, sind es nur 45 % und im Verkehr sogar nur 17 %. Der Rest geht durch Umwandlung, Transport und Abwärme verloren.

Von noch größerem Einfluss könnte jedoch der schrittweise Ersatz des Erdöls bei der Energieerzeugung durch Kohle- und Kernenergie sein (vgl. Abschn. 1.3). Dazu gehört auch

Raffineriekapazität weltweit (in Mrd jato)

1994	1998	2002
3,7	4,0	4,2

Olefinausbeute bei Crackverfahren – mittlere Crackschärfe – (in Gew.-%)

	Ethan	Naphtha	Gasöl
Ethylen	82	30	20
Propen	2	17	14
C ₄ -Schnitt	3	11	9

Rest: Heizgas, Pyrolysebenzin, Rückstandsöl

Einsparung von Erdöl als Energielieferant auf verschiedenen Wegen möglich:

1. Erhöhung des Wirkungsgrades bei seiner Umwandlung in Energie
2. schrittweise Substitution durch Kohle- bzw. Kernenergie
3. schrittweise Substitution als Kraftstoff durch z. B. CH₃OH, C₂H₅OH u. a.

Zukünftige Primärchemikalien-Versorgung zunehmend durch Länder mit preisgünstiger Rohstoffbasis, d. h. Erdölförderländer

Beispielhafte Produktionen in Saudi-Arabien (Start nach 1984):

Ethylen
Ethanol
Ethylenglykole
Dichlorethan
Vinylchlorid
Styrol

(Start nach 1993) z. B. MTBE (0,86 Mio jato)

die teilweise oder vollständige Substitution des Fahrbenzins durch Methanol (vgl. Abschn. 2.3.1.2) oder durch Ethanol z. B. auf biologischer Basis (vgl. Abschn. 8.1.1).

Für die zukünftige Entwicklung der Primärchemikalien-Versorgung der Chemischen Industrie ergeben sich darüber hinaus noch weitere Gesichtspunkte. Dazu gehören vor allem geografische Verschiebungen in der petrochemischen Produktion von den traditionellen Erzeugerländern in die Erdölförderländer. So ist bevorzugt Saudi-Arabien als Großproduzent von Primärchemikalien und wichtigsten Olefin-Derivaten in den letzten Jahren hervorgetreten, um u. a. auch bisher abgefackeltes Erdölgas sinnvoll zu nutzen. Eine Reihe von Entwicklungs- und jüngeren Industrieländern ist inzwischen diesem Beispiel gefolgt, um zukünftig nicht nur den durch Import gedeckten Eigenbedarf, sondern auch die traditionellen Produktionszentren USA, Westeuropa und Japan zu versorgen.

Es ist also damit zu rechnen, dass in diesen neuen Produktionsländern die Herstellerkapazität für Primärchemikalien stetig zunehmen wird. Eine Aufforderung für die klassischen Industrieländer, den Anteil der Produkte zu vergrößern, die durch höhere Wertschöpfung gekennzeichnet sind.

Die weltweite Herstellkapazität für den Gesamtbereich der Primärchemikalien betrug 1999 etwa 211 Mio jato und davon waren die Anteile in USA, Westeuropa, Japan und der Bundesrepublik Deutschland etwa 29, 24, 12 bzw. 6 %.

1.4.2 Kohleveredlungsprodukte

Kohle als Chemierohstoff:

zz. weltweit bis zu 11 % des Benzolbedarfs, aber ca. 95 % des Bedarfs an kondensierten Aromaten auf Basis Kohlevergasung

Substitution Erdöl durch Kohle setzt Weiterentwicklung der Kohlevergasungs- und -veredlungsverfahren voraus

Die Chemische Industrie nutzt Kohle in nennenswertem Umfang gegenwärtig nur als Rohstoffbasis zur Gewinnung von Benzol, Naphthalin und weiteren kondensierten Aromaten. Gemessen am gegenwärtigen Weltbedarf an Chemiearomaten deckt die Kohle länderabhängig bis zu 11 % den Verbrauch an Benzol und zu mehr als 95 % den Verbrauch an mehrkernigen Aromaten und Heteroaromaten (vgl. Abschn. 12.2).

Weiterhin liefert Kohle die Basis für kleinere Mengen Acetylen und Kohlenmonoxid und ist der Rohstoff für technischen Kohlenstoff, d. h. Ruß und Graphit.

Die Veränderung auf dem Ölmarkt lässt die Frage nach dem Umfang der Substituierbarkeit petrochemischer Vor- und Folgeprodukte durch die möglichen Veredlungsprodukte der Kohle auftreten. Generell könnten nach schon bekannten

Verfahren die aus Erdöl erzeugten organischen Primärchemikalien auch wieder auf Basis Kohle hergestellt werden. Ihre Darstellung hat allerdings einen im Vergleich zu Erdöl bzw. Erdgas extrem niedrigen Kohlepreis zur Voraussetzung. In Europa und selbst in den USA mit ihren relativ niedrigen Kohlepreisen ist die Herstellung von Benzin auf Kohlebasis heute noch nicht wirtschaftlich.

Längerfristig betrachtet bleibt die Kohle allerdings die einzige ernstzunehmende Alternative zum Mineralöl als Rohstoffbasis. Zur Anpassung an die gegenwärtige Produktionsstruktur der Petrochemie und zur Erhöhung der Rentabilität sind früher bewährte Technologien weiterzuentwickeln und ist die Verbesserung der spezifischen Ausbeuten an Wertprodukten aus diesen Verfahren anzustreben.

Grundsätzlich stehen zur Herstellung chemischer Vorprodukte aus Kohle folgende Wege zur Verfügung:

1. Vergasung von Braunkohle oder Steinkohle zu Synthesegas und dessen Umwandlung zu Basischemikalien (vgl. Abschn. 2.1.1.1),
2. Hydrierung oder hydrierende Extraktion von Steinkohle,
3. Erhitzung von Braunkohle oder Steinkohle, bei Tieftemperatur ($450\text{--}600\text{ }^{\circ}\text{C}$) = Schwelung, bei Hochtemperatur ($600\text{ bis }1400\text{ }^{\circ}\text{C}$) = Verkokung,
4. Umsetzung von Kohle mit Kalk zu Calciumcarbid und dessen Umwandlung zu Acetylen.

Im Einzelnen wird über den Stand der Technik und Möglichkeiten zu deren Weiterentwicklung in den folgenden Abschnitten berichtet.

Neue Impulse für die unter erheblicher Wärmezufuhr ablauende Kohlevergasung könnten sich in Zukunft durch den Einsatz nuclearer Prozesswärme ergeben.

Die Anwendung nuclearer Prozesswärme in der Chemischen Industrie zielt darauf ab, die in Kernreaktoren freigesetzte Energie direkt – also ohne Umwege über die Verstromung – für chemische Reaktionen nutzbar zu machen. Eine solche Einkopplung nuclearer Prozesswärme in chemische Prozesse ist aber nur unter gewissen Voraussetzungen möglich. Bei Leichtwasserreaktoren stehen Temperaturen bis etwa $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ zur Verfügung. Ihr Einsatz bleibt im Wesentlichen auf die Prozessdampferzeugung beschränkt. Anders sieht es dagegen bei der Entwicklung von Hochtemperaturreaktoren aus, bei denen Temperaturen von $800\text{--}1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ erreicht werden. Hier zeichnet sich die Möglichkeit ab, die primär anfallende

Extrem niedrige Kohlepreise erforderlich

Kohle bleibt jedoch einzige Alternative zu Erdöl

Verfahren der Kohlechemie:

1. Vergasung
2. Hydrierung (hydrierende Extraktion)
3. Schwelung, Verkokung
4. Herstellung von Acetylen (Carbid)

Neue kombinierte Technologien der Kohlevergasung mit Einkopplung von Prozesswärme in Entwicklung

Nucleare Kohlevergasung ergibt bis zu 40 % höhere Ausbeute an Vergasungsprodukten

Nutzung nuclearer Kohlevergasung durch Chemie nur im Verbund mit Energie- wirtschaft sinnvoll

Technischer Durchbruch wegen der erforderlichen Entwicklungs- und Erprobungszeiten erst in den nächsten Jahrzehnten zu erwarten

nucleare Prozesswärme direkt für die Vergasung von Kohle mit Wasserdampf, die hydrierende Kohlevergasung, die Methanspaltung oder ggf. die Wasserstoffgewinnung aus Wasser mittels chemischer Kreisprozesse nutzbar zu machen. Bei den erstgenannten Verfahren ergibt sich der entscheidende Vorteil, dass Kohle und Erdgas nur noch als Rohstoff, aber nicht mehr gleichzeitig als Energielieferant verwandt werden und damit bis zu 40 % höhere Ausbeuten an Vergasungsprodukten erzielbar sind.

Der Einsatz der nuclearen Kohlevergasung kann langfristig einen entscheidenden Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung leisten. Gemessen an diesen Dimensionen fällt der spezifische Chemieverbrauch kaum ins Gewicht, fordert aber die Chemie auf, sich mit den Vergasungsprodukten der Kohle im Hinblick auf ihre Veredlungsmöglichkeiten wieder intensiver auseinanderzusetzen.

Die Verzahnung von Energie und Rohstoffversorgung bietet sich zwangsläufig an, um Hochtemperaturreaktoren vom Standpunkt der Auslastung auch für die Chemie attraktiv zu gestalten. Bis es soweit ist, werden mindestens noch ein bis zwei Jahrzehnte vergehen, da die Entwicklung der Hochtemperaturreaktoren noch nicht abgeschlossen ist und für die Ankopplung des Chemieteils an den Reaktor ebenfalls noch erhebliche Entwicklungsarbeiten zu leisten sind (vgl. Abschn. 2.1.1.1).

Dieses Beispiel macht gleichzeitig deutlich, dass in absehbarer Zukunft nur diejenigen neuen Technologien verfügbar sein werden, deren Entwicklung wir bereits heute in Angriff nehmen. Die langfristige Energie- und Rohstoffversorgung hat diesem Aspekt in allen Bereichen Rechnung zu tragen.