

# エネルギーと安全保障

恒川 潤、小野 圭司、大野 拓人、秋本 茂樹、富川 英生

## 序論

1980年代後半以降、石油価格は低位安定で推移してきた。これは過去2回の石油危機を契機に消費国での代替エネルギー開発の促進や省力化・効率化によって、世界のエネルギー需給が緩和されてきたことによる。また、97年のアジア通貨危機を契機に成長の著しかった東アジアの発展途上国のエネルギー需要が低下し、石油価格はさらに低下した。しかし、このようなエネルギー需給の軟化傾向のなかにあっても、近年ふたたびエネルギー安全保障が注目されるようになってきた。その要因の1つとして、中国の急速なエネルギー消費の伸びが挙げられる。中国は約13億人の巨大な人口を抱え、78年末以降の改革開放政策によって高度成長を維持してきた。経済発展にともなって中国のエネルギー消費は拡大し、93年に中国は石油輸出国から輸入国に転換し、米国に次ぐ世界第2位の石油消費国になった。

ケント・カルダーは、東アジア主要国のエネルギー供給能力の限界と、中国のエネルギー需要の増大が世界のエネルギー需給を逼迫させ、エネルギー確保をめぐる摩擦や紛争が発生する可能性がある<sup>(1)</sup>と警告した。また、98年にはアジア通貨危機以降のさらなる石油価格下落をうけて行われたOPEC、Non-OPEC双方による協調減産は石油価格を反騰させた。協調減産は石油の市況商品化の流れと逆行するものであるとともに、産油国による価格統制強化への動きともとれる。協調減産は消費国のエネルギーの安定的確保というエネルギー安全保障を脅かす要因ともなりうる。

一方、最近における米国の行動もエネルギー安全保障に対する世界の関心を高める要因となった。2001年9月11日の米国における同時多発テロ事件後、対テロ戦争として米国はアフガニスタン攻撃を行った際に、同国周辺の中央アジア諸国への軍事的プレゼンスを強化した。これは米国が中央アジアの石油や天然ガスを確保するための布石であるという見方も生まれている。さらに2003年に米国はイラク攻撃を行ったが、これもイラクに賦存する膨大な石油資源を確保するためという憶測を一部に生んだ。事実、イラク攻撃に際し米国はイラクの油田やパイプライン等施設の確保に高い優先度を与えていたのである。

エネルギー安全保障は、合理的な価格で安定的にエネルギーを確保することにある。近年における上記の動きは消費国のエネルギー安全保障上の脅威となる要素である。こうした状況の下において、本特別研究の命題は、石油・天然ガスを中心としたエネルギー資源が国際紛争要因になるか否かを分析することにある。

---

(1) Kent E. Calder, *Pacific Defense: Arms, Energy, and Americas's Future in Asia* (New York: Harper Collins Publishers, 1996).

## 1 需給動向と課題

### (1) 石油・天然ガスの需要

#### ①石油の需要動向

2002年の世界の石油消費量は約35億2,250万 t、天然ガス消費量は2兆5,355万 m<sup>3</sup>で、世界の一次エネルギー需要に占める石油の割合は約35%、天然ガスは約24%であり、この両方を合わせて約62%が炭化水素資源によるものであった。

長期的傾向を見ると、日本、ドイツなど経済協力開発機構（OECD）主要加盟国の需要が漸減しているなか、アメリカは需要を増加させている。アメリカを除くOECD加盟国の需要は過去10年間で年平均0.7%の増加、過去5年間で年平均マイナス0.5%の減少であるなか、アメリカは過去10年間で年平均1.3%の増加、景気後退期が含まれる過去5年間で年平均0.5%の増加という需要の伸びを示しており、先進国の中でアメリカの需要が堅調であることが確認できる（図1-1）。

開発途上国の石油需要は堅調に推移しているが、とりわけアジア・太平洋地域の開発途上国での需要増が大きい。アジア・太平洋地域の途上国における石油需要の伸びは過去10年間で年平均5.1%、過去5年間で年平均3.4%と高い。近年、増加率が鈍くなっている要因は、アジア通貨危機による東南アジア諸国連合（ASEAN）5カ国での需要の停滞が要因であるが、2002年度以降、各国の景気の回復とともに石油需要は再び増加する傾向にある。中国は93年に石油の純輸出国から純輸入国になった。需要の増加率は過去10年間で年平均6.7%、過去5年間で年平均5.8%と高い伸びを示している。また中国は市場規模が大きいため、その動向が国際石油市場に及ぼす影響は他の開発途上国に比べて大きい（表1-1）。中国の石油消費量は2002年に日本を抜いて約2億4,570万 t となり、全世界の需要に占める中国のシェアは92年の約4%から2002年には約7%に増大した。これは一国でASEAN5カ国（4.5%）や中南米地域諸国（6.1%）のシェアをしのぐ規模であり、アメリカに次いで世界第2位である（図1-2）。また、インドの石油需要も今後拡大が予想されているが、インドの石油需要のシェアは2002年で2.8%であり、中国のように国際石油市場に影響を与えるほどの規模にはない。しかし過去10年間の需要の伸びは平均4.6%と高く、今後の趨勢に注目する必要がある。

#### ②高いアジア・太平洋地域の中東依存

アジア・太平洋地域では、開発途上国の石油需要の増加がみられるが、この地域の石油供給力に限界があることから、石油輸入を政治的に不安定な中東に多くを依存しており、今後も中東依存が高まるとみられる。主要国・地域の原油輸入先を見ると、欧州は旧ソ連邦からの輸入が最も多いが、中東や北アフリカなどからの輸入も一定の割合を占めている。米国は、隣国であるカナダ、メキシコから安定的な供給を受けており、域外からでは、中東の割合も多いものの、欧州、中南米、西アフリカなどからバランスよく輸入している。

日本を除くアジア・太平洋地域の中東依存度（中東からの輸入量／総輸入量）は平均で69%（2002年 以下同）、日本はさらに高く78%である。供給を1地域に大きく依存すること自体、リスクの分散という点で問題があるが、特に中東は政情が不安定であるという点でより深刻である。米国の中東依存度が約20%、欧州が約27%であることを考えると、日本は先進国の中で最も石油供給の攪乱に脆弱な供給体制を持つといえる。中東の重質高硫黄原油は精製コストや石油製品の得率を考慮すると、軽質、低硫黄原油と比べ国際競争力が低く油価が安い。日本は経済成長を開始する際、この油価の安い中東産重質高硫黄原油に供給源を求め、それに整合的な産業構造を構築した。したがって日本の中東依存度の高さには構造的な問題があり、市場原理に任せているだけでは中東依存度を減らすことは期待できない。一方、中国の中東依存度は約39%である。中国は中東以外からのスポット取引による石油輸入の割合が大きく、この数字は必ずしも中国の供給体制が安定的であることを示す指標とはいえないが、1地域への依存を減らそうとする中国のエネルギー戦略もうかがえる。

### ③増加する天然ガスの需要

近年、炭化水素エネルギーの中で天然ガスへの需要のシフトが顕著になっており、2002年度の世界の天然ガス消費量は前年比2.8%の増の253億5,500万TOE（石油換算t）である。OECD加盟国の消費量は前年比2.4%増と世界平均よりやや少ないが、米国は3.9%の伸びを示しており、電力用需要を中心に堅調な需要の伸びが見られた。

天然ガスの消費量は過去10年で年平均2%増加しているが、地域別による需要の伸びは、石油の場合と異なる傾向が見られる。近年、需要が増加している地域としては中東とASEAN5カ国が挙げられ、過去10年で中東は年平均6.4%、ASEAN5カ国は8.4%と高い需要の増加率を示している。また、EUでも3.8%の需要の伸びを示しており、石油消費量の伸びが過去10年で年平均0.5%にとどまっているのとは対照的に、天然ガスは先進国・地域においても新規の需要が開拓されている。しかし、天然ガスの利用は世界的に見れば、まだ十分には進んでおらず、消費量が大きな地域は限られている。

石油に比べ天然ガスは、その輸送や貯蔵に関して利便性に欠けており、輸送パイプラインや貯蔵タンクなどの新規設備投資に膨大なコストが必要となるため、たとえ商業生産規模に達するガス田が発見されたとしても、それが消費地から遠い場合は、石油と比べた相対価格の高さから、資源として利用・開発されてこなかったという経緯がある。日本では、70年代の石油ショックを契機にエネルギーの多様化促進という指針のもと、天然ガスの利用が推進された<sup>(2)</sup>。天然ガスはエネルギー資源の多角化、既存の石油資源の枯渇化に対する不安、石油価格の高値安定や環境問題に対する社会意識の高揚など

(2) 天然ガスは69年にアラスカから初めて日本に輸入され、その後は国策石油企業と石油メジャー、そして日本の商社などからなる企業連合体により開発が進み、ASEAN諸国からの輸入が主体となった。また77年のUAE（アブダビ）を皮切りにカタール、オマーンなど中東地域からの輸入も開始されている。現在、ASEAN諸国から日本へは年間4億1265万TOEの液化天然ガス（LNG）が輸入されている。これは日本の輸入量の63%、全世界における液化天然ガス輸入量の30.6%を占める。

の要因も加わり、その需要は今後も増大すると予想される。

## (2) 石油・天然ガスの供給

### ①石油：相対的に小さい中東の生産

2002年における世界の石油生産量は前年比0.7%減の355億6,800万 tであった。生産量の地域別のシェアを見ると中東が28.5%、北米が18.7%、欧州・ユーラシアが22%で、他、中南米、アジア・太平洋、アフリカがそれぞれ約1割である。OPEC加盟国の生産量のシェアは38.4%で、過去数年維持してきた40%を割った。Non-OPECのうちOECD加盟国のシェアは28.4%、旧ソ連邦諸国のシェアは13.1%で、生産量だけから見ればOPEC、もしくは中東が占めるシェアは決して市場を支配する規模ではないことがわかる。

Non-OPECのうち近年生産量が急増しているのはロシアである。現在ロシアは、体制移行期に疲弊した経済構造と財政基盤を強化するために、エネルギー輸出を積極的に推し進めており、一方、米国は中東の政情の不安定化により、国際石油供給体制における中東への依存の高まりに対する警戒を強めている。この両国の思惑が一致し、現在、ロシアは米国のエネルギー戦略上の重要なパートナーと位置づけられており、2002年10月からは米ロ・エネルギーサミットが開かれるなど、その協調関係は深まっている。

### ②天然ガス：今後の主要エネルギー源

2002年度の世界の天然ガス生産量は227億4,700万TOE、このうちOECD加盟国のシェアは43.2%、旧ソ連邦諸国のシェアは27.4%である。生産量の地域別のシェアを見ると北米が30.3%、中東は9.3%で、最も多いのが欧州・ユーラシアの39.1%である。このうち22%がロシアであり、国別では米国の21.7%を抜いて世界第1位、輸出量も1兆2822億 $\text{m}^3$ （11億5398万TOE）、シェア29.7%で、カナダ（25.2%）を上回り世界第1位である。

中東は確認可採埋蔵量のシェアでは36%を占めているのに対し、生産量は9.3%にとどまり、これはアジア・太平洋地域の11.9%よりも少ない。上述したように、天然ガスはこれまで、消費地に近い鉱区・地域で生産されなければ採算がとれず、中東はこの面で制約を受けていた、また同地域は豊富な石油埋蔵量を誇るため、近年まで天然ガスの開発・生産にはあまり関心が払われてこなかったことなどが、その理由である。中東の中ではイランとカタールの確認可採埋蔵量が多く、それぞれ23兆 $\text{m}^3$ （20億7,000万TOE）と14兆4,000億 $\text{m}^3$ （12億9,600万TOE）で、共にR/P比率（可採可能年数）は100年を超えている。カタールの需給ギャップは186億 $\text{m}^3$ （1,674万TOE）の供給過剰で、これが日本、韓国などに輸出され、アジア・太平洋地域、特に東アジアの天然ガス需要を賄っている。

ASEAN諸国の確認可採埋蔵量はシェアで見ると大きくはないが、石油と比べれば相対的に高く、今後もASEAN諸国の重要な輸出品となることが予想される。また世界的に見ても天然ガスは石油と比べてR/P比率が高いため、中東以外の地域においても資源の枯渇化懸念が顕在化しにくい。

### (3) 埋蔵量と今後の見通し

石油、天然ガスの供給量は埋蔵量によって規定されるが、石油及び天然ガスの埋蔵量は一定ではなく、国際価格、探査・掘削技術、インフラ等によって変化する。確認可採埋蔵量（以下単に埋蔵量）は、そのときの価格で開発しても採算がとれる埋蔵量をいい、価格が上昇すれば採算がとれる埋蔵量は増加する。事実、石油も天然ガスも埋蔵量は年々増加している。82年末における石油の埋蔵量は6,767億バレルであったが、2003年末には1兆1,477億バレルに増加している。天然ガスも同様に85兆9,000億 $\text{m}^3$ から176兆7,800億 $\text{m}^3$ に増えている。また、可採年数（R/P比率）は、石油は2003年末でも41年あり、天然ガスのそれはさらに長く67年以上である<sup>(3)</sup>。現在の産出量を維持すれば石油は今後41年間、天然ガスは67年以上産出を続けることが可能になっている。また、中東には石油と天然ガスの豊富な埋蔵量がある半面、同地域の産出量は埋蔵量に比較して小さく、中東の潜在的生産余力は大きい。したがって埋蔵量の観点から、石油も天然ガスも埋蔵量が近い将来枯渇したり、供給が長期的に途絶する可能性は低いといえる。

国際エネルギー機関（International Energy Agency, IEA）の長期見通し<sup>(4)</sup>によると、世界の石油需要は2000年の7,500万バレル/日から2030年には1億2,000万バレル/日に増大し（表1-2）、この間の年平均増加率は1.6%である。地域別に見ると、OECD諸国の需要は年平均0.8%の増加と低い伸びになる。一方、開発途上国では年平均2.6%の伸びを示すと予想されており、中でもアジア太平洋地域の開発途上国の増加率が高い。特に中国の需要量は同期間中に年平均3.0%で増加し、量的には490万バレル/日から1,200万バレル/日に拡大し、世界全体の需要量の10%を占めると想定されている。これは中国における工業化とモータリゼーションの進展に負うところが大きい。

今後さらに石油からの転換が進むと期待される天然ガスの需要は、2000年の2兆5,270億 $\text{m}^3$ から2030年には5兆470億 $\text{m}^3$ に増加（年平均2.4%増）すると予想されている。天然ガスの主要市場はOECD諸国であり、最大市場は北米、次いで欧州で、この2地域で世界需要の50%を占め、今後2030年まで平均して約2%の需要増が見込まれている（表1-3）。開発途上国ではさらに増加率が高く、特にアジア及び中南米での増加が大きい。とりわけ中国の増加率は最も高く、平均5.5%の伸びが予想されており、需要量は320億バレル/日から5倍強の1兆6,200億バレル/日に拡大する。ただし世界の総需要に占める中国のシェアは2000年で1.3%、2030年でも3.2%にとどまる。特性上、天然ガスの利用を拡大させるには、パイプラインなどの輸送インフラの建設が必要である。そのため、すでにインフラが整っているOECD諸国では、堅調な需要の拡大が予想されるが、開発途上国ではそのインフラ整備のボトルネックも懸念される。

IEAでは、世界の石油需要は2000年から2030年までの間で60%増加するものの、供給は主として中東産油国での増産が予想されるため、2030年までの需要増加は十分満たさ

(3) British Petroleum(BP), *BP Statistical Review of World Energy* (June 2004).

(4) International Energy Agency(IEA), *World Energy Outlook 2002* (Paris:IEA,September 2002).

れるとしている<sup>(5)</sup>。一方、天然ガスについても、中東・アフリカ、ロシア、中南米での増産が見込まれており、供給量に問題はない。

石油・天然ガスの需給状況、埋蔵量から見ても、当面の間、少なくとも2030年までは供給量に不足はない。また、急激に需要が増加すればエネルギー価格が上昇し、新たな埋蔵量が追加されたり、オイル・サンドの開発や原子力、石炭のより効率的な利用が進展し、新エネルギーの開発も促進されるであろう。したがって、国家間でエネルギー資源獲得をめぐる競争戦を繰り広げる合理的な理由はない。

#### (4) 石油の価格決定メカニズム

##### ①OPECの影響力

OPECは、石油および天然ガスの生産量でマーケットを寡占するシェアを有していない。しかし埋蔵量やR/P比率は他の地域より圧倒的に多く、生産性<sup>(6)</sup>の点でも優位性は明らかである。

OPECは1960年、石油メジャーによる一方的な石油公示価格の低下に対抗するため、資源ナショナリズムの高揚を受け設立されたが、その影響力が発揮されたのが73年10月の第4次中東戦争勃発に端を発する第1次石油危機<sup>(7)</sup>と78年10月の第2次石油危機<sup>(8)</sup>であり、石油価格の急激な上昇が発生し、世界経済は混乱した。しかし、これら石油価格の高騰は、その後の消費国の景気後退を招き、先進国での省エネや代替エネルギー開発への取り組みを促進させ、石油需要そのものを減退させた。また、相互依存関係が深まった世界経済においては、「逆オイルショック」<sup>(9)</sup>などのかたちで産油国にも経済的な損失を与え、もはや、石油を国際政治の武器として利用できる環境はなくなったといえる。

(5) Ibid., p. 89.

(6) OPECに加盟する中東・湾岸諸国の生産コストは1バレル当たり2ドル以下である。また、日量1バレルの追加的な生産に必要な資本投資額(限界資本投下額)は5,600ドルであり、国際石油価格が低い場合でも、その開発・操業費用は総利益の21%以下に抑えられる。ヴェネズエラ、ナイジェリア、アルジェリア、リビアなど中東・湾岸諸国以外のOPEC加盟国の限界資本投資額は12,700ドルで、国際石油価格が低い場合、その開発・操業費用は総利益の34%に上るため、多くの資金・資本を輸入国である外国から資金調達(ファイナンス)しなければならない。DOE/EIA, *International Energy Outlook 2003* (Washington, DC: DOE/EIA, May 2003).

(7) イスラエルを非難するOAPEC(アラブ石油輸出国機構)が原油の段階的な供給削減と非友好国への禁輸を発表し、これに追随しOPECは同年12月公示価格の値上げを行った。このため、原油価格はそれ以前の約4倍にあたる11ドル56セント/バレルにまで高騰する。

(8) 78年10月から顕在化したイランでの政変とそれに続く石油企業の国有化にともなう混乱などから、イランの原油輸出が停止し市場が逼迫、これを受けてOPECは4段階にわたって販売公示価格を約15%引き上げた。その後80年9月に勃発したイラン・イラク戦争では第三国のタンカーへの攻撃が行われ、両国からの供給が途絶し、販売公示価格は81年10月には34ドル/バレルにまで上昇した。

(9) これは需給バランスの恒常的な緩和傾向という構造的な要因以外に、市場的要因が挙げられる。84年の米国の景気拡大局面で国内の旺盛な資金需給に対し金利が上昇し、石油危機で生じていた国際過剰流動性、いわゆるオイル・マネーが商品市場から米国の金融市場に移動し、多くの一次産品価格が低迷した。このため新興輸出市場であった途上国の景気が後退し、そのため先進国の景気も後退した。その結果、先進国の石油需要は頭打ちとなった。

もともとOPEC内には石油輸出による財政収入の短期的な極大を求める生産調整反対派と長期的な極大を目指す価格維持策支持派が存在したため、国情や政策目標の相違から、生産枠は、しばしば協定違反の増産によって破られてきた。また、Non-OPEC諸国が国際石油価格に反応して増産を行うため、一定以上の高価格を長期間維持することには限界があった。このため、98年のNon-OPECとの協調減産合意<sup>(10)</sup>まで、OPECは原油価格の変動に対して能動的に対処してきたとは言えない。

現在のOPECは、価格をコントロールする力は持たないものの、「プライスバンド・メカニズム<sup>(11)</sup>」に基づき、市場の動向を考慮しながら生産枠を決定している。また、その政策は、もはや消費国に対して挑戦的なものではなく、湾岸戦争やイラク戦争の際には、IEAなどからの要請に基づいて、OPECが供給途絶分を補うだけの増産を行う用意がある、とのメッセージを送り、市場の沈静化を目指すなど、産消協調を目指している。

## ②石油の市況商品化

OPECの価格維持政策は、生産協定を無視した増産による需給バランスの軟化から、スポット市場において、しばしば値下げ圧力にさらされてきた。この際、石油価格維持のため、サウジアラビアが「スウィングプロデューサー<sup>(12)</sup>」として、減産分を一手に引き受けることによって、その体裁はかろうじて保たれていた。

第2次石油危機によって低迷していた世界経済は83年から回復に向かうが、原油のスポット価格の低下は止まらず、需給バランスのさらなる引き締めが必要であった。しかし、これまで、ほぼ1国で減産を引き受けてきたことに不満を持つサウジアラビアは「公式販売価格制」を放棄し、同年9月には新たに「ネットバック方式<sup>(13)</sup>」による変動価格での原油の販売に移行した。

こうしたなかOPECは、これまでの石油価格の維持を重視する戦略を捨て同年12月の総会でシェア確保・防衛宣言を行い、Non-OPECに対して増産による価格競争を仕掛けた。このため石油市況は一挙に軟化し86年7月には原油価格は8ドル／バレルまで低下したが、このNon-OPECへの挑戦状は石油輸出に財政収入を依存するOPEC加盟国の側に、より大きな負担をしいる結果となった。結局、同年8月の総会では協調減産が合意され、続く12月のOPEC総会では18ドル／バレルの公式販売価格制への復帰が図られ、OPEC加盟国の生産上限国別枠が決められた。しかし、87年後半からは、早くも一部

(10) アジア通貨危機により需要が減る中OPECは生産枠を引き上げ、結果、原油価格が急落した。危機感を抱いたOPECは1998年3月の総会で協調減産を実施し、この際オブザーバー参加をしていたメキシコなどNon-OPEC諸国もこれに同意した。99年3月の総会での3度目の生産枠合意では、これまで協定違反を繰り返してきたヴェネズエラやイランが生産枠合意を遵守する方針を明らかにしたため、マーケットは協調減産の実効性があると判断し、その後、原油価格は上昇に転じた。

(11) OPECが設定した代表的油種の平均価格（バスケット価格）の価格帯、22～28ドルを20営業日連続で超えると、OPEC10カ国は50万バレルの増産（もしくは減産）の生産調整を行う制度。

(12) 変動する需給ギャップを負担、調整する役割。

(13) 石油製品の市場価格から原油の製品得率（蒸留によって得られる各留分・精製品目の収量の比率）をもとに逆算して原油価格を求める方式。

OPEC諸国による、協定を出抜いての増産が行われ、再び需給バランスが軟化し、公式価格の維持が困難になった。このため、88年4月、サウジアラビアは「価格フォーミュラー方式<sup>(14)</sup>」に移行し、再び変動価格での原油の販売が行われることとなった。サウジアラビアが変動価格制に移行するということは、実質上OPECが公式販売価格制を放棄したことを意味し、他国も追随して、この方式が現在まで続くようになった。

98年の協調減産により99年9月にはバレル当たり20ドルを回復した原油価格は、その後も上昇し、2000年1月には25ドルを超えた。このため、米国などの消費国はOPECに増産を要請した。過去の経験から、価格の急騰により総需要自体が低下することは、石油産出国、消費国双方にとって利益にならないことを学んだOPECは同年3月の総会で増産を決定する。また同時に、99年の協調減産の実現で協調行動による価格維持の有益性を学んだOPECは「プライスバンド・メカニズム」を導入することを決定し、価格の急騰、急落に対してOPECがプライスリーダーとしての役割を果たすことを目指した。

2001年9月に米国同時多発テロ事件が起こり、パニックによる高騰のあと、価格は急落し原油先物価格（WTI先物）は22ドルを割り込んだ。OPECは世界経済の先行きの不透明感から9月の総会ではプライスバンド・メカニズムの発動を行わず、生産枠を据え置き、プライスリーダーとして市場を守るという立場をとった。その後、米国によるイラク攻撃が予想されるようになると、軟調な需給バランスにもかかわらず原油先物価格は高値を維持した。一方で2003年3月の開戦を契機に戦争の早期終結が予想されるとイラクからの供給途絶が現実のものとなったにもかかわらず、原油先物価格は開戦を「織り込み済み」であるとして、わずかではあるが下落した。このような価格の変動は、石油価格が現実の需給バランスや産油国の動向により変動するのではなく、「市場の思惑」によって動き、ベンチマークとなるWTI先物市場などでの価格の変動が、逆に世界の原油スポット価格に影響を与えるという市場構造になってきたことを示している。つまり現在、石油は市況商品化しているといえる。

## 2 米国のエネルギー戦略

### （1）米国の2025年までの需給動向

2025年までの長期経済見通しにおいて米国は、積極的な財政・金融政策と、堅調な個人消費、旺盛な住宅投資に支えられ年率3.0%の経済成長を遂げると予想されている<sup>(15)</sup>。このような経済成長にともなう総エネルギー需要は2001年の24億3250万TOEから、2025年には34億7680万TOEにまで増大する<sup>(16)</sup>。このうち、石油需要は、輸送部門での需要

(14) 地域毎に代表油種を定めその市場価格に一定の公式を当てはめ価格を算出する方式。中東産原油のアジア向け価格はドバイとオマーンの単純平均を基に算出される。

(15) DOE/EIA, *International Energy Outlook 2003*.

(16) 石油需要の予測は、国際石油価格及び経済成長率の水準によって変動するが、2025年の原油価

拡大によって2,917万バレル／日まで増大<sup>(17)</sup>、また、天然ガス需要は、電力需要の拡大によって34.9兆立方フィート／年まで増大する。石炭需要は、既存の発電施設の石炭需要が拡大することなどから14億4,400万TOE／年まで増大すると予測される。

一方、国内エネルギー生産は年率0.9%しか伸びず、2025年の国内生産量は、22億4,580万TOEにとどまる。このうち原油生産量は年率0.4%で減少し、2001年の580万バレル／日から2025年には530万バレル／日に減少するが、天然ガスプラントから採れる粗製ガソリン等を合わせた石油生産量では2001年の767万バレル／日から796万バレル／日に微増する。原油生産量の減少は、主として、アラスカを除く各州の陸上部での減産によるが、これをアラスカ州及び沖合部における増産<sup>(18)</sup>が補填すると考えられている。ただし、沖合部のうち、大深部からの増産が可能になるのは、国際石油価格が十分に高い場合のみである（表2-2）。

石油の輸入量は2001年の890万バレル／日から2025年には1,980万バレルまで増加し、輸入比率は55%から68%に上昇すると予測される。この輸入の増加分の多くは石油精製品であり<sup>(19)</sup>、これは国内の精製能力が限界に達しているためである<sup>(20)</sup>。

天然ガス需要を満たすためには、ガス供給量を11.4兆立方フィート増やさなければならないが、このうち7.3兆立方フィート<sup>(21)</sup>が国内生産の増加によって補填される。天然ガスの生産量は2001年の19.5兆立方フィート／年から2020年には25.1兆立方フィート／年まで増大すると予測される<sup>(22)</sup>、さらに、2020年以降、アラスカでパイプラインの完成が予定されていることから、2025年には、生産量は26.8兆立方フィートまで増大すると見積もられている<sup>(23)</sup>（表2-3）。

残りの3.9兆立方フィートは輸入の増加によって満たされ、天然ガスの輸入比率は16%

格は最高で1バレル32.59ドル、最低で1バレル18.62ドル、平均1バレル26.12ドルと予測され、消費費予測は、最大3,180万バレルから最少2,690万バレルまでの幅を持つ。DOE/EIA, *Annual Energy Outlook 2003: With Projection to 2025* (Washington, D.C.:DOE/EIA, January 2003).

- (17) 2003年の石油消費量1,990万バレルの内訳は、自動車用ガソリンに45%（890万バレル）、その他自動車用として24%（480万バレル）、暖房用及び発電用等として20%（390万バレル）、航空機燃料用に8%（160万バレル）、その他で4%（75万バレル）である。
- (18) 1999年以降、石油価格が回復したことで、大深部の生産量が増大し、現在では米国湾岸地域の全生産量の3分の2を占めるに至る。また、2025年の沖合部での生産は、低価格の場合では日量186万バレルにとどまるが、高価格の場合、250万バレルと60万バレル以上の増産が可能となる。
- (19) 石油の輸入量に占める石油精製品の比率は2001年の14.7%から2025年には34%まで増大すると見積もられている。
- (20) 国内の製油能力の増大は、81年の規制緩和の以降、既存の施設における回収率(reefing capacity utilization)の向上に負っている。現在の回収率（1981年で69%）は92～94%であり、製油能力の増大はほぼ限界に近づいている。
- (21) 国内生産のうち最も期待されるのが、Rocky Mountain regionで特に非在来型天然ガスの増産により2001年から2025年までに2.7兆立方フィートの増産が見込まれている。アラスカについては、North Slopeパイプラインの稼動を前提として2.2兆立方フィートの増産が、その他の地域で2.4兆立方フィート（cf）の増産が見込まれている。
- (22) 天然ガスは石油と異なり陸地部からの増産が大きい。陸地部での生産量は、2001年の13.72Tcfから2020年には19.14Tcfまで増えるが、沖合部では5.30Tcfから5.39Tcfへの増加にとどまる。
- (23) アラスカのノーススロープ（North Slope）ガス・パイプラインは、2021年から生産・輸送を開始し、2025年には2.64Tcfを生産するとされている。

から22%へとそれぞれ上昇する。2002年の天然ガス輸入のうち94%はカナダからで、この水準は長期的に変化しないと予測されるが<sup>(24)</sup>、一方で、カナダ国内でのガス需要も増大しており、現在、代替供給先としてアラスカのノーススロープ（North Slope）パイプライン<sup>(25)</sup>からの輸入と周辺大西洋鉾区からの液化天然ガス（LNG）輸入が注目される。米国のLNG輸入は年平均で11%ずつ増加し、2002年の0.14兆立方フィートから2025年には2.14兆立方フィートとなり、全ガス供給量の6%を占めると見積もられている<sup>(26)</sup>。ただし、既存の4つのLNG受け入れ施設が再稼動し、能力を向上させ、さらにメキシコ湾およびフロリダに3つの新しい施設が建設され、日量20億立方フィートの供給能力を持つことが前提である<sup>(27)</sup>。

## （２）米国のエネルギー政策と課題

### ①国家エネルギー政策（NEP）と「エネルギー省戦略計画」

ブッシュ政権は2001年5月、国家エネルギー政策<sup>(28)</sup>（NEP: National Energy Policy）を発表した。このNEPは、米国が現在、石油危機以来の重大なエネルギー危機に直面しているとの認識に基づき、エネルギー供給の拡大を図るための長期的かつ包括的な戦略として策定され、各種のエネルギー政策を環境政策および経済政策と統合して展開していくことを基本としている。NEPでは、米国が直面しているエネルギー問題とその具体的な政策を、①環境の保護、②省エネルギーと効率化の促進、③国内のエネルギー供給の強化、④再生可能エネルギーと代替エネルギーの強化、⑤エネルギー・インフラストラクチャーの近代化、⑥エネルギー安全保障と供給の多様化、の6章にわたって論じており、その政策提言は、①国内のエネルギー開発・生産を拡大するための企業へのインセンティブ政策および技術開発政策、②国際エネルギー価格の変動に応じて自由に調達先を選択できるような国際エネルギー市場の形成を促進するための国際協調政策、そして、③国際エネルギー環境の急変に対応するために必要な事前準備政策の3つに整理できる<sup>(29)</sup>。ただし、NEPを実施するための法律上の根拠を与えるための「包括エネルギー

(24) 輸入増については、カナダからの輸入増が0.17Tcfで全供給量の15%がカナダからの輸入になるという。一方、LNGの輸入増は0.2Tcfと見込まれる。

(25) North Slopeパイプラインは、最大で4～5Bcf/dの輸送能力が見積もられ、生産開始は2012年ごろと考えられている。

(26) 2002年には、見積もりを上回る169BcfのLNGをトリニダード・トバコ、カタール、アルジェリアなどから輸入した。DOE/EIA, “Country Analysis Briefs: United States of America,” <<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/usa.html>>.

(27) なお、現在計画中のLNGターミナルは24カ所に上る。これには、2003年9月に地域住民の反対を押し切る形でFERCによって建設が承認されたロサンゼルス・ハッケンベリーのSemptra Energy Cameron LNG Projectが含まれる。このターミナルは、この25年間で米国内にはじめて承認された新たなLNGプラントである。

(28) これは、チェイニー副大統領を代表とするNEP策定タスクフォースが8章構成、全部で105の政策提言を含む報告書としてとりまとめられたものである。National Energy Policy Development Group, *Report of National Energy Policy: Reliable Affordable and Environmentally Sound Energy for America's Future* (Washington D.C.:U.S. Government Printing Office, May 2001).

(29) カナダ及びメキシコとの域内取引価格による相互融通性の確保、戦略的石油備蓄の積み増し、そして、石炭のクリーン化による石油・天然ガスとの代替性確保など。

ー法案 (Comprehensive Energy Legislation)」はいまだ成立していない<sup>(30)</sup>。

2003年9月、米国エネルギー省 (DOE: Department of Energy) は、このNEPに基づき、「エネルギー省戦略計画 (以下、戦略計画)<sup>(31)</sup>」を策定した。「戦略計画」は、230億ドル以上にものぼるDOEの予算を安定的に確保し、各種事業に計画的かつ効率的に配分することを目的に、今後25年間にわたって目指すべき4つの戦略計画と、7つの長期目標を定め、これらを達成するための具体的な施策とその期限を規定した。DOEの事業のうち、技術開発の促進については、官学民の連携により、国内生産を増大させる技術、クリーン・コール技術の開発が指定され、また、エネルギー危機への対応として、2001年11月の大統領命令に基づき、原油の国家備蓄 (SPR: Strategic Petroleum Reserve) を現在からさらに1億5,000万バレル積み増し、最大容量の7億バレルまで確保するべく予算化が図られている<sup>(32)</sup>。

「戦略計画」では、DOEの任務および政府が果たすべき役割は「作為的にエネルギー源を選択する」ことではなく、「競争的なエネルギー市場の形成を促進すること」であり、「信頼性が高く、効率的で、環境にやさしいエネルギーを多元的に供給できる技術を開発できるように民間部門を支援する」ことにあるとしている。そして、このような政府による「インセンティブ政策や環境規制によって統治された市場の力」こそが、消費者が選択する「供給ミックス<sup>(33)</sup>」を決定すると結論付けている<sup>(34)</sup>。

#### ②供給ミックスの最適化と調達先の多様化

輸入・国内生産比率や各一次エネルギー源の構成比率は一義的には市場で決定されるが、政府が、この供給ミックスを最適化するためにとり得るべき施策としては、国際エネルギー価格、特に石油価格を可能な限り安定させるために、開発協力や産消間対話といった対外政策を積極的に展開することなどが挙げられる。米国は、これまで中東産油国、特にサウジアラビアとの継続的な対話やメキシコ、カナダとの連携強化を政府レベルで行ってきた。アフリカ産油国の資源開発については、現在、民間企業が主体となって積極的に進出し、それを政府がサポートしている<sup>(35)</sup>。ロシアについても、2002年の

(30) 2001年8月、下院は「米国の将来エネルギーを保障する法律 (SAFE: The Securing America's Future Energy Act of 2001)」を可決したが、上院2002年4月にSAFE法を修正した「エネルギー政策法 (Energy Policy Act of 2002)」を可決した。上下両院の法案では内容が異なるため、すりあわせが行われたが、審議は持ち越しとなった。2003年も両院は内容の異なる法案を可決し、法案一本化作業は2004年に持ち越された。

(31) DOE, *The Department of Energy Strategic Plan 2003: "Protecting National Energy, and Economic Security with Advanced Science and Technology and Ensuring Environmental Cleanup"* (Washington D.C.: DOE, September 2003), <[http://www.er.doe.gov/Sub/Mission/Strategic\\_Plan/Strategic\\_Plan\\_poster.pdf](http://www.er.doe.gov/Sub/Mission/Strategic_Plan/Strategic_Plan_poster.pdf)>.

(32) その結果、大統領の判断に基づき15日以内に90日間、日量430万バレルを安定的に供給できるレベルが維持されることになる。

(33) 供給ミックスとは、国内生産と輸入との、もしくは各エネルギー源の組み合わせのこと。DOE, *The Department of Energy Strategic Plan 2003*, p. 13.

(34) Ibid., pp. 15-16.

(35) Embassy of the United States, Japan "West Africa Plays Key Role in U.S. Energy Security Policy," <<http://japan.usembassy.gov/e/p/tp-20040720-19.html>>.

5月と11月に米露エネルギー対話を実施するなどエネルギー協調関係を進展させてきている。また、天然ガス、特にLNGに関して2003年12月にワシントンで初めてのLNG閣僚会議（LNG Ministerial Summit）が開催された<sup>(36)</sup>。このように、米国のエネルギーをめぐる対外政策は、あくまでもエネルギーの市場商品化を目指す、協調的な産消間対話を中心に展開されており、資源の囲い込みを図るものではない。

米国の将来の石油調達先としては、生産コストの面から中東からの輸入が妥当であると考えられている。また、輸送コストなどを加味すると、周辺大西洋鉾区(Atlantic Basin)のメキシコ、ベネズエラ、ブラジル、コロンビアも期待されており、このうちメキシコは、効率的な開発が促進されれば、2010年ごろから2025年にかけて日量420万バレルを上回る生産が可能になると計算されている。さらに、西アフリカの産油国、ナイジェリアやアンゴラも、それぞれの石油輸出先として米国の比重を高めると予測されており、米国の石油輸入は調達先の多様化という面でも将来的に安定している<sup>(37)</sup>。

天然ガスは、2025年まで現在の調達先で十分に需要増加は満たされ则认为られている<sup>(38)</sup>。LNGに関しては、米国は現在、トリニダード・トバコ、カタール、アルジェリアといった国から輸入しているが、トリニダード・トバコは、天然ガス開発が順調であり<sup>(39)</sup>、カタール、アルジェリアも十分な埋蔵量を有しており、今後とも比較的安定した調達先といえる。

以上のように、米国のエネルギー調達環境は将来的にも安定しているといえる。しかし、当該国・地域の政情の不安定化などによって、その安定的な環境が阻害される可能性もある。米国は、このような攪乱要因に対しては、その安全保障観に基づきその政策を展開すると考えられる。

### （3）政治介入の可能性

2002年9月に発表された「米国の国家安全保障戦略」<sup>(40)</sup>によると、エネルギー戦略も含めた米国の安全保障戦略は、「米国の価値観および国益」つまり「政治的・経済的

(36) この会議は、LNGの市場商品化を図ることが目的であった。DOE Office of Policy and International Affairs, <[http://www.pi.energy.gov/pdf/lng\\_summit\\_2003\\_remarks.pdf](http://www.pi.energy.gov/pdf/lng_summit_2003_remarks.pdf)>.

(37) このうち、ヴェネズエラについては、潜在的に最も大きな生産拡大能力を有しており、2005年までに、日量100万バレルを増産し、日量420万バレルまで生産を伸ばすと見積もられている。ただし、そのための外国資本が確保できるか現在の政治状況から予測は出来ない。ナイジェリアの生産拡大は、沖合鉾区の増産によるものであり、実際に生産が拡大するまでには日数を要する。

(38) 新規のガス田が継続的に発見され（USGS(2000)）、今後25年間に追加される新規発見埋蔵量は、2,347兆立方フィートに上ると予測されている。この未発見可採埋蔵量の半分以上が、旧ソ連、中東、北アフリカから、3分の1が北米及び中南米からのものになると見積もられている。DOE/EIA, *Annual Energy Outlook 2003: With Projection to 2025*.

(39) 99年に第1段列からのLNGの輸出を開始、2001年には、全生産量の72%に当たる量を米国向けに輸出し、残りはプエルトリコ向け16%、スペイン向けが12%である。また、2002年8月からは第2段列の操業を開始し、2003年現在第3段列操業を目指している。この第2及び第3段列からの追加的輸出の38%が米国向けに予定されている。

(40) The White House, *The National Security Strategy of the United States of America* (Washington, D.C.: The White House, September 2002), p. 1.

自由、他国との平和的關係、そして人権の尊重」に基づく米国「国際主義」を確立することによって、「世界を単に安全だけでなく、さらによりよいものにすること」であり、この目標を達成する最も有効な手段は、「市場経済と自由貿易を通じた新たなグローバル経済の成長を刺激する」こととしている。

ただし、中東を含むエネルギー資源の調達先における政情に対して、米国は以下のような条件を満たす場合、本来の手段を超えたアプローチをとる。すなわち、当該国・地域における秩序の攪乱が米国の国益にとって死活的に重要な場合には、軍事的手段を含む政治介入を行うのである。この時、軍事介入については、いわゆるワインバーガー・ドクトリンなどが基準になると考えられる<sup>(41)</sup>。中東地域への軍事進出の例として、まず、70年代末のイラン革命とソ連によるアフガン侵攻への対処が挙げられる。このとき緊急展開部隊が編成され、オマーンおよびエジプトへの軍事物資の事前集積およびアクセスが確保されるとともに、中央軍が新設された。91年初頭の湾岸戦争では大規模な戦闘を展開するとともに、サウジアラビアへの駐留権を確保した。それぞれの介入の判断は、カーター・ドクトリンに基づくと考えられる。これは「ペルシャ湾岸地域のコントロールを確保しようという外部のいかなる企図も拒否する」ことであり、湾岸戦争では、「世界の石油供給と原油価格に対する大規模なコントロール権をイラクの無謀なレジームに委ねることは米国の国益にとって極めて重大な不安と危険をもたらす」という判断であった<sup>(42)</sup>。湾岸戦後もサウジアラビアに駐留を継続しているのは、このような国益上の判断に基づいたものであると考えられる。ただし「エネルギーを輸入に依存する日本には政策の柔軟性がないが、米国は、同様に輸入依存度を高めているとは言え、莫大な資源埋蔵量を有しており、政策自体には十分な柔軟性も持つ」ことを踏まえると、イラク戦争の要因を「エネルギー問題に求める態度は皮相的だと言わざるを得ない」<sup>(43)</sup>という評価は妥当である。

これまでの分析に基づく、米国は、莫大な国内の一次エネルギー資源を担保に、経済効率性を重視した供給ミックスを実現する政策の余地を有している。つまり、米国の国益にとって死活的に重要な場合以外、市場経済と自由貿易に基づくエネルギー資源の開発を促進することが本来の政策目標であると考えられる。したがって、米国は、今後とも、技術開発と国際エネルギー協調を基調としたエネルギー価格の安定化に努め、国内生産の拡大を図りつつ、効率的な輸入比率とエネルギー源の構成比率を決定していくという政策を中心に、エネルギー戦略を展開するものと考えられる。

(41) 詳しくは、Department of State, “Address by the Secretary of Defense (Weinberger) at the National Press Club, November 28, 1984,” *American Foreign Policy: current documents 1984* (Washington DC: US Government Print Office,).

(42) L. P. Bloomfield Jr., (eds.), *Global Markets and National Interests: The New Geopolitics of Energy, Capital, and Information* (Washington, D.C.: CSIS, July 2002).

(43) 2003年10月26日から11月2日にかけて、執筆者、大野・秋本により実施された「米国シンクタンクでの聞き取り調査」における米国戦略・国際問題研究センター (Center for Strategic and International Studies, CSIS) のMr. Robert E. Ebelとのインタビューより。

### 3 ロシアのエネルギー戦略

#### (1) ロシアの長期需給見通しと輸出余力

ソ連邦崩壊以降、長らく混乱が続いていたロシア経済はアジア通貨危機に引き続き発生したルーブル危機によって、98年8月にデフォルトを宣言した。しかし、翌99年には早くもプラス成長に転じ、その後もプラス成長を維持している<sup>(44)</sup>。このような急速な経済回復の要因として、為替レート切り下げとエネルギー輸出、特に原油輸出による収入の増大が挙げられる<sup>(45)</sup>。これにより、企業は油田への設備投資が可能となり、さらなる生産拡大を実現するという好循環が生まれた<sup>(46)</sup>。2002年のロシア国内でのエネルギーの需給バランスは、一次エネルギーの国内総消費量が6億4,020万TOE、国内総生産量が10億6,200万TOEと供給超過であり、このうち原油・天然ガスの輸出は96年以降、順調に増加している。

長期需給見通し<sup>(47)</sup>について見ると、2001年から2025年までの旧ソ連邦諸国<sup>(48)</sup>での年平均経済成長率は3.8%、エネルギー消費の伸び率は1.8%で、2025年の総エネルギー消費は約16億TOEと予測されている。石油の生産は日量1,590万バレル／日に増加し、一方、消費は620万バレル／日と予測されている。そのため、ロシアは将来においても依然として大きな石油の輸出余力を有すると考えられている。他方、天然ガスについては、消費の伸びが年率2.6%、2025年で年間10億360万TOEが消費されると予測されており、この需要を満たすには、生産量は年率2.0%で増加しなければならない。IEAによる見通しでは(表3-1a)、天然ガスについても輸出余力が増大するとされるが、しかし、石油と異なり天然ガスの生産量はここ数年ほぼ横ばいであることなどから、米国エネルギー省エネルギー情報局(DOE/EIA: Department of Energy/Energy Information Administration)は、ロシアの天然ガスの生産・開発における投資環境が大幅に改善されない限り、中長期的には、天然ガスの輸出余力は極めて小さくなり、国内自給を満たすことすら懸念される状況にあると予測している(表3-1b)。

(44) 2002年の経済成長率は名目で11.8%、実質で4.3%。

(45) 生産量だけではなく、99年以降のエネルギー価格の上昇も重要であった。天然ガスは生産量自体は大きく回復しなかったが、価格の上昇によって輸出収入を増やした。

(46) ユーコス98年、技術サービス会社シュランバーガー社(Schlumberger)と契約し、西シベリアの油田において、最適掘削計画の導入や水圧破砕法、水平掘りを実施し、2001年には前年比17.1%の生産量の増加を実現した。一方、西側との技術提携のないルクオイルは前年比1.1%にとどまっており、技術導入による油田管理の高度化が生産増の要因であると指摘されている。本村真澄「復活した石油大国ロシアとその背景にあるもの」『石油・天然ガスレビュー』36巻1号(2003年1月)20～48ページ<<http://oilresearch.jogmec.go.jp/papers/2003/200301motomura-russia.html>>。

(47) DOE/EIA, *International Energy Outlook 2003*。

(48) DOE/EIA, *International Energy Outlook 2003*では、SAGE (SAGE's System for the Analysis of Global Energy Markets) と呼ばれる最新のモデルを用いて分析を行っている。この際、ロシアは旧ソ連を単位とした基本的な国家グループとして分析されている。

## (2) エネルギー依存型の財政構造と「安定化基金」

ロシアでは、石油、ガス、石炭産業と電力業をエネルギー省<sup>(49)</sup>が管轄し、原子力部門については原子力エネルギー省が管轄している。また、2000年11月に輸出割当の決定権限は政府附属委員会である「石油・石油製品幹線パイプラインの利用についての諸問題に関する委員会」<sup>(50)</sup>に移管された。

ロシアのエネルギー産業は国内総生産（GDP）の約20%、輸出額の約55%を担い、またエネルギー関連企業<sup>(51)</sup>からの税収や国有エネルギー企業からの国庫への繰り入れが国の歳入に占める割合は約40%と、国家運営の基本となる財政収入もエネルギー産業に大きく依存している。国有ガス独占事業体ガズプロム<sup>(52)</sup>は探鉱・開発・生産から輸送、販売、そして輸出までを独占しているが、その繰入金は歳入の約25%を賄い、またその輸出はロシアの全輸出額の約10%を占めている。

ロシアの2004年度予算案は歳入が前年比13%増の2兆7,428億ルーブルを見込んでおり、この歳入見積もりにおいて政府が設定した国際石油価格は1バレル22ドルである。歳出も増額され2兆6,549億ルーブル、石油価格は1バレル20ドルで設定されている。歳出は、対外債務の返済<sup>(53)</sup>および導入が予定されている「安定化基金」<sup>(54)</sup>への拠出など、支出が固定化されている部分が多く、裁量的な予算を組む余地はかなり制約されている。このようにロシア政府が対外債務の返済を急ぐ背景には、持続的な経済発展のために国外から投資を呼び込む必要があるからである。

2004年度予算に導入されることが検討されている「安定化基金」は、国際石油価格の変化によってもたらされる歳入の変動をなくすことを目的に構想された。国際石油価格が予算見積もりの際の設定額より高い場合は、その差額をロシア財務省が管理する「安定化基金」にプールしておき、将来、急な石油価格の下落により歳入が不足した際にこれを補う。

このように常に国際石油価格の変動リスクにさらされているロシアの財政は、例えば歳入が増加しても、それを経済インフラの特にエネルギー輸出を担うインフラの整備に十

(49) エネルギー省は2000年5月に燃料エネルギー省から改組された。

(50) この委員会は、原油・石油製品・天然ガスパイプラインの輸送料金、ガス及び電気料金を規制・認可し、エネルギー輸出割当はロシア政府が直轄することになった。

(51) 石油産業では、生産・精製・販売を統括する垂直統合型企業の設立とその民営化が93年から進められ、まず、国営のロスネフチが、次いで、ルクオイル、ユーコス、スルグトネフチェガスの、いわゆるロシア版メジャーが形成された。

(52) ロシア全体のガス埋蔵量の84%を保有し、国内ガス生産量の約95%を占める世界最大のガス企業である。筆頭株主である政府の持株比率は38.37%である。外国企業による株式保有は20%未満に制限され、現在6.92%である。このうち3.5%をドイツのRuhrgasが保有している。

(53) 2003年5月の時点で、対外債務を含む政府の債務総額は年度予算の2倍以上の6兆5,000億ルーブルに上る。2003年度に確保された黒字722億ルーブルの一部も対外債務返済に充てられる。同年の対外債務返済額は170億ドル以上で、2004年度予算でも同様に追加的な対外債務返済を予定している。

(54) 同基金は、国際石油価格下落時に下院で認められた場合のみ予算補填用として拠出される。それ以外の運用として、海外の証券市場への投資、対外債務返済準備金の積み増しが予定されている。

分に資金配分ができない構造となっている。

### （３）「2020年までのロシアのエネルギー戦略」

ロシアは、2003年5月、大統領教書演説で持続的な経済発展のための明確な国家戦略目標を打ち出し、大統領教書演説が行われた直後の5月22日に、「2020年までのロシアのエネルギー戦略」<sup>(55)</sup>（以下「エネルギー戦略」）が閣議承認された。この「エネルギー戦略」は、エネルギー輸出収入を増大させ、これを原資に持続的な経済成長の基盤を形成することを目的とし、その具体的な目標を列挙している。

まず、2020年のGDPが2000年の約2.2倍という経済成長を前提に、エネルギー生産の拡大と国内消費の抑制により、輸出収入を増大することを目標としている<sup>(56)</sup>。また、この期間の優先プログラムとして、アンガルスク～ナホトカ間およびアンガルスク～大慶間の石油パイプライン建設を挙げている。さらに、ガス・プロジェクトとして、新しい北回りのガス・パイプラインである「ヤマル・ヨーロッパ・プロジェクト」およびシベリア・極東地域のガス化のためのガス・パイプライン建設プロジェクトが挙げられている。

これらの目標を実現するための具体的な対策として、まず、外資導入を促進するためにPS協定<sup>(57)</sup>の比重を大きくする方針が示されている。また、近年の高い国際石油価格のもとで資本を強化させてきた国内石油企業に対しても積極的な開発投資を行なうように働きかけている。エネルギー価格の設定に関しては、国家による輸出量割り当て等の統制を継続する方針が明記されている。

輸出先としては、天然ガスの主力輸出先として西欧、中欧に重点を置き、石油製品の輸出市場として米国に期待している。また、現在は3%であるが、2020年には石油輸出の30%をアジア太平洋地域が占めると予測し、将来の市場として期待している。これを受けた重点開発地域としては、西シベリアのティマン・ペチョラの石油ガス田、北極、極東および南方海域の大陸棚を指定している。

生産面では、探鉱・開発への過少投資を問題として大きく取り上げ、これがロシアのエネルギーおよび経済安全保障にとって深刻な脅威となる可能性を指摘している。このため、国内石油企業に対する地下資源開発のライセンス発給の条件として、各鉱区における最少および最大生産水準の制限、効率的な鉱床の開発に対する監督、石油企業への

(55) ロシアのエネルギー戦略には94年に策定された「ロシアのエネルギー戦略に関する基本規定」や、2000年に策定された「2020年までのロシアのエネルギー戦略の諸規定」がある。これらは法的拘束力を持たず、度々、中長期計画の見直が行われてきたため、評価は高くない。古川純也「ロシア2020年エネルギー戦略の概要」『石油・天然ガスレビュー』36巻6号（2003年11月）。  
<<http://oilresearch.jogmec.go.jp/papers/2003/200311/0311furukawa/200311furukawa.htm#1>>.

(56) 具体的には、エネルギー生産を2020年までに石油を約5億t、天然ガスを約7,000億m<sup>3</sup>採掘するために、国内のエネルギー産業への大規模な投資を促進するための条件整備を図る、また、国内のエネルギー消費原単位を2分の1～2.5分の1に低下させ、原子力及び水力発電の比重を高めて電力生産を増やし、製造業主導によるGDPの倍増を目指している。ロシア政府公式ホームページ、<<http://www.mte.gov.ru/files/103/1354.strategy.pdf>>.

(57) 95年6月、政府は外資導入を活発化させるため生産物分与（PS）法を導入し、96年1月に発効した。

徴税システムの改善などの基準を強化することが提案されている。この他にも、国家による企業への探鉱・開発資金の貸し付け等も検討されている。天然ガスへの投資拡大を制約しているのが国内ガス価格規制であるが、この問題に関して、客観的な情勢としたうえで、ガス価格の引き上げが不可避<sup>(58)</sup>であるとしている。

「エネルギー戦略」を評価すると、適切な政策目標を打ち出しているように思われるが、しかし、そのための具体的な方策を見ると、以下の重要な問題点が浮かび上がってくる。まず巨額の探鉱・開発資金の確保についてである。東シベリア・サハ共和国、サハリン大陸棚およびバレンツ海・カスピ海のロシア部の探鉱・開発は、国際石油価格などの条件によっては、採算がとれない可能性がある。この探鉱・開発のための資金をいかにファイナンスするかという一番の課題について具体的な政策が示されていない。

次にパイプライン建設についてである。石油パイプラインを使った輸送量の割り当ては、これを所有する国営企業トランスネフチに帰属する。このため、企業が利益をあげるために追加的に石油の生産能力を拡大しても、輸送量の制約からそのまま収益の拡大につながらず、探鉱・開発に積極的に投資するインセンティブが働きにくい。輸送インフラへの投資拡大は、硬直化した財政構造により期待できず、またパイプラインの所有は法律で国営企業と規定されており、外資導入は期待しにくい。「エネルギー戦略」ではパイプラインの輸送能力拡大を制約している要因として国営による管理方式を指摘し、規制緩和に関して改善の余地があると記述する一方、パイプライン計画はロシア政府が統一的に行うべきとし、また、原資については、民間企業の資金力に期待するとの表現が見られる等、政策目標に整合性がない。

そして、ガス価格の是正も打ち出しているが、国内ガス価格を低く設定しなければならない本質的な要因について記述がなく、価格引き上げに伴う具体的な対応措置も明らかにされていない。以上のように、「エネルギー戦略」は、解決すべき課題は認識できているものの、それらを解決する具体的な施策については、いまだ策定できていない段階にあるといえる。

#### (4) ロシアのエネルギー産業の課題

##### ① 民間石油企業による探鉱・開発への過少投資

現在、民営化された石油企業は西側の油田管理技術を導入し生産量を伸ばしている。だが、特に成長著しい企業は必ずしも、その収益を持続的なエネルギー開発に必要な探鉱・開発投資や技術開発投資に適切に配分していないという問題がある。

例えばユーコスの株式はオフショア・カンパニーにより所有されている<sup>(59)</sup>が、このよ

(58) 1,000m<sup>3</sup>当たり14.5ドルを2006年までに40～41ドル、2010年までに59～64ドルに段階的に引き上げを予定している。坂口泉「ロシア主要石油会社の経営スタイルとその功罪について」『石油・天然ガスレビュー』35巻6号(2002年11月)。<[http://oilresearch.jogmec.go.jp/papers/2002/200211sakaguti\\_russiasekiyu.htm](http://oilresearch.jogmec.go.jp/papers/2002/200211sakaguti_russiasekiyu.htm)>.

(59) Ibid. 2002年、前CEOのホドロコフスキーは、幹部たちがオフショア・カンパニーの「グルーブ・メナップ」及びその傘下企業を通じて、株式の約61%を保有し、そのうち36.3%をホドロコ

うな企業は、M&Aで買収した相手の株価を上げ、そのキャピタルゲインによりさらなる企業買収や操業資金をファイナンスする<sup>(60)</sup> 必要がある。このため、他社を凌ぐ増産を果たし、短期で株価を上昇させることを優先し、持続的な企業経営の観点から見れば、国際石油価格が高止まりしている間に生産を再開させることが望ましい休止井からの生産を行わず、むしろ生産コストが低い、稼働中の優良な油井からの生産増大を図っている<sup>(61)</sup>。このため、生産コストの高い休止井が事実上廃棄された状態となっており、同様の問題がユーコスだけではなく、増産が著しいシブネフチや最大手のルクオイルなどでも見られる<sup>(62)</sup>。

## ②規制による天然ガス探鉱・開発投資への阻害

ガス産業では、今後必要となる巨額の探鉱・開発投資および新規パイプラインの建設費用を国営独占企業体ガスプロムが、いかにファイナンスするかが問題となっている。探鉱・開発投資では一部外国資本の協力が実現している<sup>(63)</sup>ものの、ガスプロムの収益があまりに小さく、プロジェクトに対する投資資金を調達するだけの信用力がない。世界最大のガス企業であるガスプロムの収益が抑えられている最大の要因は、生産量の70%弱にあたる国内消費の販売価格が低く抑えられていることにある。

ロシアでは、天然ガスは99年の「ロシアガス法」によって、その収益性にかかわらず、政府規制価格で販売することが定められ、その結果、現在、ガスプロムは生産コスト以下で天然ガスを国内の消費者に販売しなければならない<sup>(64)</sup>。

ロシア政府も内外価格差深刻に認識し、現時点で価格の適正化を真剣に検討している<sup>(65)</sup>。もともと、このように極端な価格差が発生している理由は、「ロシアの領土的一体性(territorial integrity)の保持」という安全保障観のもと、辺縁部へのロシア人の移住が行われ、辺境地に計画都市(planned cities)が形成されたことにある。これらの地域では生活コストが他地域の平均の約4倍かかり、生活を維持するためにはエネルギー供給等を中央政府による財政補助に依存しなければならず、本来、輸出資源となるべき大量の石油や天然ガスが補助金を付けた上で国内消費<sup>(66)</sup>に回さなければならないのである。

---

フスキー本人が保有していると公表した。

(60) Ibid. 1997年にVostokneftを買収したのを皮切りに企業買収を進め、2001年までに自社の株価を数倍に値上がりさせた。

(61) Ibid. 1998年から2002年までの休止井の割合の変化を比較すると国営のロスネフチは22%から6.8%まで減少させ、休止井からの生産を再開しているが、ユーコスは約36%でほとんど減少していることがわかる。事実、98年に多くのロシアの民間石油企業が西側技術を導入したが、それらは休止井の回復や新規開発ではなく、比較的安価に生産中の油井からの生産増を図る技術であった。

(62) Ibid.

(63) 2003年6月のガスプロムとドイツのWintershallによる西シベリア北部Urengoi鉦区Achimovskガス田開発に関する合併事業が成立した。<<http://www.gazprom.com/eng/article/article8921.shtml>>.

(64) 天然ガスの国内販売価格は、輸出価格の概ね10分の1に抑えられている。また石油販売価格も国際石油価格の半額程度に抑えられている。

(65) EIA, Countries Brief. <<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/russia.html>>.

(66) 特に火力発電や民生用に利用されるガスは、最低生活水準を保証するという観点から低く設定せざるを得なくなった。

また、ロシアからのガス輸出の約18%が、大統領教書で「ロシアの戦略的利益圏」と位置付けられている独立国家共同体（CIS）諸国に向けられているが、その価格も欧州向けの半額程度に抑えられており、本来、ガスピロムにもたらされるべき収益が奪われている。

### ③消費市場と生産地のミスマッチ

ロシアはエネルギー生産地が偏在している。したがって、生産地と消費地、生産品目と需要品目とのマッチング次第で、輸送コストは大きく変化する。

ロシアから見て、将来の石油輸出先として大きな増加が見込めるのは米国<sup>(67)</sup>、中国そして韓国であり、欧州については大きな増加は見込めない。一方、天然ガスの輸出市場としては今後とも欧州が期待されている。また、さらに輸出量を増大しようとする場合、米国およびアジア市場を開拓することが有効である。

ロシアの石油・天然ガスの埋蔵量の大半は、ウラル山脈と中央シベリア平原に挟まれた西シベリアに賦存している。ここから伸びるパイプラインは、ソ連時代に東欧諸国に対するエネルギー供給用に建設されたものである。ロシアにとっては、この生産余力のある油田から既存のルートを使って、欧州に輸出することが最も望ましいが、今後、欧州市場における石油需要は大幅な増加が期待できない。一方、米国およびアジアという将来有望な消費市場は、生産地から遠く、しかも既存のインフラが利用できない。

これを解消するには東シベリアおよび極東ロシアにおける資源開発を促進する必要があるが、現在ロシアにある10カ所の原油輸出ターミナルのうち太平洋岸に所在するターミナルはナホトカの1カ所のみであり、将来の有力な石油の輸出先であるアメリカ、中国向けの輸出の拡大を図るには、探鉱・開発投資だけでなく、原油輸出ターミナルなど多くのインフラ投資も必要となる。

天然ガスの生産量の30%強は輸出に向けられ、2000年の輸出先は西欧（独、伊、仏）が36%、トルコ・東欧が17%である<sup>(68)</sup>。欧州は今後も天然ガス需要の増加が期待でき、しかも近傍のかつ既存のインフラを利用できる有望な輸出市場である。また、価格の安定、つまり、財政収入の安定を望むロシアにとって、欧州への輸出の最大の障害だった欧州共同体条例<sup>(69)</sup>問題も解決された。しかし、現在、ロシアの天然ガス生産は、既存の大型ガス田の生産量が頭打ちで、新規の大型ガス田の開発も探鉱・開発投資の不足に

(67) 米国へのエネルギー輸出は、西シベリア、バレンツそして北サハリン堆積盆地のサハリン沖鉱区の3地域からの天然ガス輸出の可能性がある。

(68) その他ウクライナ・ベラルーシが29%、その他CIS諸国向けが18%。

(69) EUは97年のアムステルダム条約において、エネルギー政策として、自由化による競争が電力業及びガス産業の競争促進政策を打ち出し、ガス取引において契約の主流であったTake-or-Pay条項付きの長期購入契約や第三者への転売禁止を規定した仕向け条項について排除する方針を掲げた。しかし、今後の急速なガス需要の増加という問題に直面したEU側は、長期的な安定供給の確保を優先的な課題と位置づけ、2002年9月、Take-or-Pay（基本料金制）条項付きの長期ガス購入契約を容認した。本村真澄「ロシアからの新しい石油・天然ガスフローを展望する（その1）」『石油・天然ガスレビュー』36巻2号（2003年3月）。<<http://oilresearch.jogmec.go.jp/papers/2003/200303russia-motomura.htm>>.

より十分に進んでいない。このため天然ガス輸出に関しては、石油とは対照的に有利なインフラ環境にあるにもかかわらず、これを十分に活用するだけの生産量を確保できていない。

#### (5) 極東開発におけるインプリケーション。

日本を含むアジア太平洋地域への輸出は東シベリア・サハ共和国での石油生産が輸出戦略の中心となる。この生産の実現は、東シベリア・極東地域発展プロジェクトの成否や、アジア太平洋地域における戦略的利益が左右されるだけでなく、ロシアの持続的な成長にとっても重要な要素であるが、最悪の場合、生産量は日量300万t以下に留まる可能性がある。ロシアは、この開発費用の負担をめぐり、日本を含む東アジアからの投資を期待している。この石油を輸送する東シベリア・パイプライン建設計画<sup>(70)</sup>における交渉では、ロシアは日本もしくは中国が主張するルートを決定する、能動的な立場であるように見える。しかしパイプラインの建設は、探鉱・開発が成功して初めて投下資本を回収できるものであり、このため、ロシアは当該地域の資源開発が喫緊の課題でありながら、その費用を負担できず、実は、日本の巨額の資金援助と技術援助に頼らざるを得ないという受動的な立場にあることを認識する必要がある。

### 4 中国のエネルギー戦略

#### (1) 中国のエネルギー需給と長期見通し

中国の一次エネルギー消費量は、97年から99年にかけて減少し、2000年から増加に転じ、2002年の一次エネルギー消費量は前年比19.7%という高い伸びを示した。これは、減少傾向にあった石炭の消費が2001年から増加に転じたこと大きな要因であり、2002年は前年比27.9%という高い伸び率を示した。石油の消費は、90年以降、年平均6.4%の伸びで増大し、2002年の消費量は2億4,570万tであった。これは、産業部門における石油へのエネルギー転換政策、モータリゼーションの進展などが影響している<sup>(71)</sup>。1990～2000年にかけて、中国の自動車保有台数は毎年、平均11.3%で伸びており石油需要を押し上げる最大の要因となっている<sup>(72)</sup>。2002年のガソリン消費量は日量138万7,000バレルで、日本のガソリン消費量<sup>(73)</sup>に接近している。天然ガスに関しては、90年以降年平均8%の伸び率で消費量が増大し、2002年の天然ガスの消費量は90年の消費量の約2倍

(70) 日本向けにはこの地域からの生産量を5,000万トンから8,000万トンとしてパイプライン建設の妥当性を説明している。古川「ロシア2020年エネルギー戦略の概要」。

(71) 国務院発展研究センターの予測では自動車登録台数は今後、年率15.2%の伸びで推移し、2010年には7,167万台に達すると見込まれている。『人民網日本語版』2002年1月17日。

(72) 李志東「中国の高度経済成長の陰に潜むエネルギー・環境問題」『エネルギー経済』第29巻第3号（2003年夏季）。

(73) 175万8,000バレル，BP Statistical Review of World Energy 2003。

となる2,700万TOEであった。天然ガス消費の増加は、環境問題への対応として、都市部でのガス転換政策や発電部門における石炭から天然ガスへの転換等に伴う消費の増加が要因となっている。

エネルギー生産量は97年から2000年にかけて年平均5.6%で減少したが、2001年から増加に転じ、2002年は前年比22.1%という非常に高い伸びを示した。これは石炭生産<sup>(74)</sup>が火力発電用の需要により増加し、2002年の生産量は7億300万TOEで前年比28.2%増という高い伸びを示したことによる。一方、石油の生産は横ばいであり、95年以降の年平均伸び率は約1.8%と低調である。これは、既存の大規模油田の老朽化に伴う減産や新規油田の開発・生産が期待したほど伸びていないことが要因である。天然ガスについては、石炭や石油の代替エネルギーとしての需要の増加に伴い近年探査・開発が促進されたことから、生産は拡大しており、95年以降、年平均11%の高い伸びを示している。

中国では、石炭が将来的にも依然として一次エネルギーの中心となるものの、その比率は低下し、石油および天然ガスの比率が高まると考えられる。石炭の需要は、今後とも発電部門<sup>(75)</sup>を中心に今後も堅調に増加し、2030年には2000年の消費量6億5,900万TOEの約2倍にあたる12億7,800万TOEに拡大するとみられる。石油の需要も将来、継続的に拡大し、輸入依存度は高まると予想される。中国側による推計では、代替燃料による補填により約30%のレベルにとどまるとの楽観的な予測もあるが、他方、IEAは、輸入依存度は2001年の34%から2030年には82%になると予測している<sup>(76)</sup>。天然ガスの需要も2000年以降急速に増大しており、2000年から2030年までの需要の年平均伸び率は5.5%と予測されている。これは、石油（同期間の伸び率3%）や石炭（同2.2%）に比べて高く、2030年の消費量は2000年の約5倍に当たる1億5,100万TOEと見込まれている（表4-1）。

## （2）中国のエネルギー戦略

### ①「第10次5ヵ年計画」<sup>(77)</sup>と「石油・天然ガスの持続可能な発展戦略の研究」

中国のエネルギー戦略に関する政策が公式に打ち出されているものとしては、2001年3月に報告された「国民経済と社会発展の第10次5ヵ年計画綱要」がある。この計画の主要目標は、2010年までにGDPを2000年の2倍にすることにあり、年平均7%の経済成長を目標としている。これに沿って、エネルギー、特に石油供給の確保は、資源戦略における重要課題の1つとされているが、国内での石油開発と生産はすでに経済社会の発展に応えきれず、需給ギャップが日増しに拡大してきているとの認識の下、①あらゆる方策を通じ石油を節約する、②石油と天然ガスの探査・開発を促進する、③国外の資源を積

(74) 97年から2000年にかけて年平均8.1%の減少したが、この減少傾向は、事故の多い小規模炭鉱の整理に伴う減産や環境保全の観点からの消費抑制政策などが要因である。

(75) 2000年の中国の発電部門における石炭のシェアは78.3%で、これは世界平均の39.1%およびOECD平均の38.8%と比較して非常に高い数値を示している。

(76) IEA, *World Energy Outlook 2002*.

(77) 第10次5ヵ年計画とは、2001～2005年の期間における経済と社会発展のための主要目標、重要

極的に利用するための「海外進出戦略」を進め、国外投資、国外資源の共同開発を奨励する、④石油などの戦略的資源の備蓄制度を早期に構築する、⑤クリーン・コールの開発・利用を重視する、⑥水力発電所等を積極的に発展させ、小規模火力発電所を圧縮し、原子力発電所の適度な発展を図る、⑦各種新エネルギーの発展を重視する、⑧西部の天然ガスの東部への輸送（西気東輸）や西部の電力の東部への輸送（西電東送）などの戦略的意義のあるプロジェクトの建設を進める、等の具体的な政策が打ち出されている。

2003年5月26日、エネルギー戦略に関する会議が温家宝・国务院総理の主催で開かれた。温総家宝理は、中国工程院の徐匡迪院長をはじめとする同院の専門家チームの報告を受け、エネルギー戦略について専門家による研究を進めるとともに、国务院の関係部門において「石油・天然ガスの持続可能な発展戦略の研究」の策定に着手することを明らかにし<sup>(78)</sup>、重点研究テーマとして①資源と需給の状況、②国内の石油・天然ガス資源の開発、③石油・天然ガスの輸入と海外資源開発への参入、④石油の安全と貯蔵、⑤石油化学工業の発展、⑥石油・天然ガスの節約と代替資源、⑦石油・天然ガス資源開発に関する政策・措置、の7点を挙げた。これらは、第10次5ヵ年計画で示されたエネルギーに関する重点施策と同様であるが、いずれも上位に国内資源の開発と、政策として国外の資源開発への参入、利用を推進していることが示されている点は注目すべきである。今後の高度経済成長を維持していく上で必要となる石油および天然ガスの供給確保は以上のような戦略に沿った政策が展開されていくものとみられる。

## ② 内陸部および海洋資源の開発

エネルギー戦略において中国が最も力をいれているのが、国内資源の開発利用で、これまで開発の遅れていた西部地域の開発を国家プロジェクトとして強力に推進している。中国は、国内のエネルギー産地が中国東北部および中西部に偏在し、一方エネルギー大消費地は東部沿岸部に集中している<sup>(79)</sup>。これらのエネルギー資源を活用するためには石炭および石油は鉄道輸送に、天然ガスはパイプライン輸送に依存しなければならないが、広大な国土に偏在する資源と消費地を結ぶ輸送システムがボトルネックとなって中西部地域における資源開発が停滞していた。このため、産地と消費地を結びつける「西気東輸」<sup>(80)</sup>や「西電東送」<sup>(81)</sup>の大規模プロジェクトを促進し、国内資源の開発促

指導方針、重点分野などを打ち出したものである。

(78) 『人民網日本語版』2003年5月27日。

(79) 石炭は、東北および北部(山西省並びに内モンゴル自治区)に多く賦存し、石油は、大慶、勝利、遼河など東北部に賦存し、また天然ガスは内陸の中西部(四川、タリム盆地など)に多く賦存する。

(80) 新疆ウイグル自治区のタリム盆地の天然ガスを河南、安徽、江蘇、セイ江を経由し上海まで全長4,200kmのパイプラインで繋ぎ、当初120億m<sup>3</sup>/年、将来的には200億m<sup>3</sup>/年の天然ガスを輸送する計画。パイプラインへの投資額は495億元(約55億ドル)、総投資額は1,600億元(約180億ドル)といわれ、シェルやエクソンモービル、ガスパロムが計画に参加し、それぞれ15%の権益を保有している。

(81) 西南部、西北部の豊富な水力エネルギー資源と石炭資源の開発を通じて、大容量、長距離、超高圧の送電ルートを建設し、東部の沿海地域に電力を輸送するプロジェクト。北部、中部、南部の3ルートに分けられ、三峡ダムは中部ルートの中心。

進と地域開発を目指しているが、これらを実現するには、さらに外資導入を促進する必要がある。この2大プロジェクトは、エネルギーの国内需給を活性化させるとともに、沿岸部と内陸部の経済格差を是正する上でも重要な意味を持っている。また「西気東輸」プロジェクトは、将来、近隣諸国とのパイプラインネットワークを構築する基点となる可能性があり、西にパイプラインが伸びればカザフスタンやトルクメニスタンからの天然ガスの輸入が可能となる。国内資源の開発にあたっては、外資を積極的に導入し、石油メジャーや米加豪の中小資源企業が開発に参画している<sup>(82)</sup>。

中国は内陸部だけでなく海洋資源の開発にも力を注いでいる。現在、渤海湾、上海周辺の東海および海南島周辺の南海地域で石油および天然ガスを生産している。2001年における中国の石油総生産に占める海底油田からの産出量のシェアは約12%、天然ガス総生産に占める海底天然ガス田からの産出はシェアの約13%である。中国は、「中国近海大陸棚の石油資源量は約250億t、天然ガス資源量は約140兆m<sup>3</sup>といわれているが、海底石油・天然ガスの探査程度はまだ低く、明らかになった石油・天然ガスの埋蔵量は5%に過ぎない」<sup>(83)</sup>とみており、また、国土資源部の寿嘉華副部長は中国地質調査活動局活動年次例会で「海洋資源は我が国の持続可能な発展の（ために必要な）未来の資源であり、海洋での地質（調査）や資源（探査）活動を展開することは、国の権益を守る（ことである）」と述べ<sup>(84)</sup>、外資を導入して、海底石油・天然ガス資源の探査・開発を加速化しようとしている。

現在、中国は南シナ海や東シナ海での石油・天然ガスの探査・開発を進めているが、東シナ海の開発地域は、日中中間線付近で行われており、また南シナ海は島嶼の領有権をめぐる近隣諸国と摩擦が生起している地域である。これらの地域での探査・開発の拡大は、将来、関係諸国間との摩擦を激化させる懸念がある<sup>(85)</sup>。

### ③資源外交の積極的な展開

中国は当初、国内産と同質の石油を産出するインドネシアやオマーンなどから多く石油を輸入していたが、90年代後半以降、イラン、サウジアラビアなどの輸入を増やし、供給先の多様化を図り、特定の国に供給を依存するリスクを軽減している。今後の供給先として着目されているのは、近隣のロシア、カザフスタン、トルクメニスタンなどである。現在、中国は、ロシアおよびカザフスタンとの間に石油パイプラインを敷設する計画を推進中で、これが実現すれば、安定した石油供給が確保できるとともに、マラッカ海峡を経由する脆弱なシーレーンに過度に依存するリスクを軽減できるとの考えがあると思われる<sup>(86)</sup>。

(82) 石田聖『『爆発』する中国のガス・ビジネス』『石油・天然ガスレビュー』36巻5号(2003年9月)。  
<<http://oilresearch.jogmec.go.jp/papers/2003/200309/042-065p.pdf>>.

(83) 『人民日報海外版』2000年2月1日。

(84) 『チャイナネット』2002年4月26日。

(85) 平松茂雄『続中国の海洋戦略』（勁草書房、1997年）。

(86) これについて米国のRAND研究所のレポートでは、中国のパイプライン・プロジェクトは、アメリカ支配のシーレーンへの依存度を低下させるための動きである。そして、パイプライン・プロジェクトは実効性に疑問があり、結局はアメリカのシーレーンの庇護下に置かれたままで

中国は、今後さらに、石油供給を輸入に依存するが比率が高まってくることが予想されるが、高い経済成長を維持するためにも石油の安定供給を確保することが不可欠であり、そのために石油輸出国との二国間関係を強化している。中国は、99年11月に江沢民国家主席がサウジアラビアを訪問、2000年6月にイラン・ハタミ大統領が訪中、そして2001年の中ロ首脳会談でエネルギー協力に関して基本合意するなど、これまでも活発な資源外交を展開してきたが、2002年春には江沢民国家主席がイランを訪問し、石油・ガス田の開発協力に関する合意文書に調印、2002年5月にはタジキスタン大統領が訪中し、両国間のエネルギー分野での協力協定に調印、2003年6月には胡錦濤国家主席がカザフスタンを訪問し、エネルギー分野での協力を推進する共同声明に調印するなど、近年、さらにその展開を加速化させている。

#### ④ 3大石油企業による海外権益の獲得

かつて中国の石油関連企業は5社あったが、98年に、石油の開発から石油製品の販売まで、いわゆる上流部門から下流部門までを併わせ持つ垂直統合型の3大国营石油企業グループ<sup>(87)</sup>に再編され、この3大石油企業が中国全土をほぼ3分割する形で管轄するようになった。この再編合理化は国营企業改革の一環として、政府機能の集約・簡素化による政策決定の迅速化、効率化を推進し、また対外開放政策による市場経済化の進展に対応した、国際競争力を有する「中国版石油メジャー」<sup>(88)</sup>を育成して石油産業の活性化<sup>(89)</sup>を図ることを目的としている。

3大石油企業は2001年以降、海外展開を活発化させているが、これは、政府の「海外資源の活用」というエネルギー戦略の一環として推進されているもので、第10次5ヵ年計画で示されている海外での獲得原油量1,500万～2,500万tを達成することが期待されている。中国は国外での油田開発への資本参加や権益の獲得などにより、積極的に国外資源の利用を図ろうとしており、92年にCNPCが初めて海外進出して以来、90年代後半から中国3大石油企業が、世界各地において探鉱・開発活動に積極的に参画している。スーダン、インドネシア、南米、メキシコ湾、中央アジアなどの国・地域において、共同開発への資本参加や探鉱・開発権の獲得を積極的に展開しており、海外における主要プロジェクトは50件近い。海外で獲得している原油の権益は、可採埋蔵量で推定4億tを上回り、天然ガスは8億m<sup>3</sup>の年間生産能力を構築している<sup>(90)</sup>。

あろうとの見方をしている。Erica Strecker Downs, *China's Quest for Energy Security* (Washington D.C.:RAND, 2000)。

(87) 88年創設の北京を含む中国東北部及び中国西部地域を管轄する中国石油天然ガス集团公司(CNPC)、83年創設の上海を中心とする中国東南部地域を管轄する中国石油化工集团公司(SINOPEC)、82年創設の中国沿岸の黄海、東シナ海および南シナ海の海洋全般を管轄する中国海洋石油総公司(CNOOC)。

(88) 日本エネルギー経済研究所(IEEJ)ホームページ、宇佐美崇「中国の石油市場動向と東アジア原油輸入ロジスティックスに関する調査―第5章」(2000年7月掲載)。<<http://eneken.iej.or.jp/data/pdf/437.pdf>>。

(89) IEEJ、郭四志「中国メジャーの経営実態とその経営特質」(2003年6月掲載)。<<http://eneken.iej.or.jp/data/pdf/689.pdf>>。

(90) IEEJ、郭四志「中国における石油セキュリティ問題への関心の背景と対策の展開」(2002年12

一方で、政情が不安定で欧米企業が余り進出しない地域における中国企業の進出は、その権益確保に伴う資源外交が、相手国との軍事的関係に深化するのではと懸念される。特に、米国が「テロ支援国家」として神経を尖らせているイラン、スーダン<sup>(91)</sup>への接近は、米国にとって安全保障上の懸念事項となっている。また、中国企業による権益の獲得は、しばしば資源の囲い込みを目的とした行動を伴い、市場メカニズムによる資源の柔軟で効率的な配分が阻害されることも懸念されている<sup>(92)</sup>。

### (3) 中国のエネルギー安全保障における日本の関与

中国の国内エネルギー供給、特に石油供給体制において、安全保障上、最も問題となる点は石油備蓄がほとんどないことである。中国は99年の石油価格高騰を受け、初めて政府首脳レベルでの石油備蓄態勢整備の検討がなされ、また第10次5ヵ年計画においても、「石油などの戦略備蓄体制の整備を早期に確立する」との方針を打ち出し、国家備蓄設備の建設、民間備蓄の確保に向けた法整備などが検討されている。産業別第10次5ヵ年計画では、2005年までに国家備蓄のための原油貯蔵タンクの建設が予定<sup>(93)</sup>され、2003年から浙江省など4カ所<sup>(94)</sup>の備蓄基地の建設に着工し、2005年までに500万トンの原油を備蓄する計画となっている。しかし、これは先進国の基準<sup>(95)</sup>と比べ、あまりに少なく、供給攪乱に対処できる量ではない。このため、イラク戦争の際、原油価格が高騰した一因は、供給の一時的途絶を懸念した中国が、緊急に買い増しを行ったためとの見方もある<sup>(96)</sup>。中国が国内において安定的な石油供給体制を構築することは、石油価格の攪乱を減減させるという意味で日本にとっても有益であり、この点において日本は資金面での協力が可能である<sup>(97)</sup>。また、供給攪乱時における域内での相互融通スキームに中国を取り込み、エネルギー安全保障にとって必要であるのは国際協調的な行動であり、権益の獲得やシーレーン確保などの地政学的な発想に基づく行動ではないと確認することは、アジア・太平洋のエネルギー安全保障環境にとり重要な意味を持つ。

## 結び

石油・天然ガスの需給状況は長期的に軟化傾向にある。これは供給量に比較して、先進工業国での省力化や効率化が進展したこと、代替エネルギーや新エネルギーの開発の

月掲載)。<<http://enenken.ieej.or.jp/data/pdf/531.pdf>>.

(91) スーダンでは4つの鉱区で、生産分与契約による石油権益の獲得に成功している。

(92) 石井彰『世界を動かす石油戦略』(筑摩書房、2003年)。

(93) 宇佐美崇「中国の石油市場動向と東アジア原油輸入ロジスティックスに関する調査—第5章」

(94) 備蓄基地は、山東省青島市黄島、浙江省舟山市岱山、同省寧波市鎮海、広東省惠州市大亜湾で、地上、地下の両方の備蓄が検討されているといわれる。

(95) IEAの備蓄基準は前年の1日当たり石油純輸入量の90日分であるが約10日分の消費量。

(96) 小田路子「イラク戦争前の原油価格高騰の一因は、中国の緊急買い増し? : 懸念されていた危機時の仮需発生が一部顕在化」『石油・天然ガスレビュー』36巻5号(2003年9月)。

<<http://oilresearch.jogmec.go.jp/papers/2003/200309/085-088p.pdf>>.

(97) ASEAN日中韓エネルギー大臣会合共同閣僚宣言<<http://www.enecho.meti.go.jp/info/040610a.pdf>>.

進展により、消費量が低下してきたためである。しかし、近年におけるアジア・太平洋地域の開発途上国における目覚ましい経済成長にともなう需要増、特に膨大な人口を抱える中国の目覚ましい成長は、エネルギー需要の急激な拡大をもたらした。中国は今後も経済発展を支える上で石油・天然ガスを中心とするエネルギー需要を拡大させるであろう。アジア・太平洋地域における石油・天然ガスの埋蔵量はその需要量に比較して相対的に小さい。増大する需要を賄うためには、政治的に不安定な中東に対する依存度を高めざるを得ないというエネルギー供給体制の脆弱性があらためて問題視されるようになってきた。また、98年の産油国による協調減産は、石油価格の上昇をもたらし、エネルギー資源の市況商品化を阻害するのではないかという懸念を生んだ。さらに、2003年にアメリカはイラクに対して武力行使を行ったが、アメリカの目的は世界第2位の埋蔵量を誇るイラクの石油を支配することにあるという憶測を生んだ。こうしたことから、戦略物資としてのエネルギー資源の重要性が再認識されるようになった。そして、資源の独占や価格の高騰、さらには資源の争奪をめぐる紛争が発生するのではないかという懸念が生まれた。

主要エネルギー資源である石油・天然ガスの需給状況を見ると、世界に需要は今後もアジア・太平洋の開発途上国を中心に増大するものの、供給量はこれを十分に満たすことができる。需給状況から見ても近い将来において石油や天然ガスを求めて国家間の紛争が発生する可能性はないといえる。また、これらの資源はすでに市況商品化しており、価格は市場が決定するようになっている。産油国の協調減産は価格を上昇させるが、その上昇幅は市場が規定するようになってきている。短期的な供給不足が発生してもスポット市場で調達が可能になっているのである。また、巨大な軍事費を支出してまで石油を確保するほどの価格上昇は想定できない。かつてのような産油国がカルテルを組んで輸出を制限することは、かえって産油国に財政上の不利益をもたらす。戦略物資としての石油・天然ガスの地位は大きく低下したといえよう。

米国の対外的なエネルギー戦略の焦点は、エネルギー資源の取引を市場経済化することにある。市場経済化することによって、エネルギー資源の取引が政治的な操作を受けにくくすることに目的がある。石油・天然ガスの新たな輸出国として台頭してきているロシアにとっても、自由化は外国投資の拡大につながり利益をもたらす。外国投資によってシベリアから極東へ輸送インフラが整備されれば、輸出の大きな拡大につながる。一方、中国は海外での開発輸入に急速に参画し始めている。しかし、中国は中央アジアからの国内までの石油・ガスのパイプラインを建設する計画を打ち出したり、成熟油田の権益を不合理な価格で取得したり、経済合理性から逸脱した行動をしばしばとる。2004年半ばに中国が東シナ海で海底油田開発を開始したが、これも世界的な需給状況からすれば、センシティブな地域で巨額な投資を行ってわざわざ開発する必要性はない。これが欧米企業から中国が敬遠される理由である。中国側から見れば欧米が中国を締め出しているように見えるのであろう。中国がより市場メカニズムに信頼をおき、国際的

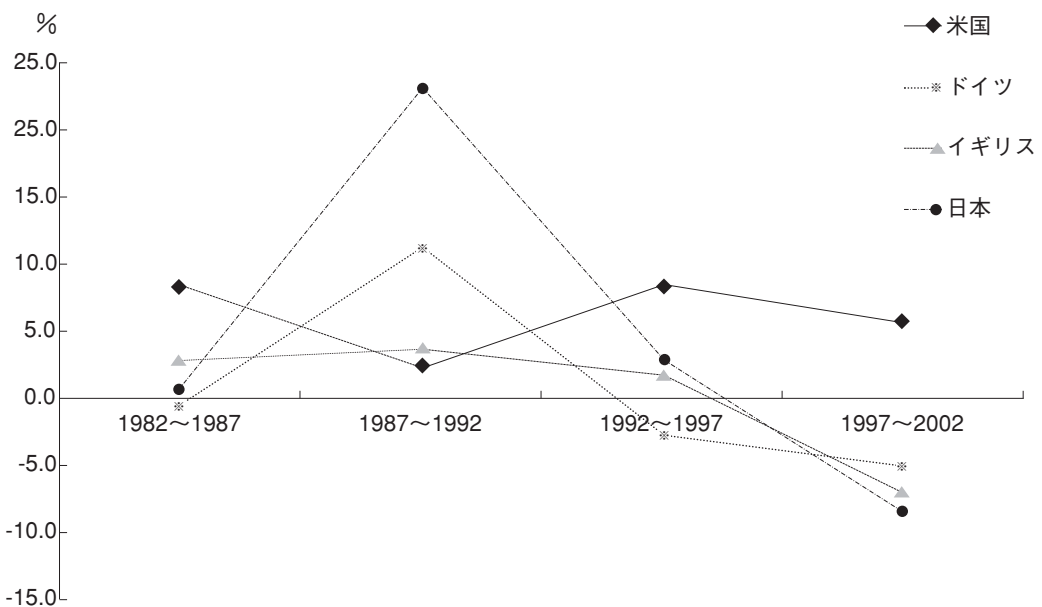
商取引慣行に沿った行動をとれば、石油や天然ガスをより容易にかつ合理的に調達することができるようになると思われる。

取引を市場メカニズムにゆだねることは、米国のみならずロシア、中国にも有益である。しかし、市場に委ねる欠点もある。石油・天然ガスは供給過剰にあるため、価格決定を市場にまかせると、価格は大きく下落する可能性が高い。そうなれば産油国には不利に作用し、協調減産に移る可能性がある。また、消費国や石油関連企業にとっても急激な価格の変化は混乱を引き起こす。価格が大きく変動する可能性がある状況では、産消対話も必要になるであろう。

日本はエネルギー資源に乏しく、石油・天然ガスはそのほとんどを輸入に依存している。中でも中東への依存度は極めて高い。日本は石油については構造的に中東への依存を軽減できない状況にある。したがって、中東については日本からの投資を拡大し、雇用を創出するなど中東の開発に協力し、安定化を図っていくことが重要であろう。また、ロシアからの輸入促進を含めて天然ガスへの転換をさらに推進し、調達先を多様化する必要がある。また、エネルギー資源の市況商品化を一層推進する必要がある。

(つねかわじゅん，研究部第3研究室長、おのけいし，研究部第3研究室主任研究官、おおのたくと，研究部第3研究室所員二等空佐、あきもとしげき，統合幕僚会議情報本部〔元研究部第3研究室所員〕三等陸佐、とみかわひでお，研究部第3研究室助手)

図1-1 OECD主要国の石油需要の推移（5年間の増加率）



BP Statistical Review of World Energy 2003 より作成

表1-1 世界の一次エネルギー消費に占める中国の割合（単位：%）

|                     | 1971 | 1990 | 2000年 |
|---------------------|------|------|-------|
| エネルギー全体             | 5    | 9    | 11    |
| 石炭                  | 13   | 24   | 28    |
| 石油                  | 2    | 4    | 7     |
| 電力需要                | 3    | 5    | 9     |
| CO <sub>2</sub> 排出量 | 6    | 11   | 4     |
| （参考）GDP             | 3    | 6    | 12    |
| 人口                  | 23   | 22   | 21    |

IEA, *World Energy Outlook 2002*, p.238, Table 7.1 より作成

図1-2 世界の石油消費量（主要国・地域別）

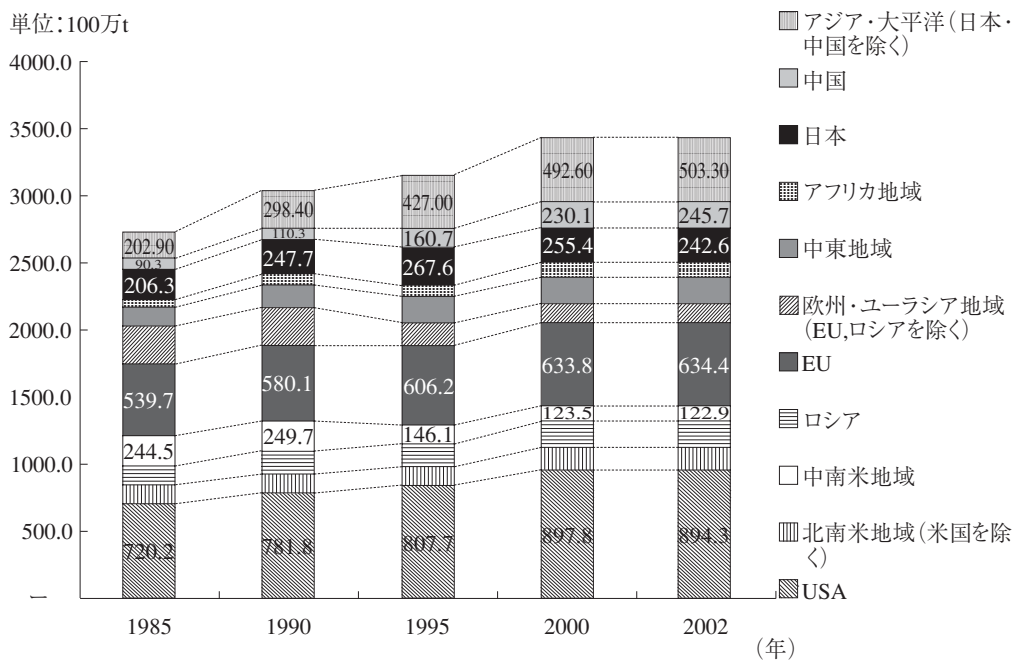
BP *Statistical Review of World Energy 2003* より作成

表1-2 石油の需要見通し（単位：100万バレル（bbl）／日）

| 年       | 2000 | 2010 | 2020  | 2030  | 2000-2030平均伸び率 |
|---------|------|------|-------|-------|----------------|
| 世界合計    | 75.0 | 88.8 | 104.0 | 120.0 | 1.6            |
| OECD    | 44.8 | 49.6 | 54.0  | 57.6  | 0.8            |
| 北米      | 22.2 | 24.8 | 27.7  | 30.8  | 1.1            |
| 欧州      | 14.1 | 15.3 | 16.0  | 16.4  | 0.5            |
| アジア・太平洋 | 8.5  | 9.5  | 103.0 | 10.5  | 0.7            |
| 非OECD   | 27.1 | 35.9 | 46.4  | 58.3  | 2.6            |
| ロシア     | 2.7  | 3.1  | 3.7   | 4.4   | 1.7            |
| 中国      | 4.9  | 7.0  | 9.4   | 12.0  | 3.0            |
| インドネシア  | 1.1  | 1.5  | 2.0   | 2.4   | 2.7            |
| その他東アジア | 3.2  | 4.4  | 5.7   | 7.0   | 2.7            |
| インド     | 2.1  | 3.0  | 4.2   | 5.6   | 3.3            |
| その他南アジア | 0.5  | 0.8  | 1.2   | 1.8   | 4.0            |
| ブラジル    | 1.8  | 2.4  | 3.1   | 3.8   | 2.5            |
| その他中南米  | 2.7  | 3.4  | 4.3   | 5.5   | 2.4            |
| アフリカ    | 2.0  | 2.9  | 3.9   | 5.4   | 3.3            |
| 中近東     | 4.1  | 5.2  | 6.3   | 7.7   | 2.2            |

(出所) IEA, *World Energy Outlook 2002*より作成表1-3 天然ガスの需要見通し（単位：10億m<sup>3</sup>）

| 年        | 2000  | 2010  | 2020  | 2030  | 2000-2030平均伸び率(%) |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------------------|
| 世界合計     | 2,527 | 3,377 | 4,254 | 5,047 | 2.4               |
| OECD 北米  | 788   | 992   | 1,161 | 1,305 | 1.7               |
| OECD 欧州  | 482   | 640   | 799   | 901   | 2.1               |
| OECD アジア | 122   | 168   | 201   | 243   | 2.3               |
| 移行経済群    | 609   | 748   | 876   | 945   | 1.5               |
| 中国       | 32    | 61    | 109   | 162   | 5.5               |
| 東アジア     | 83    | 139   | 200   | 248   | 3.7               |
| 南アジア     | 51    | 96    | 153   | 205   | 4.7               |
| 中南米      | 105   | 167   | 251   | 373   | 4.3               |
| 中近東      | 201   | 272   | 349   | 427   | 2.5               |
| アフリカ     | 53    | 95    | 155   | 239   | 5.2               |

(出所) IEA, *World Energy Outlook 2002*より作成

表2-1 米国の経済成長予測（単位：10億ドル）

|     | 実績    |       |       | 見積もり   |        |        |        |        | 2001-2025の<br>年平均成長率 |
|-----|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|----------------------|
| 年   | 1990  | 2000  | 2001  | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   |                      |
| GDP | 6,836 | 9,370 | 9,394 | 10,563 | 12,497 | 14,566 | 16,770 | 19,285 | 3%                   |

(出所) DOE/EIA, *Annual Energy Outlook 2003: With Projection to 2025*より作成

表2-2 米国の長期エネルギー需給見通し

| 区分               | 2001    | 2005    | 2010    | 2015    | 2020    | 2025    | 2001-2025年変化率(%) |
|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------------|
| 石油(百万bbl/日)      | 7.67    | 7.66    | 7.86    | 7.66    | 7.99    | 7.96    |                  |
| 原油               | 5.80    | 5.58    | 5.63    | 5.25    | 5.46    | 5.33    | -0.40            |
| 粗製ガソリン           | 1.87    | 2.08    | 2.23    | 2.41    | 2.53    | 2.63    | 1.40             |
| 天然ガス(兆立方フィート)    | 19.45   | 20.13   | 21.88   | 23.83   | 25.07   | 26.75   | 1.30             |
| 石炭 (百万toe)       | 1138.00 | 1124.00 | 1231.00 | 1286.00 | 1359.00 | 1440.00 | 1.00             |
| エネルギー総生産量(百万toe) | 1820.25 | 1865.00 | 1981.75 | 2056.25 | 2152.50 | 2245.75 | 0.90             |
| エネルギー総需要(百万toe)  | 2432.50 | 2579.00 | 2831.50 | 3047.75 | 3253.00 | 3476.75 | 1.50             |

(出所) DOE/EIA, *Annual Energy Outlook 2003: With Projection to 2025* より作成

表2-3 米国の石油・天然ガス輸入動向

| 年    |         | 2001  | 2005  | 2010  | 2015  | 2020  | 2025  | 平均伸び率(%) |
|------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|
| 石油   | 総供給量    | 19.69 | 20.49 | 22.99 | 25.23 | 27.23 | 29.17 | 1.7      |
|      | 総輸入量    | 10.9  | 11.5  | 13.76 | 16.2  | 17.72 | 19.79 | 3.3      |
|      | 輸入比率(%) | 55.4  | 56.1  | 59.9  | 64.2  | 65.1  | 67.8  | 0.9      |
| 天然ガス | 総供給量    | 22.67 | 24.6  | 27.06 | 29.5  | 32.14 | 34.93 | 1.7      |
|      | 総輸入量    | 3.65  | 3.86  | 4.78  | 5.26  | 6.66  | 7.76  | 3.2      |
|      | 輸入比率(%) | 16.1  | 15.7  | 17.7  | 17.8  | 20.7  | 22.2  | 1.5      |

(出所) DOE/EIA, *Annual Energy Outlook 2003: With Projection to 2025* より作成

表3-1a ロシアの長期エネルギー需給見通し (IEA)

| 年    |                        | 2000 | 2010  | 2020  | 年平均成長率 |
|------|------------------------|------|-------|-------|--------|
| 石油   | 日消費(100万bbl/d)         | 2.7  | 3.1   | 4.4   | 1.70%  |
|      | 日生産(100万bbl/d)         | 6.5  | 8.6   | 9.5   | 1.30%  |
|      | 純輸出                    | 3.8  | 5.5   | 5.1   | 1.40%  |
| 天然ガス | 消費(10億m <sup>3</sup> ) | 405  | —     | 634   | 1.50%  |
|      | 生産(10億m <sup>3</sup> ) | 583  | 709.0 | 914.0 | 1.50%  |
|      | 純輸出                    | 188  | —     | 280   | 1.50%  |

(出所) IEA, *World Energy Outlook 2002*より作成

表3-1b ロシアの長期エネルギー需給見通し (DOE/EIA)

|              |                | 実績     |        | 予測     |        |        |        | 年平均成長率 |
|--------------|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 年            |                | 1990   | 2001   | 2010   | 2015   | 2020   | 2025   |        |
| 石油           | 日消費(100万bbl/d) | 8.4    | 3.8    | 5.1    | 5.3    | 5.7    | 6.2    | 2%     |
|              | 日生産(100万bbl/d) | 11.4   | 8.8    | 11.6   | 13.3   | 14.4   | 15.9   | 2.4%   |
| 天然ガス         | 消費(100万toe)    | 650.0  | 540.8  | 709.8  | 811.2  | 910.0  | 1003.6 | 2.6%   |
|              | 生産(100万toe)    | 655.6  | 609.6  | —      | —      | —      | —      | —      |
| 総消費(100万toe) |                | 1517.0 | 1020.0 | 1317.0 | 1427.0 | 1515.0 | 1610.0 | 1.8%   |
| GDP(10億ドル)   |                | 1009.0 | 654.0  | 957.0  | 1152.0 | 1360.0 | 1600.0 | 3.8%   |

(出所) DOE/EIA, *International Energy Outlook 2003* より作成

表4-1 中国の長期エネルギー需給見通し

| 年    |                         | 2000 | 2010 | 2020  | 年平均成長率 |
|------|-------------------------|------|------|-------|--------|
| 石油   | 日消費(100万bbl/d)          | 4.9  | 7.0  | 12.0  | 3.00%  |
|      | 日生産(100万bbl/d)          | 3.2  | 2.8  | 2.1   | -1.40% |
|      | 純輸出                     | 1.7  | 4.2  | 9.8   | 9.10%  |
| 天然ガス | 消費(10億 m <sup>3</sup> ) | 32   | 61   | 162   | 5.50%  |
|      | 生産(10億 m <sup>3</sup> ) | 30   | 55.0 | 115.0 | 4.40%  |
|      | 純輸出                     | 2    | 6    | 44    | 10.90% |

(出所) IEA, *World Energy Outlook 2002*より作成